

## 7.10. Bańska Niżna

### 7.10.1. Ogólna charakterystyka strefy

Bańska Niżna to wieś położona w gminie Szaflary, powiecie nowotarskim, województwie małopolskim. Jest pierwszą w Polsce miejscowością ogrzewaną energią geotermalną.

Pierwszy odwiert geotermalny Bańska IG-1 wykonany został w 1981 r. w Białym Dunajcu. Potwierdzono nim występowanie wód termalnych o korzystnych parametrach złożowych. Główny poziom geotermalny stwierdzono na głębokości 2545–3345 m p.p.t. w wapieniach i dolomitach triasu środkowego oraz w zalegającej w ich stropie węglanowej serii eocenu numulitowego. Bezpośrednio po wykonaniu odwiertu jego wydajność wynosiła 60 m<sup>3</sup>/h, temperatura na wypływie z ujęcia 72°C, mineralizacja ogólna wody około 3 g/dm<sup>3</sup>, a statyczne ciśnienie głowicowe 27 bar (Sokołowski i in. 1987); po badaniach wykonanych w latach 1996/97 zatwierdzono powiększone zasoby samowypływu na 120 m<sup>3</sup>/h przy temperaturze 82°C i depresji 185 m. Uzyskanie pozytywnych wyników zdecydowało o podjęciu intensywnych działań zmierzających do szczegółowego rozpoznania, udokumentowania i zagospodarowania wód niecki podhalańskiej w celach ciepłowniczych i rekreacyjnych (Bujakowski, Tomaszewska 2012).

W latach 1987–1995, wspólne działania kilku instytucji naukowo-badawczych: Państwowego Instytutu Geologicznego, Akademii Górniczo-Hutniczej, Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz Centrum Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk (od 1995 r. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN) pozwoliły na zrealizowanie „Projektu badań określających zasoby i warunki eksploatacji surowców energetycznych w niecce podhalańskiej” (Sokołowski i in. 1987). Wymiernym efektem przeprowadzonych prac było potwierdzenie występowania wód termalnych w całym obszarze Podhala, od Tatr po Pieniński Pas Skałkowy. W większości, wykonane wówczas odwierty (lata 1988–1992): Biały Dunajec PAN-1 (2394 m), Poronin PAN-1 (3003 m), Furmanowa PIG-1 (2324 m), Chochołów PIG-1 (3572 m) i Bukowina Tatrzańska PIG/PNiG-1 (3780 m) przeznaczone zostały do zagospodarowania (Bujakowski, Tomaszewska 2012). W latach 1989–1993 wybudowano, a w 1994 r. uruchomiono pierwszy w Polsce Doświadczalny Zakład Geotermalny PAN Bańska Niżna–Biały Dunajec. W pierwszej, pilotowej fazie funkcjonowania przedsięwzięcia wykonana została instalacja eksperymentalna, na którą składały się dwa otwory: Bańska IG-1 (eksploatacyjny) i Biały Dunajec PAN-1 (chłonny), wymiennikownia, rurociąg łączący oba otwory i umożliwiający zatłaczanie wydobytej wody do złoża. Oprócz tej instalacji będącej źródłem ciepła, na terenie Doświadczalnego Zakładu Geotermalnego (obecnie Laboratorium Geotermalne IGSMiE PAN) wybudowano i uruchomiono obiekty doświadczalnego zagospodarowania energii geotermalnej, na które składały się: suszarnia drewna, szklarnia parapetowa, budynek wymiennikowni i sześć budynków mieszkalnych (Bujakowski 2010). W fazie pilotowej maksymalne natężenie wypływu z otworu Bańska IG-1 wynosiło 30–90 m<sup>3</sup>/h wody o temperaturze do 82°C. Woda termalna przekazywała ciepło wodzie sieciowej poprzez dwa płytowe wymienniki ciepła o mocy znamionowej 4 MWt (Bujakowski 2007).

Dla prowadzenia całości prac związanych z realizacją regionalnej geotermalnej sieci grzewczej, w grudniu 1993 r. powołana została spółka „Geotermia Podhalańska S.A.” Jej akcjoniarzami były gminy podhalańskie (Biały Dunajec, Bukowina Tatrzańska, Kościelisko, Poronin i Szaflary), miasta Nowy Targ i Zakopane, a także Polska Akademia Nauk, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska

i Gospodarki Wodnej, Hydrotrest S.A., Polskie Koleje Linowe oraz kilku mniejszych udziałowców (Kępińska 2011). W czerwcu 1998 r., w wyniku fuzji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej „Tatry”, w Zakopanem i Geotermii Podhalańskiej S.A. powołano spółkę „PEC Geotermia Podhalańska SA”.

Podhalański system ciepłowniczy to obecnie największa instalacja geotermalna w Polsce. Jest on zarządzany przez PEC Geotermia Podhalańska SA. Wykorzystuje dwa otwory eksploatacyjne o sumarycznej produkcji wody termalnej 670 m<sup>3</sup>/h i dwa otwory chłonne, którymi zatłaczane może być maksymalnie 600 m<sup>3</sup>/h (Tomaszewska, Pająk 2013). Ciśnienie głowicowe na otworach eksploatacyjnych ma charakter artezyjski i wynosi w warunkach statycznych około 2,7 MPa, a w warunkach eksploatacji z maksymalną wydajnością kształtuje się na poziomie około 1,2 MPa. Nadmiar wód odprowadzany jest do pobliskiej rzeki Biały Dunajec (dopuszczalny jest zrzut maksymalnie 200 m<sup>3</sup>/h). Moc całkowita układu geotermalnego wynosi 15,4 MW, przy całkowitej mocy zainstalowanej w ciepłowni 80,5 MW (moc geotermalna powiększona o moc kotłowni szczytowej gazowo-olejowej i jednostek kogeneracyjnych) (Bujakowski 2010). W roku 2008 całkowita produkcja energii przez instalację wynosiła 324 TJ (Bujakowski 2010), a w roku 2012 już 383 TJ. Rurociąg przesyłowy pomiędzy ciepłownią a kotłownią szczytową w Zakopanem ma długość około 14 km. Do systemu podłączonych jest około 1500 odbiorców, przy wykorzystaniu 1358 węzłów cieplnych. Całkowita długość sieci ciepłowniczej dla omawianego systemu wynosi – według aktualnych danych – około 94 982 m (Tomaszewska, Pająk 2013).

W roku 2009, w ramach realizacji nowej strategii, Spółka uzyskała koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej oraz na wiercenie otworu produkcyjnego Bańska PGP-3, które zakończono w 2013 roku.

W latach 1999–2012 funkcjonowanie Ciepłowni Geotermalnej przyczyniło się do redukcji emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery o ponad 330 tys. Mg, ograniczenia stężenia SO<sub>2</sub> oraz zredukowania stężenia pyłu zawieszonego. Nowy odwiert produkcyjny prawdopodobnie umożliwi zwiększenie mocy źródła geotermalnego o ponad 50%, a realizacja kolejnych inwestycji towarzyszących pozwoli m.in. na podłączenie nowych odbiorców. W perspektywie paru lat ciepło z sieci PEC Geotermia Podhalańska SA może osiągnąć 50% udziału w podhalańskim rynku ciepła (Ślimak 2013).

Bardzo dobre wyniki ekonomiczne zaowocowały w 2013 r. Nagrodą Gospodarczą Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej, tzw. „Polskim Noblem Gospodarczym”.

### 7.10.2. Koncepcyjny model geologiczny i parametry hydrogeotermalne

Model budowy geologicznej strefy Bańskiej Niżnej przedstawiono na podstawie archiwalnej pracy wykonanej w Pracowni Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN w Krakowie (Bujakowski i in. 2011).

Strefa Bańskiej Niżnej zlokalizowana jest w niecce podhalańskiej należącej do Karpat Wewnętrznych, w obrębie podhalańskiego systemu geotermalnego (zał. 7.10.1) położonego w bliskim sąsiedztwie Tatr oraz systemów geotermalnych Słowacji. Podhalański system geotermalny na zachodzie poprzez uskoki Krowiarek graniczy z systemem Skoruszyny, a na wschodzie poprzez uskoki Drużbaków z systemem Popradu.

Elementy strukturalnego modelu geologicznego tej strefy zostały przedstawione na załącznikach 7.10.1 i 7.10.2.

Geotermalny system podhalański budują dwie główne formacje (zał. 7.10.2):

- ♦ **paleogeńska** – złożona z utworów fliszu podhalańskiego (eocen grn.-oligocen) oraz podścielającej go serii eocenu węglanowego (eocen śr.–grn.),
- ♦ **mezozoiczna** (trias dln.–jura-kreda śr.) o miąższości ponad 2,5 km, zawierająca poziomy wód termalnych, złożona z licznych jednostek tektonicznych tworzących płaszczowiny i łuski.

Pod formacjami systemu mogą znajdować się starsze serie utworów mezozoicznych, znane z odsłoneń w Tatrach, jak np. karbońskie granitoidy i skały metamorficzne. System przykrywają kilkumetrowe utwory czwartorzędowe pochodzenia lodowcowego i rzecznoego, w tym stożki napływowe, zwietrzliny i koluwia osuwiskowe.

Wgłębną budowę geologiczną, tektonikę, warunki hydrogeologiczne i geotermalne niecki podhalańskiej rozpoznano wieloma wierceniami, w tym rejon Bańskiej Niżnej pięcioma: Bańska IG-1 – głęb. końcowa 5261 m p.p.t., Bańska PGP-1 – głęb. 3242 m p.p.t., Biały Dunajec PAN-1 – głęb. 2394 m p.p.t., Biały Dunajec PGP-2 – głęb. 2450 m p.p.t. (Sokołowski 1992; Jaromin i in. 1990b; Barbacki i in. 1998) oraz Bańska PGP-3 – głęb. końcowa 3400 m p.p.t. (otwór kierunkowy o długości 3519 m, odchylenie 650 m – dokumentacja zasobowa w trakcie opracowywania). Analizowana strefa rozpoznana została również badaniami sejsmicznymi 2D i 3D, wykonanymi w latach 1975 i 2001–2002 (Ochał, Gąsiorek 2002). W obrębie niecki podhalańskiej występowanie wód termalnych stwierdzono także w otworach (Chowaniec 2009): Zazadnia IG-1, Zakopane IG-1, Zakopane-2, Siwa Woda IG-1, Poronin PAN-1, Furmanowa PIG-1, Chochołów PIG-1, Bukowina Tatrzańska PIG/PNiG-1, Szmoszkowa GT-1 i Białka Tatrzańska GT-1.

Generalnie, kontakt utworów niecki podhalańskiej z Tatrami jest sedymentacyjny, choć pocięty uskoki poprzecznymi, natomiast kontakt z Pienińskim Pasem Skałkowym jest wyłącznie tektoniczny. W północnej części niecki upady warstw fliszowych generalnie skierowane są na południe, a w południowej – na północ. W dolinie Białego Dunajca i w rejonie Bańskiej Niżnej przeważają biegi południkowe i upady na zachód (elewacja Białego Dunajca – ok. 10° W). Bardziej zróżnicowane wartości upadów i biegów warstw występują w strefach: przytatrzańskiej i przypienińskiej.

Niecka podhalańska ma złożoną budowę tektoniczną. Wyraża ją układ uskoków powstałych wskutek przemieszczania i nasuwania płaszczowin, ruchów pionowych, a następnie postkinematycznego odprężania górotworu. W efekcie utwory budujące nieckę występują w strukturze blokowej. Amplitudy uskoków dochodzą do kilkudziesięciu, a w niektórych rejonach do kilkuset metrów (m.in. Mastella 1975; Kępińska 1997; Ochał, Gąsiorek 2002). Uskoki i spękania w dużej mierze wpływają na sposób krążenia wód, stąd ich orientacja przestrzenna lokalnie modyfikuje kierunki ich przepływu.

Uskoki i strefy dyslokacyjne rejonu niecki podhalańskiej, występujące w obrębie paleogenu podhalańskiego i jego mezozoicznego podłoża, należą generalnie do dwóch systemów o różnym przebiegu (Stupnicka 1989):

- ♦ **równoleżnikowym** – wzdłuż niego odbywał się ruch ku górze lub w dół bloków o osiach równoleżnikowych (amplitudy do kilkuset metrów), przy czym najsilniej podniesione zostały bloki Tatr i pienińskiego pasa skałkowego, natomiast najsilniej obniżona została środkowa część Podhala, tworząc osiową część niecki. Należą tu m.in. uskoki (strefy dyslokacyjne): dyslokacja północnotatrzańska, rozłam perypieniński, strefa fleksury przypienińskiej, uskoki w osiowej i północnej części niecki podhalańskiej;
- ♦ **południkowym** – w przybliżeniu o przebiegu od NNE-SSW (zachodnia część niecki) do NNW-SSE (wschodniej części niecki). Należą do niego m.in. następujące uskoki (strefy dys-

lokacyjne): Krowiarek (Prosecna), strefa dyslokacyjna Kościelisko–Czarny Dunajec, Ostrysza, Cichego, Małej Łąki, Zakopianki, Białego Dunajca, Bystrej, strefa dyslokacyjna Zgorzeliska, Jurgów–Trybsz, Branisko–Osturna, Kacwin–Sromowce. Uskoki te mają często charakter nożycowy lub zawiasowy.

W strefie Bańskiej Niżnej występują uskoki strefy przypienińskiej, uskoki o kierunku SW-NE, tnące podłoże podfliszowe niecki podhalańskiej oraz dyslokacja nasuwczą Białego Dunajca – Furmanowej (BD-F).

Uskoki strefy przypienińskiej zasadniczo ułożone są nieco skośnie do granicy z Pienińskim Pasem Skałkowym. Uskoki o kierunku SW-NE są stromo nachylone i zrzucają skrzydła zachodnie, przez co ku NW wzrasta głębokość położenia granicy flisz–podłoże. W podłożu podfliszowym sieć tych uskoków jest gęsta, natomiast metoda sejsmiczna pozwoliła na wykrycie jedynie tych spośród nich, których zrzuty wynoszą kilkadziesiąt metrów (Wieczorek 2002).

Mezozoiczne podłoże niecki podhalańskiej ma charakter mozaikowy (Wieczorek 2002), gdyż budują je różne jednostki tektoniczne o ograniczonym zasięgu (zał. 7.10.2). Są to głównie jednostki reglowe, a ponadto jednostki o nieustalonej przynależności tektonicznej, które różnią się od jednostek znanych z odsłoneń w Tatrach. Istnieją przy tym trudności w korelacji jednostek wyróżnionych w otworach z jednostkami znanymi z Tatr. Nie jest także jasny ich wzajemny stosunek w obrębie podłoża, m.in. czy łączą się one wzajemnie, czy też są one odrębne. W strefie Bańskiej Niżnej występują następujące jednostki podłoża mezozoicznego niecki podhalańskiej (zał. 7.10.2) spośród wydzielonych dotychczas (Ochał, Gąsiorek 2002; Wieczorek 2002):

- ♦ **jednostka Białego Dunajca** – typu kriżniańskiego, zbudowana jest z wapieni i dolomitów głównie triasu śr. Znajduje się bezpośrednio poniżej eocenu węglanowego (zał. 7.10.2). Stwierdzona została w otworach: Biały Dunajec PAN-1, Biały Dunajec PGP-2, Bańska IG-1 (przewiercona w interwale 2714–3345 m) i Bańska PGP-1. Występuje pod całym rejonem i kontynuuje się także na zachód i wschód. Generalnie, nachylona jest pod kątem około 20° w kierunku NW, podczas gdy upady warstw wewnątrz niej wynoszą na ogół 20–30° i skierowane są na południe. Warstwy leżą normalnie. Badania sejsmiczne 3D wykazały, że wewnątrz jest podzielona na wspomniane dwie łuski – północną i południową, związane z przecięciem dyslokacją nasuwczą. Jednostka ta zawiera główny poziom wód termalnych;
- ♦ **jednostka Bańskiej** – typu manińskiego, zbudowana jest głównie z margli kredowych i utworów jurajskich. Stwierdzona została w otworze Bańska IG-1, a poza rejonem Bańskiej Niżnej na południu – w otworze Poronin PAN-1. Cechuje ją dużą miąższość (do 700–800 m). Nie występuje w Tatrach, znana jest natomiast z Karpat wewnętrznych na Słowacji. Prawdopodobnie podzielona jest na dwie łuski, podobnie jak zalegająca wyżej jednostka Białego Dunajca. Występuje pod całym omawianym rejonem, a jej największe miąższości przypadają na strefę o rozciągłości SW–NE. Zalega normalnie, a upady są w niej zmienne, zwykle od 30 do 60°;
- ♦ **jednostka P (w obrębie jednostek wierchowych)** – została rozpoznana sejsmiką 3D w południowej części obszaru. Może stanowić przedłużenie jednostki triasowej (wapienie i utwory kajpru karpackiego) stwierdzonej w interwale głęb. 2887–3003 m p.p.t. w otworze Poronin PAN-1 (poza strefą Bańskiej Niżnej i nie dochodzi do otworu Bańska IG-1);
- ♦ **jednostka X (w obrębie jednostek wierchowych)** – także rozpoznana sejsmiką 3D. Dochodzi niemal do otworu Bańska IG-1. Nie jest znany jej skład litologiczny. Posiada podobny zasięg jak jednostka P, co sugeruje, że nie musi być odrębną jednostką, a np. pakietem piaskowców

i kwarcytów dolnego triasu odkutych od zalegającego wyżej kompleksu węglanowego jednostki P;

- ♦ **jednostka BN (jednostka Bańskiej – regłowa niższa)** – wydzielona została w otworze Bańska IG-1 w interwale głęb. 4132–4484 m p.p.t. Zbudowana jest głównie z wapieni i margli jury–kredy. Sejsmika 3D wskazuje, że jednostka ta ułożona jest niemal poziomo, a jej miąższość wzdłuż rozciągłości jest dość stała;
- ♦ **jednostki triasowe (wierchowe)** – wydzielone w otworze Bańska IG-1 w interwale głęb. 4484–5261 m p.p.t., zbudowane są z siliciklastycznych utworów triasu grn (?) oraz triasu dln (? – kajpru karpackiego (?)), tj. anhydrytów, piaskowców, iłowców i zlepieńców. Mogą to być dwie – trzy jednostki wzajemnie ponasuwane.

Utwory jednostki Białego Dunajca stanowią główny poziom geotermalny w obszarze niecki podhalańskiej. W strefie Bańskiej Niżnej są głównym zbiornikiem wód termalnych także dla potencjalnego systemu binarnego. W jej obrębie wyróżniono kilka kompleksów litologicznych (z przewagą dolomitów lub wapieni) występujących w otworach badawczych (Sokołowski 1992; Barbacki i in. 1998; Wieczorek 2002):

Otwór Biały Dunajec PAN-1 (m p.p.t.):

- ♦ interwał 2125–2164 m: kompleks wapienno–dolomitowy,
- ♦ interwał 2164–2337 m: kompleks brekcjowy,
- ♦ interwał 2337–2394 m: kompleks wapienny.

Otwór Biały Dunajec PGP-2 (m p.p.t.):

- ♦ interwał 2070–2312 m: kompleks dolomitowo–wapienny (podkompleks I),
- ♦ interwał 2312–2450 m: kompleks wapienny (podkompleks II).

Otwór Bańska IG-1 (m p.p.t.):

- ♦ interwał 2714–3345 m: kompleks zbudowany głównie z dolomitów i wapieni (nie rozdzielony szczegółowo).

Otwór Bańska PGP-2 (m p.p.t.):

- ♦ interwał 2809–2875 m: podkompleks I – wapienny,
- ♦ interwał 2875–2983 m: podkompleks II – dolomitowy,
- ♦ interwał 2983–3202 m: podkompleks III – dolomitowo–wapienny,
- ♦ interwał 3202–3240 m: podkompleks IV – dolomitowy.

W stropie serii złożowej strefy Bańskiej Niżnej występuje transgresywna formacja eocenu węglanowego (zwanego też numulitowym) o dużym zróżnicowaniu miąższości (od 12 m w otworze Biały Dunajec PAN-1 do 149 m w otworze Bańska IG-1), nieciągłym rozprzestrzenieniu i dużej zmienności rozwoju litologicznego. W północnej części omawianej strefy (otwory Bańska IG-1 i Bańska PGP-1) są to głównie łupki margliste i margle, miejscami z wkładkami wapieni marglistych, a podrzędnie piaskowców. W części południowej, gdzie ich miąższość jest najniższa (otwory: Biały Dunajec PAN-1 i Biały Dunajec PGP-2), przykrywają je zlepieńce węglanowe złożone z otoczków skał mezozoicznych (głównie triasowych), a także wapieni numulitowych, natomiast w otworze Biały Dunajec PGP-2 dodatkowo piaskowce, mułowce i iłowce detrytyczne. Miąższość tych serii wynosi 12–22 m. Wskazane osady podścielają kompleks nieprzepuszczalnych utworów fliszu o miąższości do 2,8 km, słabo wodonośnych jedynie w przypowierzchniowych partiach o grubości 80–100 m (Chowaniec 2002). Tworzą go warstwy szaflarskie i zakopiańskie, a poza strefą Bańskiej Niżnej także i warstwy chochołowskie.

Spąg serii złożowej tworzą zlepieńce kredy grn., występujące w stropie (lub pokrywie) słabo przepuszczalnych utworów jednostki Bańskiej, tj. margli z wkładkami piaskowców (alb–dln. senon), wapieni ziarnistych i radiolariowych z Calpionellami (tyton–berias) oraz utworów wapienno-marglistych z radioliami (jura śr. i grn.). Poniżej nie mogą występować inne poziomy wodonośne: w piaskowcach i wapieniach triasu jednostki BN, a także w jednostce? (jednostkach ?) z najniższych fragmentów profilu otworu Bańska IG-1 (4484–5261 m p.p.t.), zbudowanych z detrytycznych utworów triasu grn. i dln. – piaskowców, zlepieńców, iłowców, anhydrytów. Spąg serii złożowej tworzą zatem słabo przepuszczalne utwory jednostki Bańskiej o miąższości 700–800 m.

Strop serii złożowej tworzą kilkunastometrowe przepuszczalne utwory, głównie eocenu numulitowego, przykryte nieprzepuszczalnym fliszem podhalańskim o miąższość do 2,8 km.

**Parametry hydrogeotermalne** serii złożowej zestawiono na podstawie archiwalnego opracowania wykonanego w Pracowni Energii Odnawialnej IGSMiE PAN w Krakowie (Bujakowski i in. 2011).

Spąg utworów jednostki Bańskiej (serii zbiornikowej) obniża się od –2180 m n.p.m. na południu do –3620 m n.p.m. w kierunku NW (zał. 7.10.1). Miąższość serii zbiornikowej wynosi od 700 do 800 m w osiowej części obniżenia powierzchni spągu, tj. w równoleżnikowym pasie terenu na zachód od otworu Bańska PGP-1 i Bańska IG-1. Miąższość efektywna dochodzi na ogół do 100 m (Chowaniec i in. 1997; Barbacki i in. 1998), chociaż w otworze Bańska PGP-1 wynosi 187 m.

Parametry termiczne występujące w systemie podhalańskim rozpoznano punktowo dla kilku otworów wiertniczych. W otworze Zakopane IG-1 (poza strefą Bańskiej Niżnej) gęstość ziemskiego strumienia ciepłego wynosi 55 mW/m<sup>2</sup> (Plewa 1994), a w otworze Bańska IG-1 60 mW/m<sup>2</sup> (Sroka 1991). Średnie wartości gradientu geotermicznego dla serii paleogeńskiej i mezozoicznej określono jako 1,9–2,3°C/100 m (Kępińska 1995). Wysokie temperatury, 85–95°C, w obrębie jednostki Bańskiej występują w północnej części zbiornika, w pasie pomiędzy Chochołowem, Bańską i Białym Dunajcem, lecz przy zróżnicowanej głębokości zalegania stropu tego poziomu, tj. 3–3,5 km p.p.t. (najgłębiej) w Chochołowie, czyli poza strefą Bańskiej Niżnej, 2,5–3,2 km p.p.t. w Bańskiej i 2,1–2,4 km p.p.t. (najpłycej) w Białym Dunajcu (Kępińska 2006). W obrębie systemu Podhala najwyższą temperaturę, 127,5°C, zmierzono dotychczas w otworze Bańska IG-1 na głębokości 4790 m (Sokołowski 1992). W strefie Bańskiej Niżnej, w okolicy Białego Dunajca zaznacza się dodatnia anomalia termiczna w obrębie głównego poziomu wód termalnych. Temperatury są tam do około 10°C wyższe niż na porównywalnych głębokościach w innych częściach tego poziomu (Kępińska 1997). Dodatkowo anomalie termiczne w warstwach fliszu, bliżej nierozpoznane, towarzyszą także tektonicznemu kontaktowi niecki podhalańskiej z pienińskim pasem skałkowym (Pomianowski 1988), już poza północną granicą strefy Bańskiej Niżnej.

Północna strefa ascenzyjna dla wód (na północ od strefy Bańskiej Niżnej), w której następuje ich transport ku powierzchni, związana jest z siecią równoległych uskoku przecinających nieprzepuszczalne warstwy podścielające utwory głównego poziomu wodonośnego. Ta strefa kontaktu z utworami nieprzepuszczalnymi występuje w jednostce Białego Dunajca w odległości około 1700 m na północ od otworu Bańska PGP-1 (Barbacki i in. 1998). Podobna sytuacja występuje w strefie otworów chłonnych w Białym Dunajcu, w odległości około 1300 m na południe od otworu Biały Dunajec PGP-2, gdzie występują trzy równoległe, poprzeczne uskoki o zasięgu lokalnym (Barbacki i in. 1998). Uskok środkowy stanowi barierę uszczelniającą stopniowo zanikającą ku południowi, na co wskazują obserwacje w otworach Poronin PAN-1 i Furmanowa PIG-1 (Nagy i in. 1999) zlokalizowanych na południe od rejonu Bańskiej Niżnej. Natomiast około 4400 m na południe od otworu

w Poroninie, przy północnej granicy Tatr, znajduje się strefa zasilania głównego zbiornika geotermalnego niecki podhalańskiej (Nagy i in. 1999; Nagy, Długosz 2000).

Wody termalne krążą zgodnie z kierunkiem zapadania serii wodonośnych, z południa na północ, rozptylając się wachlarzowo – przed nieprzepuszczalną barierą Pienińskiego Pasa Skałkowego – w kierunku wschodnim i zachodnim. Prędkość przepływu wód sukcesywnie spada z południa na północ, od dziesiątek do kilku metrów na rok. Wody te, w nieznacznym stopniu drenowane są przez wyżej leżące warstwy fliszu, co objawia się nieco podwyższonymi temperaturami niektórych źródeł (Chowaniec 2009).

Mineralizacja podhalańskich wód termalnych wynosi od kilku dziesiątych g/dm<sup>3</sup> do około 3 g/dm<sup>3</sup>. Są to wody słodkie, akrotopegi oraz wody mineralne. Ich typ hydrochemiczny zmienia się generalnie od HCO<sub>3</sub>-Ca-Mg i HCO<sub>3</sub>-Ca-Na w południowej części systemu, poprzez typy pośrednie do SO<sub>4</sub>-Cl-Na-Ca w północnej części systemu (Witczak 1999; Kępińska 2001), w której zlokalizowany jest rejon Bańskiej Niżnej. Wody posiadają odczyn obojętny lub słabo kwaśny, a ich środowisko jest redukcyjne, o czym świadczy zawartość siarkowodoru i siarczków, przy jednoczesnym wysokim stężeniu siarczanów. Wśród mikroelementów zwraca uwagę podwyższona zawartość fluorków, strontu i boru. Podhalańskie wody termalne zawierają niewielkie ilości rozpuszczonych gazów: węglowodory gazowe (głównie metanu), azot, dwutlenek węgla, domieszki argonu, helu i wodoru, a niekiedy siarkowódór, który w przypadku wód ujętych w niektórych otworach występuje w stężeniach o znaczeniu farmakodynamicznym (a zatem wody te potencjalnie są przydatne leczniczo). Siarkowódór, a także dwutlenek węgla i wodór powodują, że wody mają właściwości korozyjne, co powinno być uwzględniane przy projektowaniu i długoletniej eksploatacji instalacji geotermalnych (Kępińska 2001, 2006).

Wody głównego podhalańskiego poziomu geotermalnego, pierwotnie słone (morskie, sedymentacyjne), ulegają naturalnemu procesowi przemywania i wysładzania (Witczak 1999). W strefie Bańskiej Niżnej, obejmującej także Biały Dunajec, ten proces jest najmniej zaawansowany.

Parametry zbiornikowe serii złożowej podano poniżej na podstawie archiwalnego opracowania wykonanego w Pracowni Energii Odnawialnej IGSMiE PAN w Krakowie (Bujakowski i in. 2011).

Porowatość pierwotna utworów jednostki Bańskiej nie przekracza zwykle kilku procent (Jaromin i in. 1990a, 1990b). Wtórna porowatość (szczelinowatość) o zasadniczym znaczeniu jest znacznie wyższa (Długosz, Nagy 1995). Przepuszczalność pierwotna utworów jednostki Bańskiej osiąga wartości od setnych do dziesiątych mD (Jaromin i in. 1990a, 1990b). Natomiast wtórna przepuszczalność, o zasadniczym znaczeniu dla warunków krążenia wód i wysokich natężeń ich wypływu z głównego poziomu wodonośnego, osiąga od kilkaset do 1000 mD (Długosz, Nagy 1995). W centralnej części niecki podhalańskiej wykazuje znaczną anizotropię. Wzdłuż osi wschód–zachód jest około czterokrotnie wyższa niż wzdłuż osi północ–południe (Nagy, Długosz 2000), co ma związek z siecią równoległych uskoku precinających warstwy podfliszowe.

Średnia przewodność hydrauliczna głównego poziomu wód termalnych w obrębie jednostki Bańskiej jest rzędu 10<sup>-3</sup> m<sup>2</sup>/s.

Maksymalne natężenia samowypływów z głównego poziomu wodonośnego w niecce podhalańskiej, dla poszczególnych odwiertów (zasoby eksploatacyjne) mieszczą się w granicach od 90 do 550 m<sup>3</sup>/h, jakkolwiek podczas badań w 1997 r. samowypływ wody termalnej z otworu Bańska PGP-1 osiągnął 700 m<sup>3</sup>/h (Barbacki i in. 1998).

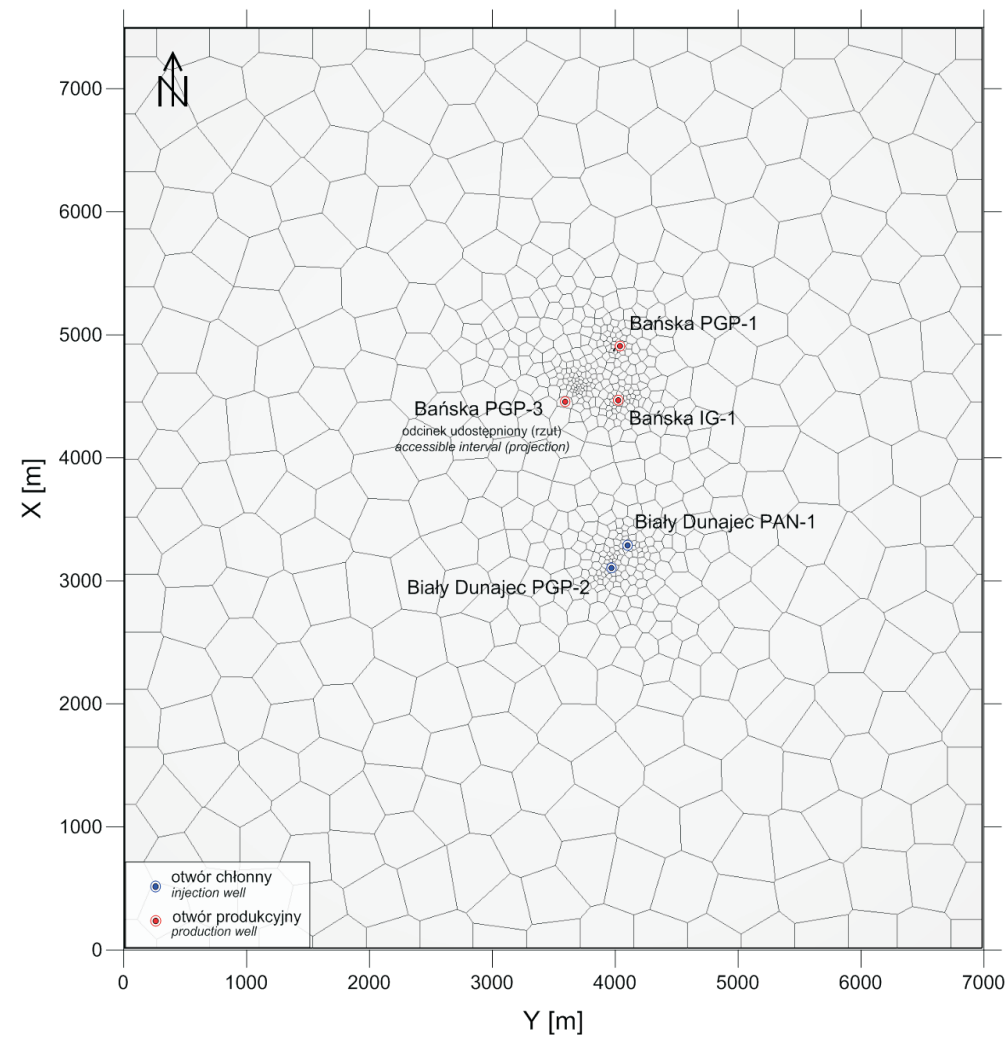
Przedstawiony koncepcyjny model geologiczny strefy Bańskiej Niżnej, obejmujący mapę ukształtowania stropu zbiornika podhalańskiego, przekroje geologiczne z oszacowanymi miąższościami utworów, parametry hydrogeotermalne oraz dane litostratygraficzne – stanowił podstawę dla opracowania numerycznego modelu przestrzennego rozkładu temperatur i ciśnień w analizowanej strefie.

### 7.10.3. Model numeryczny termiki górotworu

Model numeryczny dla wybranego obszaru niecki podhalańskiej ma formę prostopadłościanu (zał. 7.10.3 – rys. 1). Barierą dla oddziaływania eksploatowanych otworów od północnej strony jest obecność Pienińskiego Pasa Skałkowego (PPS). Tak więc proponowana północna granica modelu pokrywa się z lokalizacją otworu Maruszyna IG-1, który wykonany został w obrębie PPS. Znacznie trudniej znaleźć tak wyraziste granice geologiczne od strony wschodniej, zachodniej oraz południowej, których odległość powinna być możliwie niewielka, a zarazem stanowić strefę braku oddziaływania eksploatowanych otworów. Południową granicę modelu – strefę stałego ciśnienia związaną ze strefą zasilania w Tatrach zlokalizowano w odległości 3,1 km na południe od otworu chłonnego Biały Dunajec PGP-2, a tym samym 4,9 km na południe od otworu wydobywczego Bańska PGP-1. Ponieważ od wschodu oraz zachodu nie ma żadnej istotnej granicy litologiczno-tektonicznej w strefie analizowanego obszaru przyjęto rozciągłość modelu w kierunku W-E równą 7 km z otworami umieszczonymi w pobliżu centrum obszaru. Uwzględniając przyjęte granice modelu w płaszczyźnie poziomej, powierzchnia planowanego modelu numerycznego wynosi 52,5 km<sup>2</sup> (7,5 × 7 km). Zdjęcia sejsmiczne 3D wykonane przez zespół Geofizyki-Kraków (Ochał, Gąsiorek 2002) niemal w całości pokrywa proponowany zasięg modelu w kierunku W-E, nie obejmują natomiast niewielkiego fragmentu północnej i południowej części modelu (rys. 7.10.3.1).

Obszar zinterpretowanego zdjęcia sejsmicznego 3D pokrywa zatem powierzchnię około 39,7 km<sup>2</sup>, co stanowi 3/4 powierzchni obszaru objętego modelem numerycznym. W części północnej modelu brak jest interpretacji sejsmicznej na odcinku 0,67–1,5 km, natomiast w części południowej długość tego odcinka wynosi 0,7 km. Nie jest jednak wskazane ograniczanie przestrzenne modelu ze względu na konieczność zachowania odpowiednio „odsuniętych” granic modelu przy ustalaniu warunków brzegowych. Włączenie słabiej rozpoznanych struktur geologicznych na brzegach modelu nie stanowi znaczącego uchybienia metodycznego ze względu na ich niewielki wpływ na wynik kalibracji i model eksploatacji na skutek dużego dystansu od strefy ujęcia, bądź zatłaczania wód termalnych. Za pionową rozciągłość modelu przyjęto poziom –500 m n.p.m. dla stropu modelu oraz –3500 m n.p.m. dla spągu, co daje w rezultacie miąższość modelu równą 3000 m.

Wymiary planowanego modelu numerycznego wynoszą zatem 7,5 × 7 × 3,0 km, odpowiednio w kierunkach: S-N, W-E oraz głębokości, obejmując zasięgiem powierzchnię 52,5 km<sup>2</sup> oraz zajmując objętość 157,5 km<sup>3</sup>. Na modelowanym obszarze znajduje się pięć otworów geotermalnych, w tym trzy eksploatacyjne: Bańska IG-1, Bańska PGP-1 oraz nowo odwiercony Bańska PGP-3 (gł. 3400 m) a także dwa chłonne: Biały Dunajec PAN-1 oraz Biały Dunajec PGP-2. Siatka obliczeniowa składa się z nieregularnych wielościanów, o rozmiarach wzrastających wraz z odległością od zaimplementowanych otworów (rys. 7.10.3.1). Do modelu numerycznego zaimportowano zdigitalizowane mapy strukturalne głównych jednostek litostratygraficznych, będące wynikiem interpretacji zdjęcia sejsmicznego 3D z 2002 roku (rys. 7.10.3.2). Model składa się z 30 warstw o miąższości 100 m każda. Całkowita liczba elementów wynosi 24360.

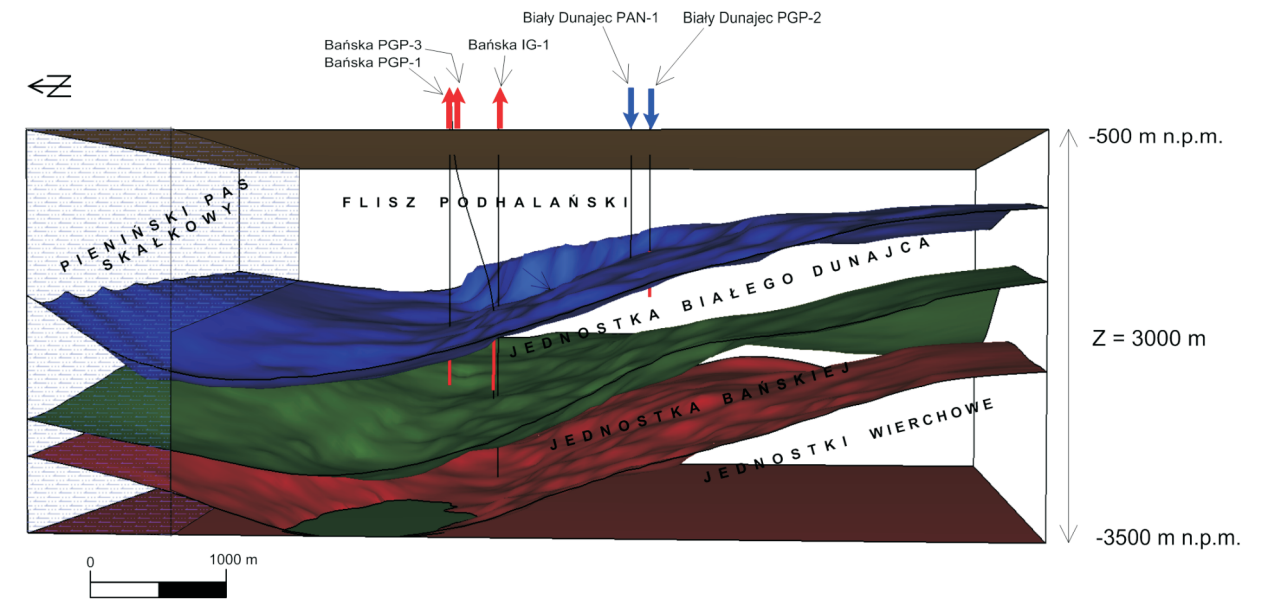


Rys. 7.10.3.1. Siatka obliczeniowa modelu numerycznego strefy Bańska Nizna

Fig. 7.10.3.1. The numerical model mesh for the Banská Nizna area

Zewnętrzne warunki brzegowe – strefę stałego ciśnienia oraz temperatury – przyjęto w stropowej warstwie modelu na wysokości  $-500$  m n.p.m., traktując strefę tę jako izolację warstwy wodonośnej. Podobnie postąpiono w spągowej warstwie modelu, na głębokości  $-3500$  m n.p.m. Warunek brzegowy I rodzaju (warunek Dirichleta) zastosowano również do ściany południowej modelu, która znajduje się w znacznej odległości od istniejących dubletów, przez co uznano, że strefa ta nie oddziałuje z pozostałymi otworami, natomiast stanowi strefę stałego dopływu wód do głównego zbiornika wód termalnych. Północna ściana modelu, która reprezentuje strefę kontaktu poziomego wodonośnego z nieprzepuszczalną barierą Pienińskiego Pasa Skałkowego, stanowi warunek brzegowy II rodzaju (gęstość strumienia ciepła  $q = 0$  – warunek Neumanna). Warunek ten jest realizowany poprzez przypisanie bardzo niskiej porowatości oraz przepuszczalności materiałom reprezentującym w modelu skały Pienińskiego Pasa Skałkowego.

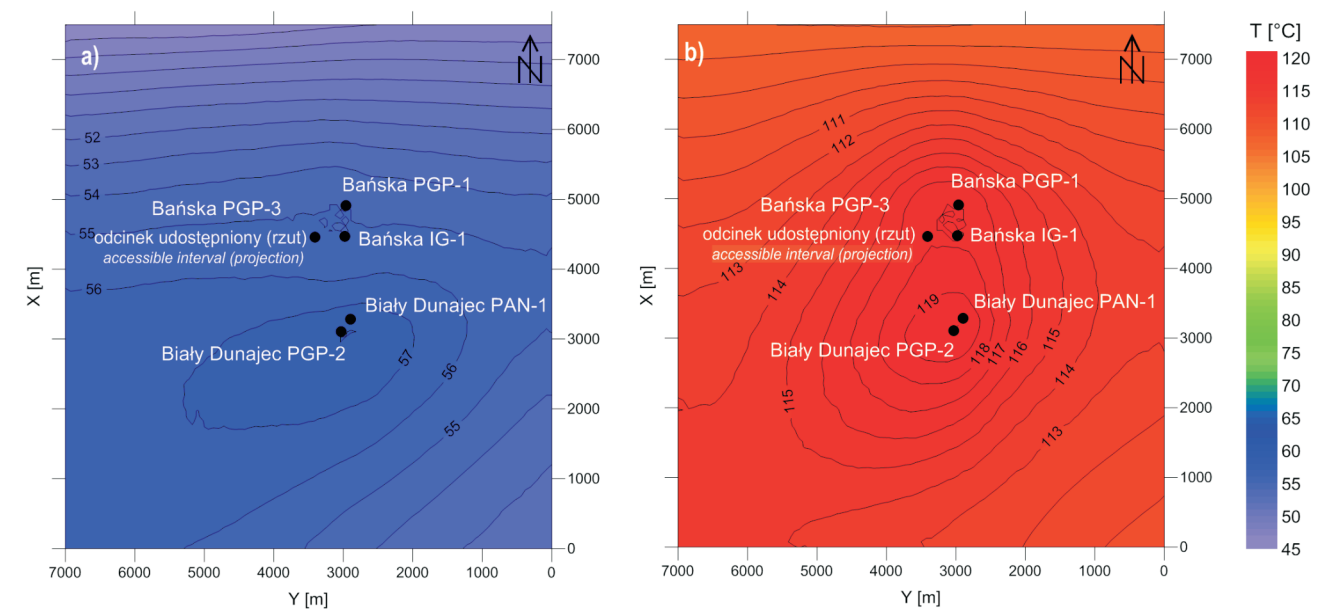
Na podstawie profili termicznych otworów geotermalnych zlokalizowanych w obszarze Bańska Nizna–Biały Dunajec, stropowej warstwie modelu ( $z = -550$  m n.p.m.) przypisano temperatury z przedziału  $46-58^{\circ}\text{C}$  (rys. 7.10.3.3a) oraz ciśnienie złożowe  $p = 14,6$  MPa, natomiast spągowej warstwie modelu o rzędnej  $z = -3450$  m n.p.m. temperaturę w zakresie  $107-120^{\circ}\text{C}$  (rys. 7.10.3.3b) oraz ciśnienie złożowe  $p = 42,6$  MPa.



Rys. 7.10.3.2. Układ warstw litostatygicznych w modelu numerycznym – strefa Bańska Nizna

Fig. 7.10.3.2. Lithostratigraphic layer system in the numerical model – Banská Nizna area

W obrębie modelowanej struktury geologicznej wydzielono 16 grup utworów skalnych o określonych parametrach złożowych. Zestawienie parametrów przedstawiono w tabeli 7.10.3.1. Wartości zostały przypisane zgodnie z informacjami dostępnymi w literaturze i dokumentacjach otworowych. Siatka modelu numerycznego wraz z rozmieszczeniem wydzielonych grup utworów skalnych jest przedstawiona na załączniku 7.10.3 – rys. 1. Przyjęte parametry hydrogeologiczne skał zostały następnie poddane weryfikacji z wykorzystaniem danych rejestrowanych



Rys. 7.10.3.3. Rozkład temperatury w stropie ( $z = -550$  m n.p.m. – rys. a) oraz spągu modelu ( $z = -3450$  m n.p.m. – rys. b)

Fig. 7.10.3.3. Forecasted temperature in the thill ( $z = -550$  m a.s.l. – fig. a) and in the pavement ( $z = -3450$  m a.s.l. – fig. b)

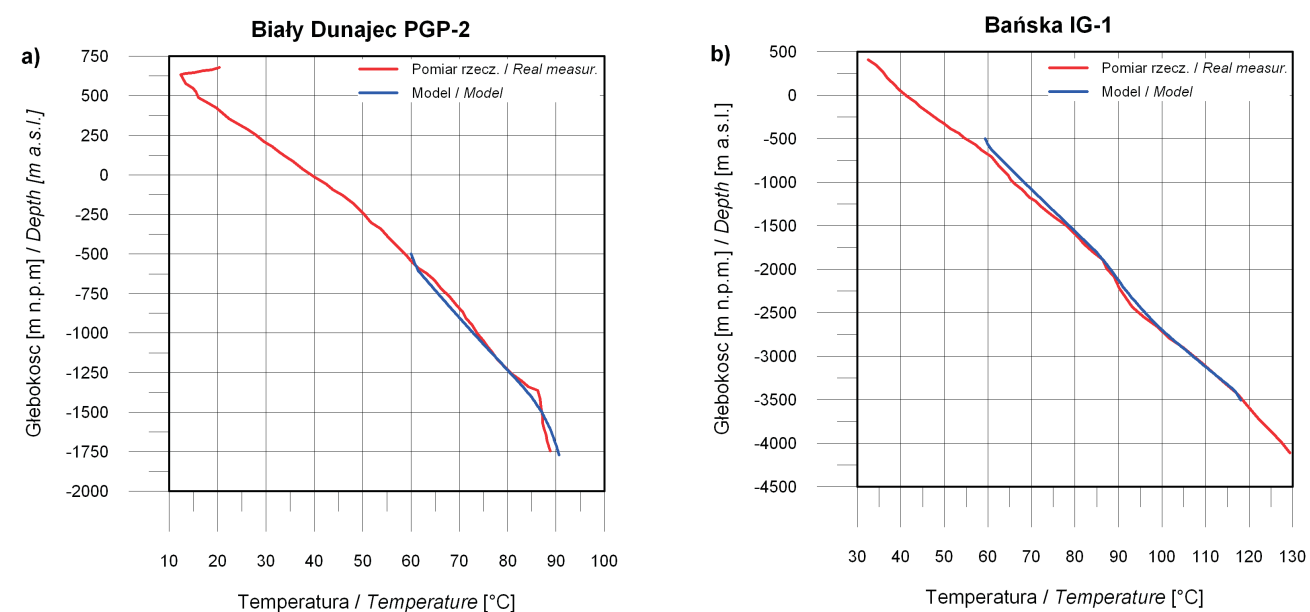
Tabela 7.10.3.1. Zestawienie parametrów petrofizycznych kompleksów wydzielonych w modelu

Table 7.10.3.1. Geological structures constituting the model and their geological parameters

Nr	Formacja	Opis	Oznaczenie w modelu	Porowatość efektywna [%]	Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	Przepuszczalność [mD]		Ciepło właściwe [J/(kg·K)]	Współczynnik przewodzenia ciepła [W/(m·K)]
						XY	Z		
1	FLIS	warstwy fliszowe ogółem		10	2 650	0,1	0,01	900	2,3
2	PPS	pieniński pas skałkowy ogółem		1	2 700	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$	900	2,0
3	J.BAN	warstwy j. Bańskiej		3	2 800	1	0,1	950	2,5
4	BANUS	strefa zeszcelinowana j. Bańskiej		3	2 800	10	500	950	3,0
5	MEZOZ	warstwy wierzchove zalegające poniżej j. Bańskiej		3	2 800	1	0,01	1 000	2,5
6	JBD1	strefa dobrego dopływu w otoczeniu otworów w Białym Dunajcu		4	2 800	400	500	920	3,2
7	JBD2	strefa zmniejszonego dopływu w strefie otworów w Białym Dunajcu		3,5	2 800	50	50	920	3,3
8	JBD3	strefa zwiększonego dopływu w strefie otworów w Bańskiej		4	2 800	400	30	920	3,3
9	JBD4	strefa zmniejszonego dopływu w strefie otworów w Bańskiej		3,5	2 800	50	10	920	3,2
10	JBD5	uśrednione wartości dla j. Białego Dunajca w centralnej części modelu		4	2 800	310	5	920	3,3
11	JBD6	uśrednione wartości dla j. Białego Dunajca w centralno-północnej części modelu		4	2 800	100	50	920	3,3
12	JBD7	spągowe warstwy j. Białego Dunajca		3,5	2 800	1	0,1	920	3,2
13	WSCH1	część południowo-wschodnia j. Białego Dunajca		4	2 800	100	10	920	3,0
14	WSCH2	część północno-wschodnia j. Białego Dunajca		3,5	2 800	60	1	920	3,0
15	UPAN1	strefa uskokowa w pobliżu otworu Biały Dunajec PAN-1		4	2 800	310	1 000	920	3,5
16	IG1_S	strefa o zmniejszonej przepuszczalności wskutek istnienia dodatniego „skin efektu” w sąsiedztwie otworu Bańska IG-1		4	2 800	350	80	920	3,3

w trakcie monitoringu prowadzonej eksploatacji. Początkowe wartości parametrów definiujących transfer oraz akumulację ciepła w skałach (współczynnik przewodnictwa cieplnego, ciepło właściwe) zostały przyjęte za Kępińską (Kępińska 1995). Wykorzystano również wyniki badań prowadzonych w ramach niniejszego projektu, tj. analizę próbek rdzeni z otworu Biały Dunajec PAN-1 pod kątem gęstości skały, porowatości, przepuszczalności oraz współczynnika przewodzenia ciepła (por. rozdz. 5.4).

Kalibrację rozkładu temperatury w przyjętym obszarze modelu wykonano, bazując na profilach termicznych otworów Biały Dunajec PGP-2 oraz Bańska IG-1 dla warunków stacjonarnych. Wartości temperatury i ciśnienia przypisane do granicznych warstw modelu (warunek brzegowy I rodzaju) przyjęto na podstawie dokumentacji otworowych oraz zmian wartości parametrów petrofizycznych poszczególnych wydziałów skalnych (współczynnik przewodzenia ciepła oraz przepuszczalność). Pozwoliły one na uzyskanie bardzo dobrej zgodności modelu numerycznego z wartościami uzyskanymi podczas pomiarów (rys. 7.10.3.4). Rozkład temperatury w stanie przedeksploatacyjnym (stacjonarnym) w osi S-N (przekrój AA') modelu jest przedstawiony na załączniku 7.10.3 – rys. 2.



Rys. 7.10.3.4. Kalibracja termiczna modelu numerycznego. Dopasowanie krzywych termicznych pomiarowych i krzywych modelowych dla otworów a) Biały Dunajec PGP-2 oraz b) Bańska IG-1

Fig. 7.10.3.4. Thermal calibration of the numerical model. Curve fitting curves of thermal measurement and modeling for: a) Biały Dunajec PGP-2 well and b) Bańska IG-1 well

#### 7.10.4. Program technologiczny zastosowania systemu binarnego

Przyjęty w niniejszej pracy system technologiczny oparto na istniejącej infrastrukturze geotermalnej PEC Geotermii Podhalańskiej SA oraz koncepcji zagospodarowania energii geotermalnej w systemie ORC.

##### 7.10.4.1. Modelowanie wpływu zmian parametrów eksploatacyjnych na uzyskiwane efekty pracy binarnej elektrociepłowni geotermalnej

Wyniki przeprowadzonej analizy doboru parametrów pracy systemu ORC dla strefy Bańska Niżna zaprezentowano w tabelach 7.10.4.1–7.10.4.3. Obliczenia wykonano dla trzech oczekiwanych temperatur końcowych wody termalnej (woda schłodzona w systemie energetycznym)  $T_{g2}$ :

- ♦ **wariant A** – woda termalna zasila tylko elektrownię geotermalną (po zasileniu elektrowni będzie kierowana do odwiertu chłonnego) – wybrano te parametry pracy elektrowni, przy których moc elektrowni jest najwyższa,
- ♦ **wariant B** – woda termalna będzie wykorzystywana również na potrzeby ciepłownicze lub do innych procesów technologicznych – do obliczeń przyjęto  $T_{g2}^B = 60^\circ\text{C}$ ,
- ♦ **wariant C** – woda termalna będzie wykorzystywana również na potrzeby technologii basenowej i/lub cele balneologiczne – do obliczeń przyjęto  $T_{g2}^C = 47^\circ\text{C}$ .

Oznaczenia prezentowane w tabelach są zgodne z opisem przedstawionym w rozdziale 6.2 oraz ze schematem zaprezentowanym na rysunku 6.2.5.1.

Na podstawie analizy przedstawionej w tabeli 7.10.4.1, dla wody termalnej o temperaturze około  $86^\circ\text{C}$ , przy wydajności ujęcia na poziomie  $600\text{ m}^3/\text{h}$ , maksymalną moc elektrowni ( $1206,4\text{ kW}$ ) uzyskuje się przy zastosowaniu czynnika R227ea i temperaturze jego odparowania  $56^\circ\text{C}$ . Woda termalna schładzana jest w takim przypadku do temperatury  $52,5^\circ\text{C}$ . Przy założeniu, że woda termalna po zasileniu elektrowni zostanie schłodzona do temperatury  $60^\circ\text{C}$  (wariant B, tab. 7.10.4.2), najwyższą moc ( $1149,5\text{ kW}$ ) osiągnie się przy zastosowaniu czynnika R236fa w temperaturze odparowania  $62^\circ\text{C}$ . Dla wariantu C (tab. 7.10.4.3) moc maksymalna elektrowni wynosi  $1136,6\text{ kW}$ , przy zastosowaniu czynnika roboczego R227ea i temperaturze odparowania  $50^\circ\text{C}$ .

Rodzaj zastosowanego czynnika roboczego znacząco wpływa na wielkość mocy elektrowni, przy czym należy rozpatrywać zespół cech i właściwości czynnika roboczego zarówno termodynamicznych jak i eksploatacyjnych. Trudno jest określić w jakim stopniu rodzaj czynnika pod kątem jego kształtu krzywych nasycenia (suchy, mokry) wpływa na efektywność pracy siłowni, gdyż tylko jeden z rozpatrywanych czynników zalicza się do grupy mokrych (metanol), natomiast zauważalny jest wpływ temperatury krytycznej czynnika. Dla czynników o niższych wartościach temperatury krytycznej zazwyczaj osiągnano lepszą efektywność pracy elektrowni geotermalnej.

#### 7.10.5. Model numeryczny pracy dubletu geotermalnego

Kalibracja modelu eksploatacyjnego została wykonana na podstawie danych pochodzących z monitoringu parametrów eksploatacyjnych. Dane pokazujące historię eksploatacji są miarodajne, gdyż obrazują pracę systemu w okresie długofalowym. Jakość dopasowania krzywych modelowych i pomiarowych obrazują przykładowo rysunek 7.10.5.1 dla otworu produkcyjnego Bańska IG-1 oraz rysunek 7.10.5.2 dla otworu produkcyjnego Bańska PGP-1. Okres kalibracji dla poszczególnych otworów odpowiada okresowi, w którym każdy z otworów indywidualnie eksploatował wodę termalną w systemie dubletu geotermalnego (z otworem chłonnym) z wyłączeniem drugiego otworu eksploatacyjnego. Proces ten pozwolił na bardziej precyzyjne dopasowanie parametrów hydraulicznych do wybranych grup skalnych.

Tabela 7.10.4.1. Parametry termiczne i kaloryczne czynników roboczych oraz wyniki obliczeń dla wariantu A – maksymalizacja mocy elektrowni geotermalnej dla strefy BAŃSKA NIŻNA  
 Table 7.10.4.1. Thermal and calorific parameters of the operating media, as well as calculation results for the option A – maximization of the geothermal plant power for the BAŃSKA NIŻNA location

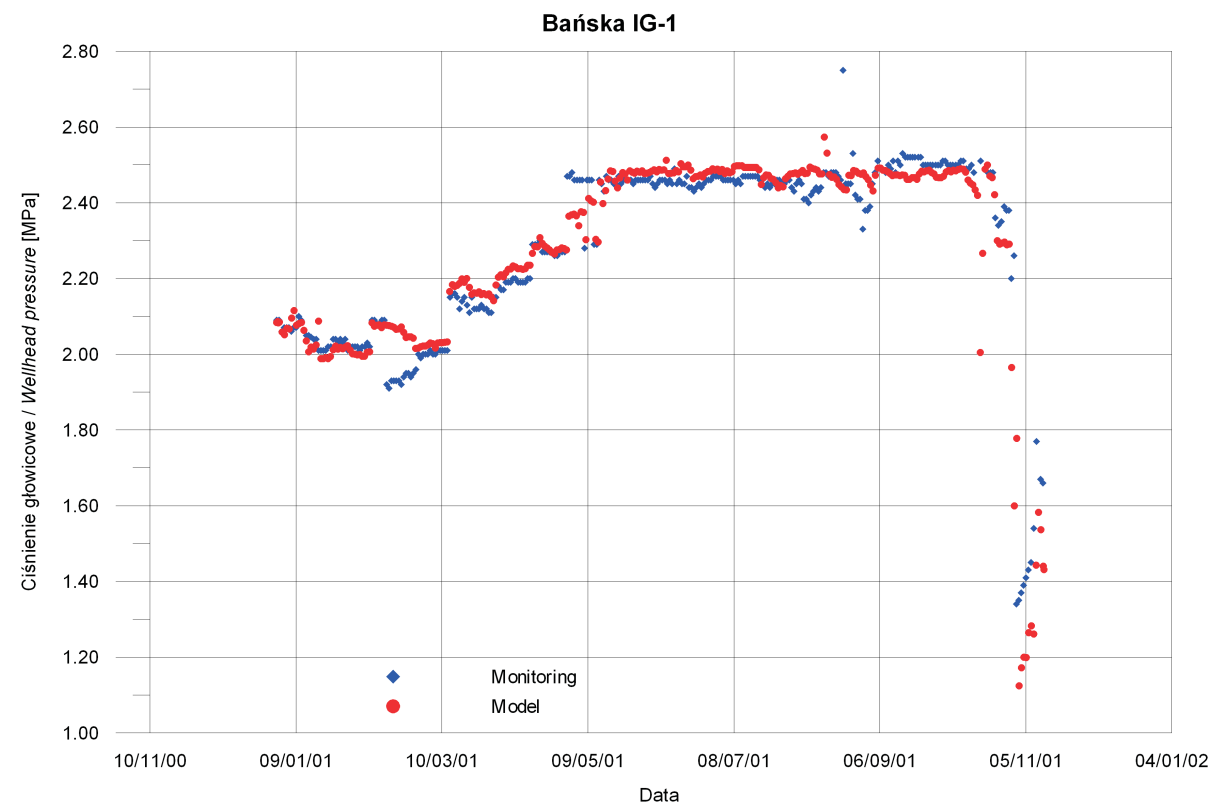
Lokalizacja BAŃSKA NIŻNA: $T_{g1} = 86^{\circ}\text{C}$ , $\dot{V}_g = 600 \text{ m}^3/\text{h}$ , $\Delta T_1 = 5\text{K}$ , $\Delta T_5 = 3\text{K}$ , wariant A																					
Woda termalna				Parametry charakterystyczne czynnika											Układ ORC						
czynnik roboczy	$T_{g2}$	$T_{g3}$	$T_{g4}$	$\Delta T_2$	$T_{n1}$	$h_{n1}$	$T_{n2s}$	$h_{n2s}$	$T_{n3}$	$h_{n3}$	$T_{n4s}$	$h_{n4s}$	$T_{n5} = T_{n6}$	$h_{n5}$	$h_{n6}$	$m_n$	$N_t$	$N_p$	$N_{ORC}$	$Q_d$	$\eta_{ORC}$
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kW	kW	kW	kW	%
R227ea	52,5	61,0	85,2	29,2	59,0	361,4	39,8	352,3	30,0	234,6	30,3	235,0	56,0	267,1	358,2	179,4	1 297,3	90,9	1 206,4	22 665,1	5,3
R1234ze	56,4	63,0	85,4	27,4	61,0	246,9	34,8	232,7	30,0	64,9	30,4	65,4	58,0	105,8	243,3	110,2	1 259,0	81,9	1 177,1	20 015,8	5,9
R236fa	58,4	65,0	85,5	25,5	63,0	402,7	40,0	389,3	30,0	237,3	30,2	237,6	60,0	277,0	399,6	113,0	1 211,0	49,8	1 161,2	18 658,4	6,2
Izobutan	57,4	63,0	85,5	27,5	61,0	637,3	37,6	608,7	30,0	271,2	30,2	272,0	58,0	343,3	631,0	53,0	1 213,7	55,7	1 158,0	19 330,9	6,0
MM	57,3	63,0	85,5	27,5	61,0	132,9	47,2	112,6	30,0	-141,1	30,0	-141,0	58,0	-86,4	128,1	70,9	1 150,2	2,9	1 147,3	19 437,7	5,9
Metanol	56,3	57,7	84,4	31,8	81,0	1 155,5	30,0	1068,4	30,0	-92,8	30,0	-92,8	52,7	-32,8	1 090,3	16,1	1 123,4	1,1	1 122,3	20 125,1	5,6

Tabela 7.10.4.2. Parametry termiczne i kaloryczne czynników roboczych oraz wyniki obliczeń dla wariantu B dla strefy BAŃSKA NIŻNA  
 Table 7.10.4.2. Thermal and calorific parameters of the operating media, as well as calculation results for the option B for the BAŃSKA NIŻNA location

Lokalizacja BAŃSKA NIŻNA: $T_{g1} = 86^{\circ}\text{C}$ , $T_{g2} = 60^{\circ}\text{C}$ , $\dot{V}_g = 600 \text{ m}^3/\text{h}$ , $\Delta T_5 = 3\text{K}$ , wariant B																					
Woda termalna				Parametry charakterystyczne czynnika											Układ ORC						
czynnik roboczy	$T_{g4}$	$\Delta T_2$	$T_{g3}$	$\Delta T_1$	$T_{n1}$	$h_{n1}$	$T_{n2s}$	$h_{n2s}$	$T_{n3}$	$h_{n3}$	$T_{n4s}$	$h_{n4s}$	$T_{n5} = T_{n6}$	$h_{n5}$	$h_{n6}$	$m_n$	$N_t$	$N_p$	$N_{ORC}$	$Q_d$	$\eta_{ORC}$
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kW	kW	kW	kW	%
R227ea	85,3	21,3	68,5	4,5	67,0	365,5	41,7	354,0	30,0	234,6	30,5	235,2	64,0	277,7	362,1	134,9	1 244,9	99,0	1 145,9	17 590,6	6,5
R1234ze	85,5	23,5	66,6	4,6	65,0	248,9	35,0	232,8	30,0	64,9	30,4	65,5	62,0	112,0	245,2	95,9	1 234,0	84,9	1 149,1	17 590,6	6,5
R236fa	85,5	23,5	66,6	4,6	65,0	403,9	40,5	389,7	30,0	237,3	30,2	237,6	62,0	279,7	400,8	105,8	1 200,3	50,8	1 149,5	17 590,6	6,5
Izobutan	85,5	25,5	65,4	5,4	63,0	639,9	38,0	609,3	30,0	271,2	30,3	272,1	60,0	348,7	633,5	47,8	1 169,7	54,8	1 114,8	17 590,6	6,3
MM	85,6	25,6	65,5	5,5	63,0	135,9	48,3	114,3	30,0	-141,1	30,0	-141,0	60,0	-82,4	131,1	63,5	1 099,5	2,5	1 097,0	17 590,6	6,2
Metanol	84,4	27,8	61,5	4,8	91,0	1 170,7	30,0	1 068,4	30,0	-92,8	30,0	-92,8	56,6	-21,9	1 094,0	13,9	1 139,4	1,2	1 138,2	17 590,6	6,5

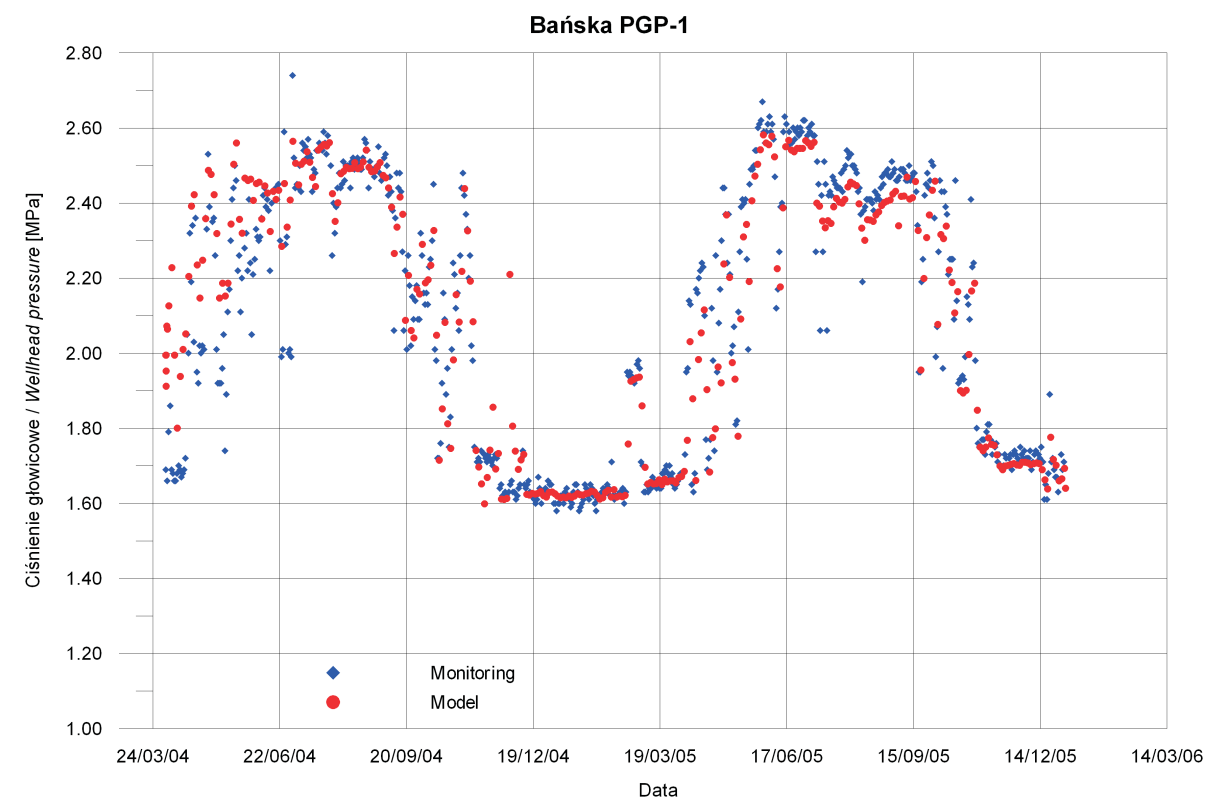
Tabela 7.10.4.3. Parametry termiczne i kaloryczne czynników roboczych oraz wyniki obliczeń dla wariantu C dla strefy BAŃSKA NIŻNA  
 Table 7.10.4.3. Thermal and calorific parameters of the operating media, as well as calculation results for the option C for the BAŃSKA NIŻNA location

Lokalizacja BAŃSKA NIŻNA: $T_{g1} = 86^{\circ}\text{C}$ , $T_{g2} = 47^{\circ}\text{C}$ , $\dot{V}_g = 600 \text{ m}^3/\text{h}$ , $\Delta T_5 = 3\text{K}$ , wariant C																					
Woda termalna				Parametry charakterystyczne czynnika											Układ ORC						
czynnik roboczy	$T_{g4}$	$\Delta T_2$	$T_{g3}$	$\Delta T_1$	$T_{n1}$	$h_{n1}$	$T_{n2s}$	$h_{n2s}$	$T_{n3}$	$h_{n3}$	$T_{n4s}$	$h_{n4s}$	$T_{n5} = T_{n6}$	$h_{n5}$	$h_{n6}$	$m_n$	$N_t$	$N_p$	$N_{ORC}$	$Q_d$	$\eta_{ORC}$
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kW	kW	kW	kW	%
R227ea	85,0	35,0	54,7	4,7	53,0	358,0	38,3	351,0	30,0	234,6	30,2	234,9	50,0	259,3	355,0	214,3	1 213,7	77,1	1 136,6	26 385,9	4,3
R1234ze	85,3	37,3	52,7	4,7	51,0	241,5	34,2	232,0	30,0	64,9	30,2	65,2	48,0	90,8	238,2	149,7	1 137,1	64,4	1 072,7	26 385,9	4,1
R236fa	85,3	37,3	52,8	4,8	51,0	395,0	37,2	386,7	30,0	237,3	30,1	237,5	48,0	260,8	392,1	167,5	1 114,6	38,0	1 076,7	26 385,9	4,1
Izobutan	85,3	39,3	51,5	5,5	49,0	621,6	35,5	604,7	30,0	271,2	30,1	271,7	46,0	311,7	615,7	75,4	1 019,5	41,2	978,3	26 385,9	3,7
MM	85,3	39,3	51,7	5,7	49,0	114,8	40,9	103,0	30,0	-141,1	30,0	-141,1	46,0	-110,1	110,1	103,2	974,5	1,3	973,1	26 385,9	3,7
Metanol	84,8	41,8	48,1	5,1	57,0	1 118,2	30,0	1 068,4	30,0	-92,8	30,0	-92,8	43,0	-58,9	1 081,1	21,8	868,0	0,7	867,4	26 385,9	3,3



Rys. 7.10.5.1. Kalibracja modelu eksploatacyjnego. Otwór Bańska IG-1 (r. 2001)

Fig. 7.10.5.1. Exploitation model calibration. Bańska IG-1 well (2001)



Rys. 7.10.5.2. Kalibracja modelu eksploatacyjnego. Otwór Bańska PGP-1 (lata 2004–2005)

Fig. 7.10.5.2. Exploitation model calibration. Bańska PGP-1 well (2004–2005)

Wybrany wariant eksploatacji zakłada możliwość pozyskiwania energii wód termalnych dla celów ciepłowniczych oraz wytwarzania energii elektrycznej w siłowni binarnej. Perspektywę tę stwarza eksploatacja gorących wód z poziomu zbiornikowego jednostki Białego Dunajca z wykorzystaniem otworów Bańska PGP-1, o temperaturze złożowej około 89°C (temp. głowicowa ok. 86°C) i wydajności 430 m<sup>3</sup>/h oraz nowo odwierconego otworu Bańska PGP-3, o temperaturze wód około 94°C z głębokości 3400 m p.p.t. Na podstawie przeprowadzonych testów hydrodynamicznych po odwierceniu otworu (Bielec i in. 2013) przyjęto w modelu wydajność tego otworu 170 m<sup>3</sup>/h. W sumie oba otwory powinny umożliwić eksploatację wód termalnych z wydajnością około 600 m<sup>3</sup>/h. Założono również zatłaczanie schłodzonych wód do górotworu otworem Biały Dunajec PGP-2 z wydajnością 400 m<sup>3</sup>/h, przy ciśnieniu głowicowym od 4,2 do 5 MPa. Przyjęto, że temperatura zatłaczanej wody będzie wynosić 30°C, co pozwoliłoby na wykorzystanie ciepła wód termalnych zarówno do wytwarzania energii elektrycznej w układach binarnych jak i na zagospodarowanie pozostałej ilości ciepła w systemie kaskadowym (cele: grzewcze, rekreacyjne, inne). W powyższym schemacie eksploatacji nie uwzględniono otworu produkcyjnego Bańska IG-1, ze względu na stosunkowo niewielką wydajność oraz niższą temperaturę głowicową (ok. 82°C). Nie uwzględniono w symulacji również otworu chłonnego Biały Dunajec PAN-1, który w 2011 roku został poddany rekonstrukcji (Dubiel i in. 2012). Różnica 200 m<sup>3</sup>/h pomiędzy strumieniem wody geotermalnej wydobytej a wodą powrotnie zatłoczoną do złoża, może – po odpowiednim schłodzeniu – zostać zrzucana do cieku powierzchniowego, zgodnie z posiadanym pozwoleniem wodnoprawnym.

Symulację modelu przeprowadzono dla okresu 50 lat. Załącznik 7.10.3 – rys. 3a przedstawia zmiany temperatury i ciśnienia złożowego w otworze produkcyjnym Bańska PGP-1, natomiast załącznik 7.10.3 – rys. 3b – w otworze produkcyjnym Bańska PGP-3. Wyniki symulacji wskazują na spadek ciśnienia złożowego w otworze Bańska PGP-1 o wartość  $\Delta p \approx 0,57$  MPa (po okresie 50 lat) oraz temperatury o wartość  $\Delta T \approx 0,5^\circ\text{C}$ . Bardzo niewielki spadek temperatury w takim przedziale czasu częściowo potwierdza ostatnie 20 lat eksploatacji systemu geotermalnego Bańska–Biały Dunajec. Nie stwierdzono dotychczas spadku temperatury głowicowej przy wydajności otworu produkcyjnego Bańska PGP-1 na poziomie około 400 m<sup>3</sup>/h. W otworze Bańska PGP-3 modelowany spadek ciśnienia złożowego po 50 latach wyniósłby około  $\Delta p \approx 0,4$  MPa, natomiast pojawiłby się nieznaczny wzrost temperatury o  $\Delta T \approx 0,4^\circ\text{C}$ . Wzrost ten jest efektem założeń modelowych, tj. przyjęcia strefy o podwyższonej przepuszczalności pionowej w strefie tego otworu, jak również istnienia głębszych poziomów zbiornikowych w północno-zachodniej części modelowanego obszaru, z których nastąpi częściowy dopływ wody do otworu (zał. 7.10.3 – rys. 1). Załącznik 7.10.3 – rys. 4 przedstawia zasięg frontu chłodnego na przekroju AA' po 50 latach eksploatacji. Rysunek ten wskazuje, że strefa otworów produkcyjnych nie jest zagrożona wychłodzeniem według przyjętego wariantu eksploatacji zasobów geotermalnych złoża.

#### 7.10.6. Prognoza efektów finansowych, energetycznych, ekologicznych i społecznych

Instalacja geotermalna dla lokalizacji Bańska Niżna jest instalacją istniejącą i wytwarzającą energię ciepłą w celach ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Instalacja wykorzystuje energię geotermalną, gaz ziemny i olej opałowy (Bujakowski 2007). Całkowita moc cieplna zainstalowana wynosi 80,5 MW w tym 15,5 MW to moc geotermalna (Bujakowski 2010). Całkowita produkcja energii cieplnej oszacowana jest na 324 TJ/rok, w tym 226 TJ/rok z geotermii (Bujakowski 2010).

Zarówno moc zainstalowana w geotermii jak i produkcja energii ulegnie prawdopodobnie w najbliższym czasie zwiększeniu. Jest to związane z planowanym włączeniem do systemu ciepłowniczego nowego otworu Bańska PBP-3, który został wykonany w roku 2013. Całkowita moc cieplna realnie wykorzystywana przez źródło energii może zostać oszacowana na podstawie ilości wytwarzanej energii cieplnej. Założono, że moc cieplna u odbiorców podłączonych obecnie do systemu energetycznego PEC GP wynosi około 47 MW, przy ilości energii zużywanej przez odbiorców na poziomie 383 TJ/rok.

Założoną w celach obliczeniowych uporządkowaną charakterystykę zapotrzebowania na moc grzewczą i temperaturę zasilania, zapotrzebowania na strumień czynnika roboczego oraz osiąganą temperaturę powrotu czynnika roboczego przedstawiono na rysunku 7.10.6.1. Wszystkie parametry robocze instalacji źródła energii i systemu jej dystrybucji, istotne z punktu widzenia oceny efektów jej pracy, zestawiono w tabeli 7.10.6.1. Schemat pokrycia zapotrzebowania odbiorcy na energię ciepłą i określenie mocy chwilowej siłowni binarnej przedstawia rysunek 7.10.6.2. W przypadku znakowania mocy elektrycznej założono, że moc pobierana z sieci elektro-energetycznej będzie miała znak ujemny, co znajduje swoje odzwierciedlenie na wykresie z rysunku 7.10.6.2. Na podstawie założeń dotyczących sposobu określania kosztów eksploatacji źródła energii dokonano oszacowania parametrów ekonomicznych jego eksploatacji dla omawianego wariantu. Określone parametry ekonomiczne związane z pracą instalacji zestawiono w tabeli 7.10.6.2. Całkowite nakłady inwestycyjne planowane do poniesienia ujmowały jedynie inwestycję w siłownię binarną i związane z nią urządzenia dodatkowe; założono, że cała infrastruktura źródła energii – jeżeli chodzi o część związaną z produkcją i dystrybucją energii cieplnej – istnieje i nie generuje dodatkowych nakładów inwestycyjnych.

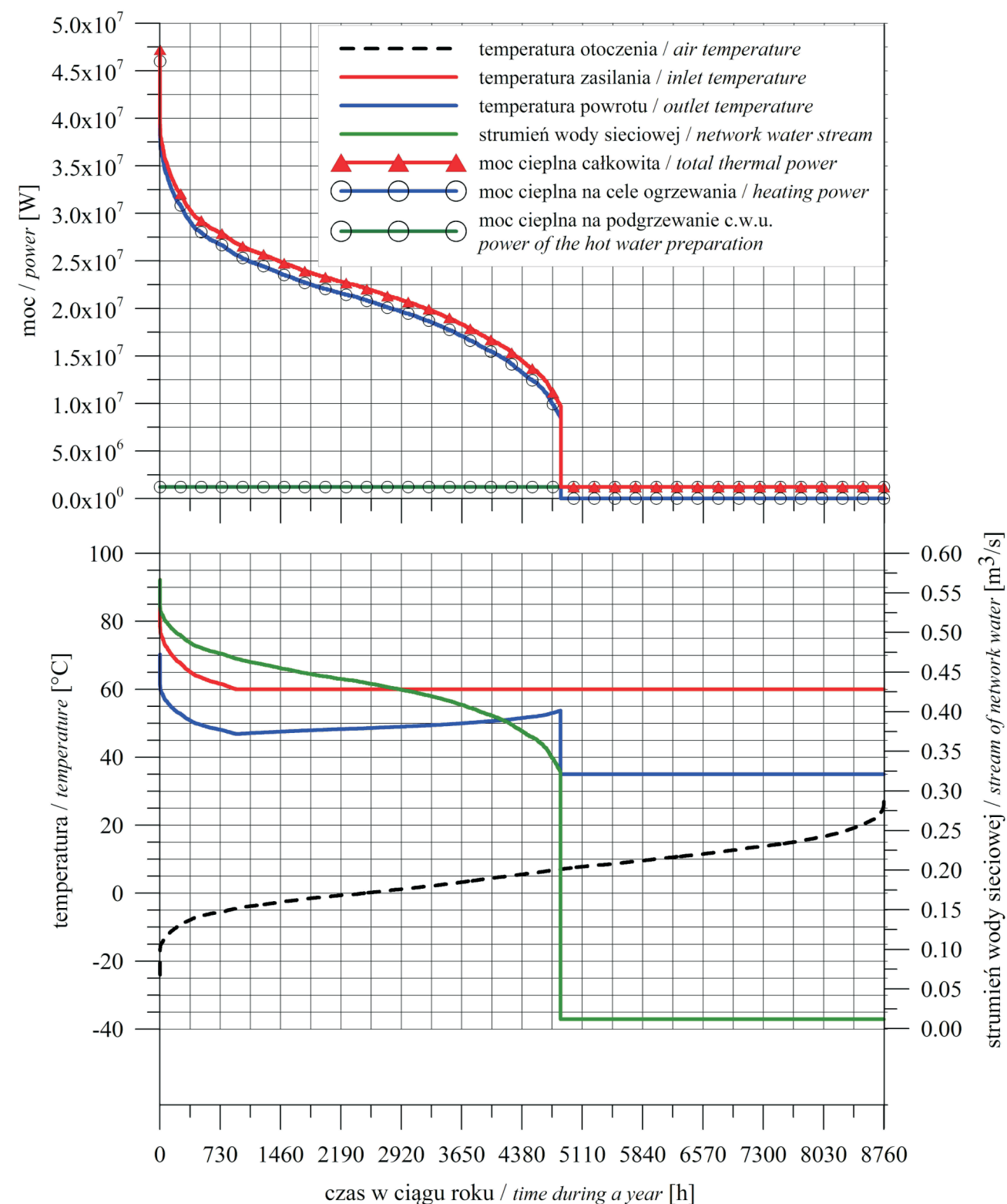
Ujęcie geotermalne cechuje się nadwyżką mocy cieplnej, która może zostać potencjalnie wykorzystana do wytwarzania energii elektrycznej głównie w sezonie letnim – gdy energia cieplna jest zagospodarowywana głównie na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej (rys. 7.10.6.2).

Moc elektryczna zainstalowana w siłowni binarnej została oszacowana na 1128 kW (tab. 7.10.6.1). Niestety, ze względu na duże zapotrzebowanie na moc napędową pomp obiegu ciepłowniczego i pomp zatłaczających wodę do złoża, osiągnięta nadwyżka mocy elektrycznej, która może być potencjalnie sprzedawana do sieci jest znacznie mniejsza i wynosi około 400 kW (rys. 7.10.6.2).

Oszacowana i podana w tabeli 7.10.6.2 cena netto sprzedaży energii cieplnej – gwarantująca finansową rentowność inwestycji – zapewnia zwrot nakładów związanych z częścią skojarzoną z siłownią binarną; nie obejmuje kosztów związanych z amortyzacją i obsługą systemu ciepłowniczego. Zgodnie z założeniami jej wartość oszacowano na około 18,25 zł/GJ. Poziom cen dostawy energii dla odbiorcy końcowego w przypadku omawianego źródła w roku 2013 zawierał się w przedziale od około 47 do 67 zł/GJ netto (Pająk, Bujakowski 2013a).

Efekty ekologiczne związane z uruchomieniem analizowanej siłowni binarnej wiążą się przede wszystkim z redukcją emisji zanieczyszczeń odpowiadającej ilości energii cieplnej wytworzonej z geotermii i energii elektrycznej wytworzonej przez siłownię binarną – zakładając, zgodnie z założeniami opisanymi w rozdziale 6.3, że układem referencyjnym jest ciepłownia i elektrownia wykorzystująca węgiel kamienny jako źródło energii. Przewidywane wartości rocznego ograniczenia emisji wybranych zanieczyszczeń zestawiono w tabeli 7.10.6.3.

Efekty społeczne, w przypadku rozbudowy istniejącego systemu wykorzystania energii geotermalnej na Podhalu, zarządzanego przez PEC Geotermia Podhalańska SA nie będą znaczące. Liczba nowych miejsc pracy szacowana jest na około 5.

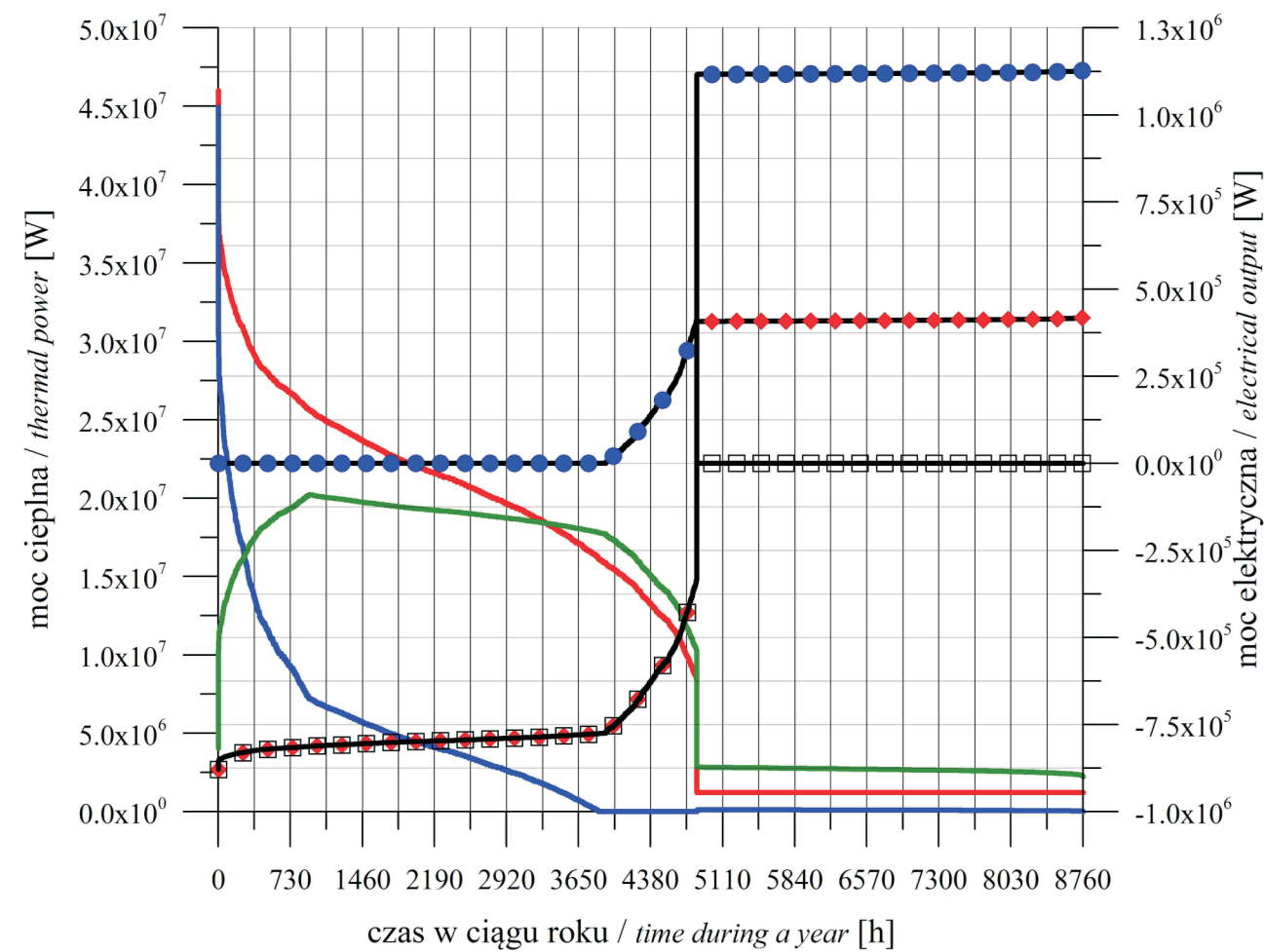


Rys. 7.10.6.1. Charakterystyka odbiorcy energii dla lokalizacji Bańska Niżna

Fig. 7.10.6.1. Energy end-user characteristic for Bańska Niżna location

Tabela 7.10.6.1. Parametry techniczne dla źródła energii dla lokalizacji Bańska Niżna

Table 7.10.6.1. Technical parameters for the heat source installation in Bańska Niżna location



- zapotrzebowanie na moc ciepłą odbiorcy  
*thermal power demand of the energy user*
- moc ciepła brutto źródła szczytowego (uwzględnia straty na przesyle)  
*gross thermal power peak source (includes losses on transmission)*
- moc ciepła brutto geotermalnego źródła energii (uwzględnia straty na przesyle)  
*gross output of geothermal energy sources (takes into account transmission losses)*
- moc elektryczna brutto siłowni binarnej  
*gross electrical power of the binary power station*
- ◆—◆ moc elektryczna netto siłowni binarnej (odprowadzana do sieci)  
*net electrical power output of the binary power station (included to the network)*
- pobór mocy elektrycznej powierzchniowego źródła energii z sieci  
*grid electrical power consumption by the energy sources*

Rys. 7.10.6.2. Moc ciepła i elektryczna wytwarzana przez źródło energii dla lokalizacji Bańska Niżna

Fig. 7.10.6.2. Heat and electric power generated by the energy source in Bańska Niżna location

Parametr	Wartość
Lokalizacja	Bańska N.
Głębokość otworu produkcyjnego [m]:	2700
Średnica otworu produkcyjnego [m p.p.t.]:	0,244475
Stan otworu produkcyjnego:	istnieje
Strumień nominalny (maksymalny) wody termalnej [m <sup>3</sup> /h]:	600
Temperatura wody w warstwie wodonośnej [°C]:	86
Poziom zwierciadła statycznego w otworze produkcyjnym [m p.p.t.]:	0
Ciśnienie depresji [MPa]:	0,6
Głębokość otworu chłonnego [m p.p.t.]:	2700
Stan otworu chłonnego:	istnieje
Poziom zwierciadła statycznego w otworze chłonnym [m p.p.t.]:	0
Ciśnienie represji [MPa]:	4,2
Projektowana temperatura schłodzenia wody termalnej w siłowni binarnej [°C]:	52,5
Projektowana temperatura wody termalnej na głowicy otworu produkcyjnego [°C]:	85,6
Temperatura minimalna (projektowa) powietrza zewnętrznego [°C]:	-24
Temperatura projektowa zasilania instalacji odbiorcy [°C]:	89,74
Temperatura projektowa powrotu z instalacji odbiorcy [°C]:	70,26
Nominalny (maksymalny) strumień czynnika dla instalacji odbiorcy [m <sup>3</sup> /h]:	2039,1
Moc ciepła całkowita odbiorcy [kW]:	47228,3
Moc ciepła centralnego ogrzewania dla odbiorcy [kW]:	46000
Moc ciepła przygotowania ciepłej wody użytkowej dla odbiorcy [kW]:	1228,3
Całkowite zapotrzebowanie na energię ciepłą odbiorcy [GJ/rok]:	383313,4
Całkowita moc ciepła zainstalowana w źródle energii (uwzględnia straty na przesyle) [kW]:	65160,2
Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej przez źródło energii (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	436364,9
Całkowita moc ciepła zainstalowana w części geotermalnej [kW]:	20213,4
Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej z geotermii (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	350333,8
Całkowita moc ciepła zainstalowana w ciepłowni szczytowej [kW]:	44946,8
Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej przez kotłownię szczytową (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	86031,1
Całkowita moc elektryczna zainstalowana w geotermalnej siłowni binarnej [kW]:	1128,3
Całkowita ilość energii elektrycznej wytworzonej przez siłownię binarną brutto (uwzględnia potrzeby całej własnej instalacji) [MWh/rok]:	4522,8
Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez siłownię binarną netto (po odjęciu potrzeb własnych instalacji = energia sprzedana) [MWh/rok]:	1604,9
Długość całkowita rurociągu z wodą termalną (od głowic otworów do ciepłowni) [m]:	100
Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu z wodą termalną (od głowic otworów do ciepłowni) [m]:	0,42052
Stan rurociągu z wodą termalną:	istnieje
Długość całkowita rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej [m]:	12000
Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej [m]:	0,77523
Stan rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej:	istnieje
Długość całkowita rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy energii cieplnej [m]:	5000
Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy energii [m]:	0,77523
Stan rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy:	istnieje
Maksymalne opory przepływu na rurociągach ciepłowniczych przesyłowych (z wyłączeniem rurociągu z wodą termalną) [MPa]:	0,2395
Maksymalne opory przepływu na rurociągu z wodą termalną [MPa]:	0,0046
Maksymalne ciśnienie do pokonania przez pompy geotermalne (ciśnienie represji minus ciśnienie depresji) [MPa]:	4,8
Średnie roczne straty energii cieplnej na przesyle [ułamek energii cieplnej wytworzonej w źródle energii]:	0,12

Tabela 7.10.6.2. Zestawienie parametrów ekonomicznych dla instalacji powierzchniowego źródła energii dla lokalizacji Bańska Niżna

Table 7.10.6.2. List of the economic parameters for the surface energy source installation in Bańska Niżna location

Parametr	Wartość
Cena netto zakupu energii elektrycznej [zł/kWh]:	0,488
Cena netto sprzedaży energii elektrycznej [zł/kWh]:	0,24
Cena netto zakupu gazu ziemnego wysokometanowego [zł/m <sup>3</sup> ):	1,626
Cena netto sprzedaży energii cieplnej gwarantująca finansową rentowność inwestycji [zł/GJ]:	18,25
Całkowite prognozowane nakłady inwestycyjne (główne komponenty zestawiono poniżej) [tys. zł]:	14836
Nakłady inwestycyjne na otwór produkcyjny [tys. zł]:	0
Nakłady inwestycyjne na otwór chłonny [tys. zł]:	0
Nakłady inwestycyjne na siłownię binarną [tys. zł]:	11195
Nakłady inwestycyjne na szczytowe kotły gazowe [tys. zł]:	0
Nakłady inwestycyjne na pompy geotermalne (głębiniowa i stacja pomp zatłaczania) [tys. zł]:	0
Nakłady inwestycyjne na pompy obiegowe [tys. zł]:	0
Nakłady inwestycyjne na wymienniki ciepła [tys. zł]:	169
Nakłady inwestycyjne na rurociągi połączeniowe [tys. zł]:	0
Nakłady inwestycyjne na budynek ciepłowni geotermalnej i szczytowej [tys. zł]:	282
Całkowite koszty obsługi instalacji (główne składniki kosztów zestawiono poniżej) [tys. zł/rok]:	7381
Amortyzacja środków trwałych [tys. zł/rok]:	983
Koszty obsługi, remontów, konserwacji [tys. zł/rok]:	148
Koszty zakupu nośników energii [tys. zł/rok]:	6250
Przychody z tytułu sprzedaży energii (szczegółowo zestawiono poniżej) [tys. zł/rok]:	7381
Przychody z tytułu sprzedaży energii cieplnej [tys. zł/rok]:	6996
Przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej [tys. zł/rok]:	385

Tabela 7.10.6.3. Zestawienie parametrów ekologicznych dla instalacji powierzchniowego źródła energii dla lokalizacji Bańska Niżna

Table 7.10.6.3. List of the ecological parameters for the surface energy source installation in Bańska Niżna location

Parametr	Wartość
Roczna emisja B(a)P dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,001
Roczna emisja sadzy dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,067
Roczna emisja pyłu dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	1,415
Roczna emisja CO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	30271,021
Roczna emisja CO dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	13,622
Roczna emisja NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	24,079
Roczna emisja SO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	23,997
Roczna emisja węglowodorów alifatycznych dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	5,713
Roczna emisja w. węglowodorów aromatycznych dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,877
Roczne ograniczenie emisji B(a)P [Mg/rok]:	0,436
Roczne ograniczenie emisji sadzy [Mg/rok]:	224,254
Roczne ograniczenie emisji pyłu [Mg/rok]:	896,8
Roczne ograniczenie emisji CO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	17539,246
Roczne ograniczenie emisji CO [Mg/rok]:	2483,586
Roczne ograniczenie emisji NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	3,851
Roczne ograniczenie emisji SO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	305,374
Roczne ograniczenie emisji węglowodorów alifatycznych [Mg/rok]:	120,993
Roczne ograniczenie emisji wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych [Mg/rok]:	124,114





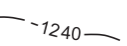
**MAPA STOPU  
UTWORÓW JEDNOSTKI  
BIAŁEGO DUNAJCA  
W STREFIE BAŃSKIEJ NIŻNEJ\***

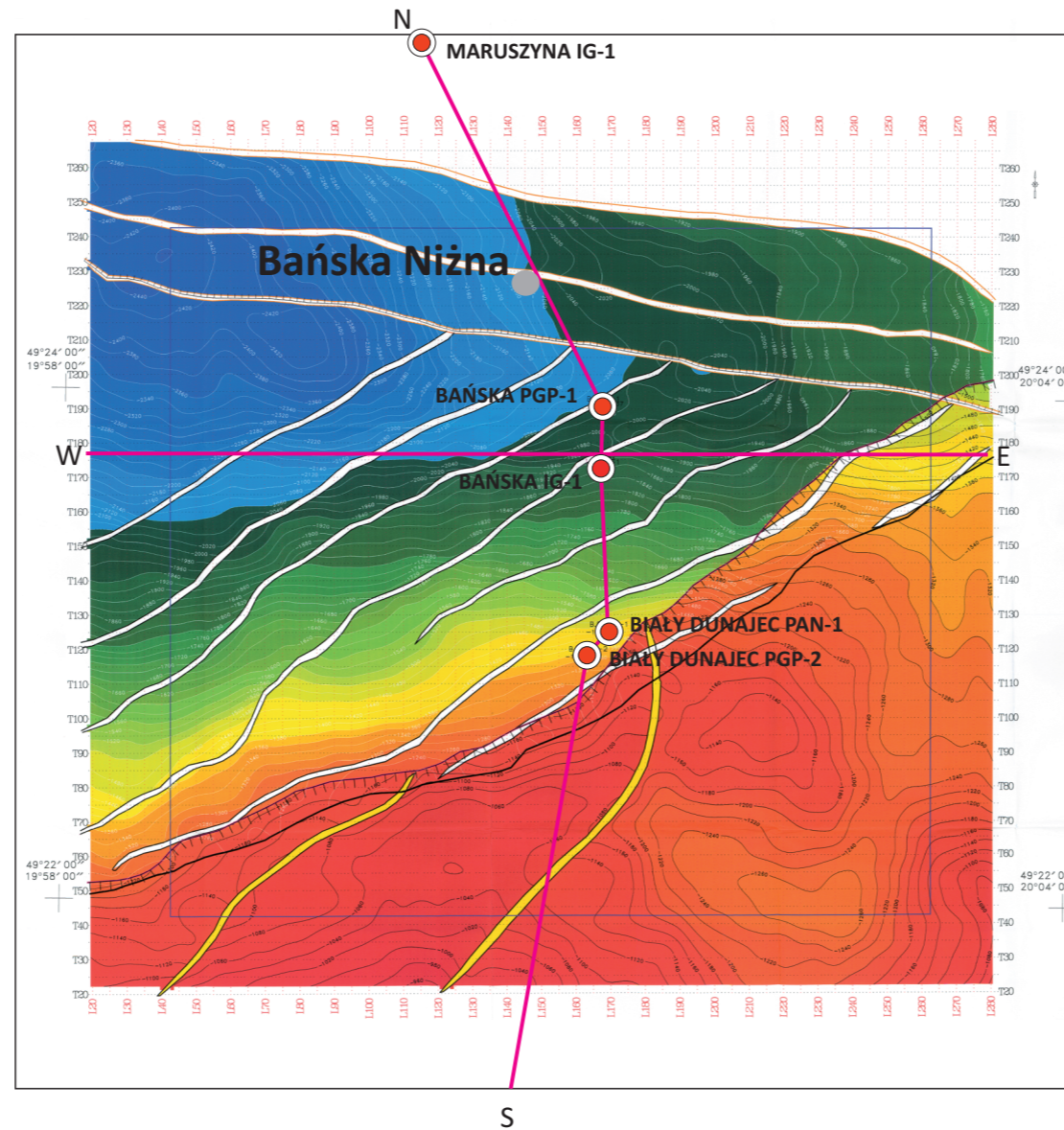
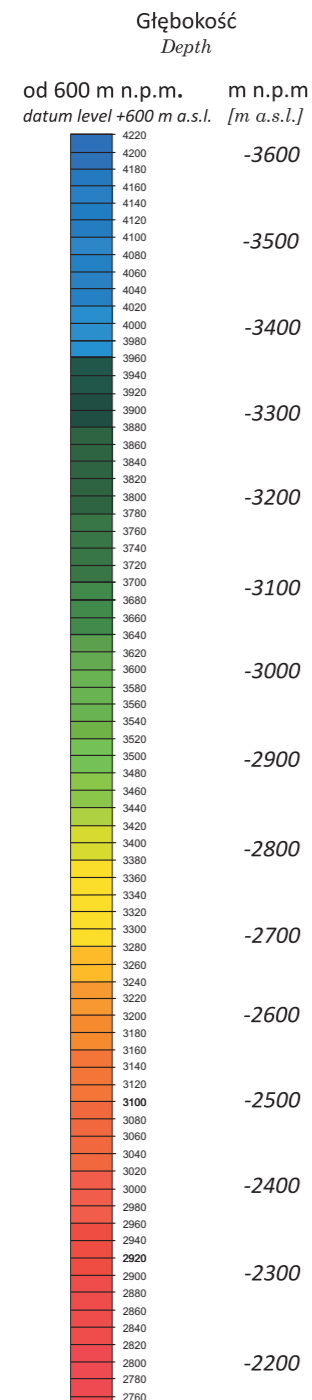
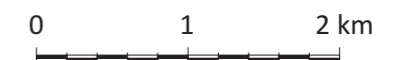
*Encl. 7.10.1*

**MAP OF THE TOP OF  
THE BIAŁY DUNAJEC UNIT  
IN THE BAŃSKA NIŻNA AREA**

\*na podstawie: Ochał i Gąsiorek, 2002)  
(based on: Ochał & Gąsiorek, 2002)

**LEGENDA:  
LEGEND:**

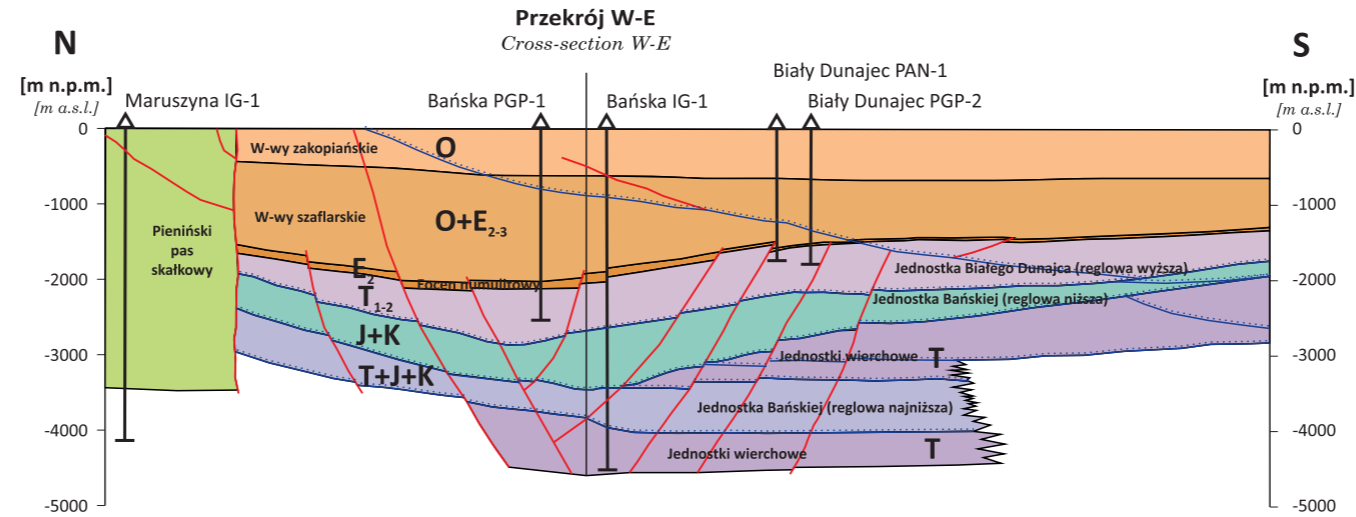
-  Uskoki  
Faults
-  Główna miejscowość  
Main village
-  Otwory  
Boreholes
-  Linie przekrojów geologicznych  
wg danych sejsmicznych (Zał. 7.10.2)  
Cross-section lines according  
to seismic data (Encl. 7.10.2)
-  1240  
Izohipsy stopu utworów jednostki  
Białego Dunajca [m n.p.m.]  
Isohyps of the top of Biały Dunajec  
Unit formation [m a.s.l.]



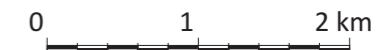
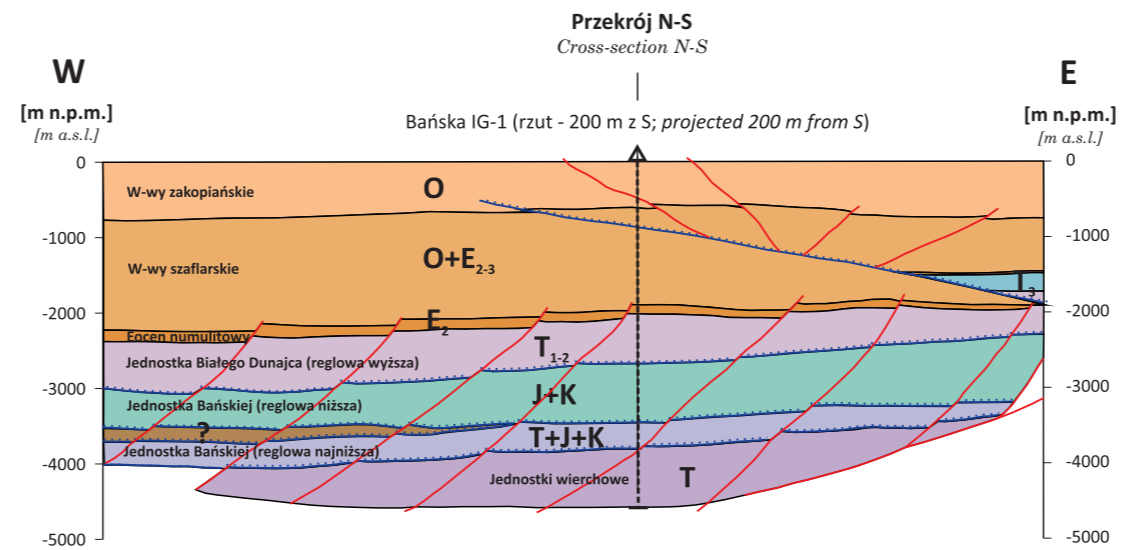


**PRZEKROJE GEOLOGICZNE PRZEZ STREFĘ BAŃSKIEJ NIŻNEJ**  
**(przebieg na zał. 7.10.1)\***  
**GEOLOGICAL CROSS-SECTIONS THROUGH BAŃSKA NIŻNA AREA**  
**(line at encl. 7.10.1)**

**NIECKA PODHALAŃSKA**



**NIECKA PODHALAŃSKA**



- |   |  |  |  |   |                      |
|---|--|--|--|---|----------------------|
| <b>O</b> Oligocen<br>Oligocene  | <b>E<sub>2</sub></b> Eocen środkowy<br>Middle Eocene                     | <b>J+K</b> Jura i Kreda<br>Jurassic & Cretaceous                     | Pieniński pas skałkowy<br>Pieniny Klippen Belt | otwory<br>boreholes                     | uskoki<br>faults     |
| <b>O+E<sub>2-3</sub></b> Oligocen,<br>Eocen środkowy i górny<br>Oligocene & Middle & Upper Eocene | <b>T<sub>3</sub></b> Trias górny<br>Upper Triassic                       | <b>T+J+K</b> Trias, Jura i Kreda<br>Triassic & Jurassic & Cretaceous | <b>?</b> Nieznana jednostka<br>undefined unit  | otwory rzutowane<br>projected boreholes | nasunięcia<br>nappes |
|   | <b>T<sub>1-2</sub></b> Trias dolny i środkowy<br>Lower & Middle Triassic | <b>T</b> Trias<br>Triassic   |  |   |                      |

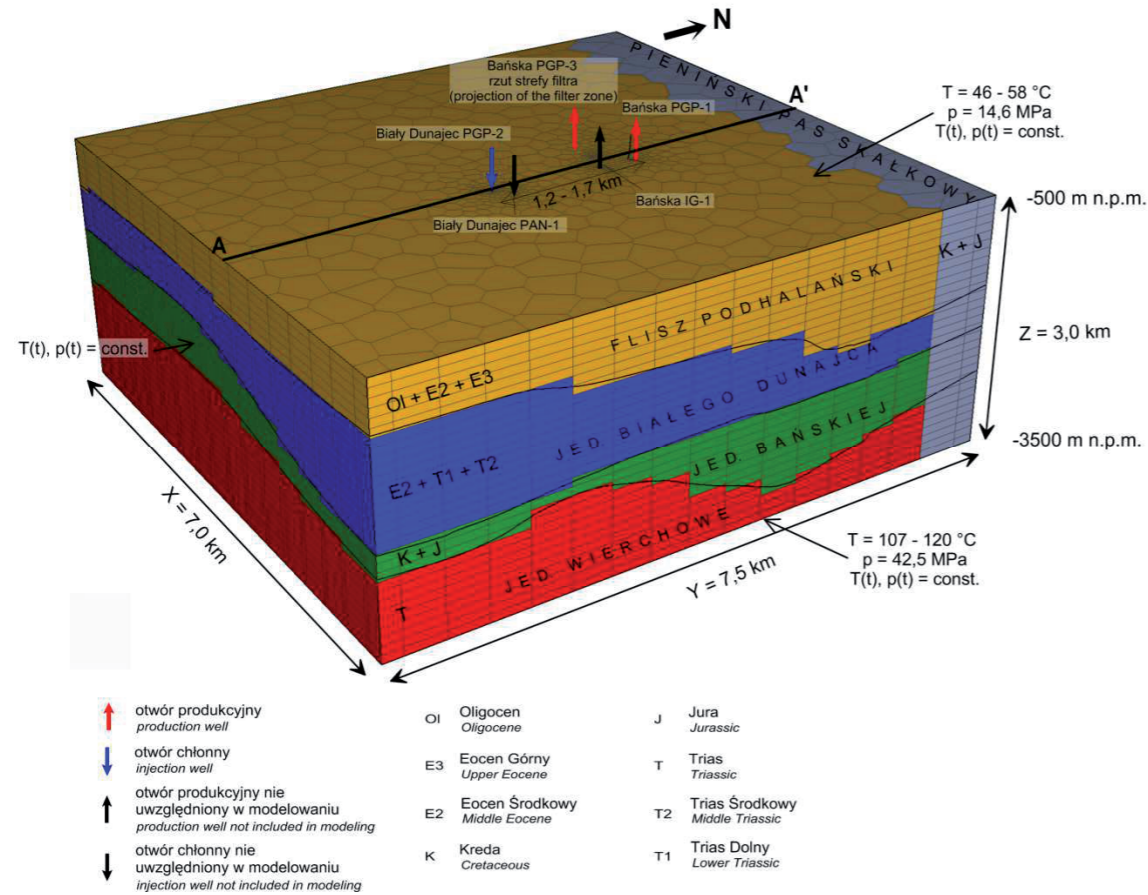
\*na podstawie: Ochał i Gąsiorek, 2002; Wieczorek, 2002; Bujakowski, 2011  
(based on: Ochał & Gąsiorek, 2002; Wieczorek, 2002; Bujakowski, 2011)

# WYNIKI MODELOWANIA NUMERYCZNEGO W STREFIE BAŃSKIEJ NIŻNEJ

Zał. 7.10.3

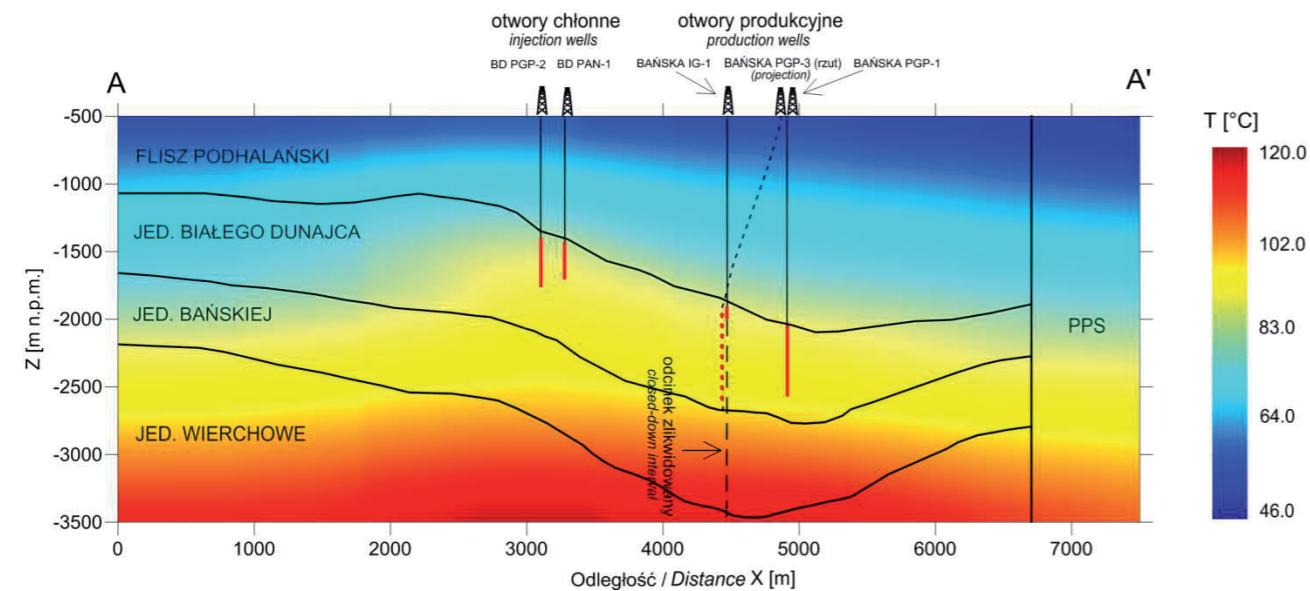
## NUMERICAL MODELING RESULTS IN THE BAŃSKA NIŻNA AREA

Encl. 7.10.3



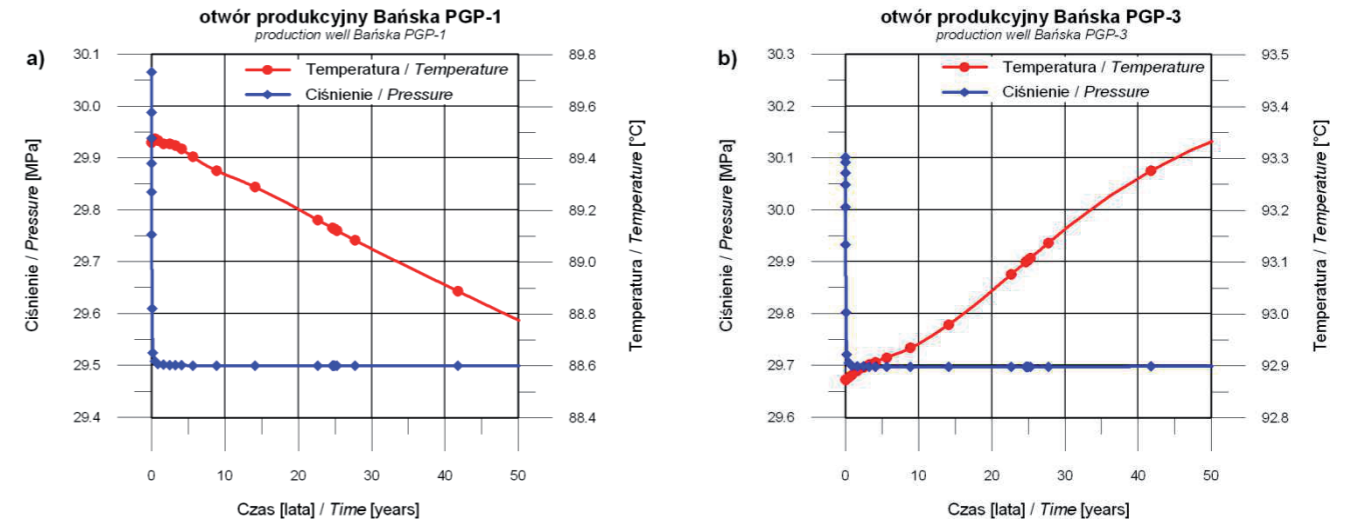
Rys. 1. Model numeryczny strefy Bańskiej Niżnej

Fig. 1. Numerical model of the Bańska Niżna area



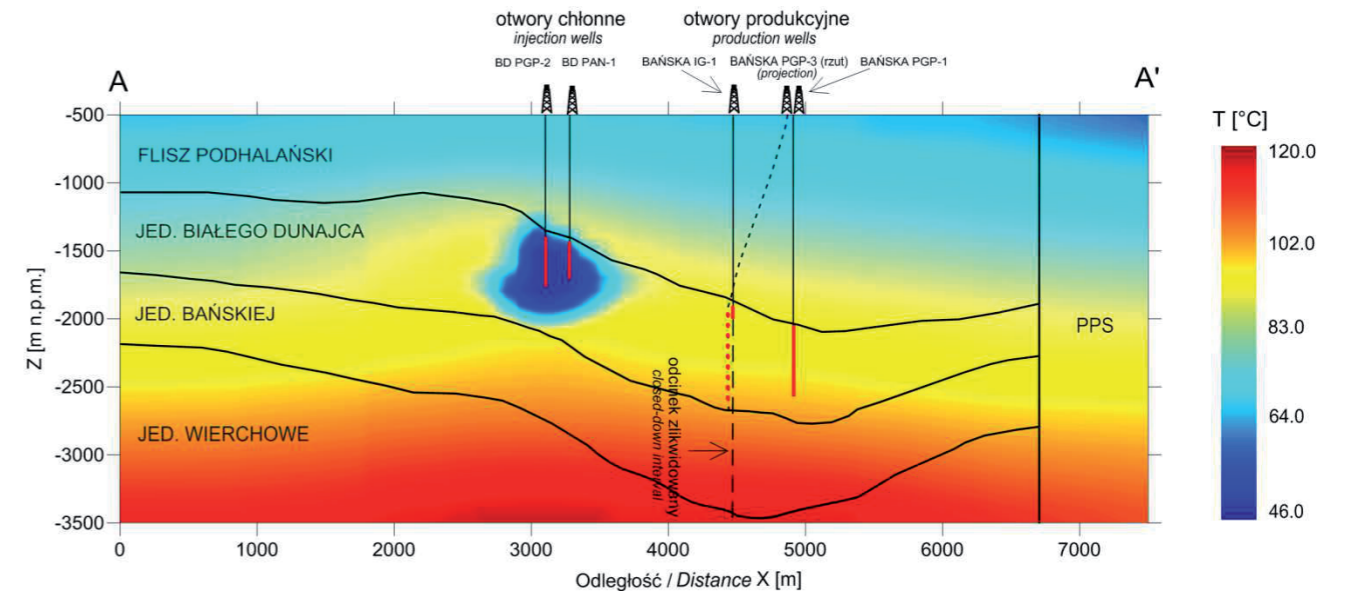
Rys. 2. Prognozowany rozkład temperatury w modelu stanu przedeksploatacyjnego wzdłuż przekroju AA'

Fig. 2. Forecasted temperature distribution prior to exploitation along the AA' cross section



Rys. 3. Zmiana temperatury i ciśnienia złożowego w funkcji czasu w otworze produkcyjnym a) Bańska PGP-1 (z = -2150 m n.p.m., Q = 430 m<sup>3</sup>/h), b) Bańska PGP-3 (z = -2350 m n.p.m., Q = 170 m<sup>3</sup>/h)

Fig. 3. Change of the reservoir temperature and pressure versus time in the production wells a) Bańska PGP-1 (z = -2150 m a.s.l., Q = 430 m<sup>3</sup>/h), b) Bańska PGP-3 (z = -2350 m a.s.l., Q = 170 m<sup>3</sup>/h)



Rys. 4. Prognozowany rozkład temperatury wzdłuż przekroju AA' po 50 latach eksploatacji

Fig. 4. Forecasted temperature distribution after 50 years of operation along the AA' cross section

## 7.11. Cieplice Śląskie-Zdrój

### 7.11.1. Ogólna charakterystyka strefy

W 1976 roku Cieplice Śląskie-Zdrój, położone w południowo-zachodniej Polsce, w województwie dolnośląskim, zostały przyłączone do Jeleniej Góry, wraz z Sobieszowem, Maciejową, Goduszynem. Powstał w ten sposób największy ośrodek miejski w Sudetach Zachodnich. W mieście działa ponad 12 000 podmiotów gospodarczych, z czego ponad 200 z udziałem kapitału zagranicznego oraz cztery galerie handlowe. Działa także uzdrowisko, w którym leczone są choroby ortopedyczno-urazowe, układu nerwowego, reumatologiczne, osteoporoza, nerek i dróg moczowych, oka i przydatków oka. Oferowane jest także leczenie okładami borowinowymi. W Cieplicach funkcjonują: 4 szpitale uzdrowiskowe, 6 sanatoriów, 2 zakłady przyrodolecznictwa oraz przychodnia uzdrowiskowa (<http://www.jeleniagora.pl/>).

Cieplice Śląskie-Zdrój spełniają rolę uzdrowiska dzięki eksploatowanej tutaj wodzie leczniczej, termalnej, osiągającej na wypływie z ujęcia temperaturę do 86°C. Dzięki swoim właściwościom, woda lecznicza, termalna Uzdrowiska Cieplice silnie rozgrzewa, zapobiega tworzeniu się kamieni w układzie moczowym, zwiększa mineralizację kości, zapobiega próchnicy zębów, zwiększa mikcję i diurezę oraz działa antybakteryjnie. Prawdopodobnie obniża też poziom cholesterolu całkowitego w surowicy krwi. Pobyt w Uzdrowisku Cieplice umożliwia leczenie wielu chorób, korzystanie z jej walerów oraz wchłanianie dobroczynnych składników w kąpielach oraz poprzez spożywanie wody.

Jelenia Góra posiada status miasta na prawach powiatu, stanowiąc tzw. powiat grodzki. W ostatnich latach przyłączono do niej Jagniątków, co spowodowało przesunięcie granic administracyjnych miasta do granicy z Czechami. Miasto Jelenia Góra ma powierzchnię 109,2 km<sup>2</sup>. Pomimo tego od 1998 r. maleje w nim liczba ludności (z blisko 94 tys. do nieco ponad 84 tys. w 2011 r.).

Miasto Jelenia Góra położone jest w północnej części Kotliny Jeleniogórskiej. Od zachodu otaczają je Góry Izerskie, od północy Góry Kaczawskie, od wschodu Rudawy Janowickie, a od południa najwyższe pasmo Sudetów – Karkonosze z najwyższym szczytem Śnieżką (1603 m n.p.m.), a w obrębie granic miasta ze Szrenicą (1362 m n.p.m.). Centrum miasta znajduje się około 1 km na wschód od zbiegu rzek Bóbr (płynącej na NE) i Kamiennej (płynącej z SW), z jej najważniejszymi dopływami: Kamieńczykiem w Szklarskiej Porębie Górnej i Szklarką w Szklarskiej Porębie Dolnej.

W Jeleniej Górze klimat jest typowy dla obszarów podgórskich. Średnia temperatura roczna w 2008 r. wynosiła 11°C (od -10°C w lutym do +22°C lipcu), a średnia temperatura okresu wegetacyjnego wynosi około 12–13°C. Lato termiczne zaczyna się w Jeleniej Górze około połowy czerwca i trwa średnio 66 do 68 dni. Dominują wiatry zachodnie i południowo-zachodnie. Sumaryczna roczna ilość opadów w 2008 r. to 741,7 mm (od 33 mm w styczniu i wrześniu do 142,2 w lipcu). Stąd średnia wilgotność wynosi tutaj 68% (<http://www.jeleniagora.pl/>).

Jelenia Góra jest głównym ośrodkiem komunikacyjno-usługowym dla osób przybywających do Kotliny Jeleniogórskiej i pobliskich ośrodków górskich. Miasto graniczy bezpośrednio z Czechami, a od granicy z Niemcami dzieli je odległość 70 km. Przez Jelenią Górę prowadzą drogi komunikacyjne, m.in. do: Wiednia (429 km), Berlina (303 km) i Pragi (156 km).

### 7.11.2. Koncepcyjny model geologiczny i parametry hydrogeotermalne

Budowę geologiczną strefy Cieplic Śląskich-Zdroju przedstawiono m.in. na podstawie archiwalnych prac wykonanych w Pracowni Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN w Krakowie (Bujakowski i in. 2012a, b, c, d).

Strefa Cieplic Śląskich-Zdroju zlokalizowana jest w Sudetach Zachodnich w obrębie plutonu Karkonoszy. Warunki geologiczne tej strefy różnią się od innych stref wytypowanych w kontekście potencjalnego wykorzystania w systemach binarnych w Polsce.

W granicach Polski, pluton Karkonoszy jest największym górotworem waryscyjskim zajmującym obszar około 185 km<sup>2</sup>. Dość dobrze rozpoznano budowę geologiczną jego strefy powierzchniowej. Przedstawiają ją mapy geologiczne w skali 1:25 000, które powstawały w latach 1956–1990. Bardzo słabo rozpoznano budowę wgłębną plutonu. Informacje na ten temat w odniesieniu do strefy Cieplic Śląskich-Zdroju pochodzą z dokumentacji trzech otworów wiertniczych, jednego krótkiego profilu magnetotellurycznego oraz regionalnych danych teledetekcyjnych i grawimetrycznych.

Elementy strukturalnego modelu geologicznego tej strefy zostały przedstawione na załącznikach 7.11.1 i 7.11.2.

Otwór Cieplice C-1 osiągnął głębokość końcową 2002,5 m p.p.t., a otwór Cieplice C-2 głębokość 750 m p.p.t. (Fistek, Dowgiałło 2003) (zał. 7.11.1 i 7.11.2). W trzecim otworze Wojcieszycie WT-1 (dane: CBDH, 2013) pod cienką warstwą utworów osadowych przewiercono kilkunastometrowy fragment granitów karkonoskich, spoczywających na miększych utworach prekambryjskich. Profil magnetotelluryczny, wykonany na zachód od strefy Cieplic Śląskich-Zdroju, sięgał do 1000 m p.p.t. (Stefaniuk i in. 2008). Natomiast sondowania magnetotelluryczne przeprowadzone w 2012 r. na zachód od tej strefy, w okolicach Szklarskiej Poręby-Huty sugerują, iż grubość plutonu wynosi tam 8–10 km. Na charakter budowy wgłębnej plutonu Karkonoszy pośrednio wskazują także: mapy fotolineamentów satelitarnych i radarowych (Bażyński i in. 1986), odsłonięcia paleogeńskich skał dolnośląskiej formacji bazaltowej, badania termiki powierzchni terenu z zastosowaniem technik teledetekcyjnych wykonane w 2012 r. oraz obrazy anomalii grawimetrycznych.

Pluton Karkonoszy został utworzony przy zakończeniu orogenezy waryscyjskiej, tj. około 320–300 mln lat temu (Depciuch, Lis 1971; Mazur i in. 2007), przez intrudujące granitoidy pocięte następnie licznymi waryscyjskimi żyłami pegmatytowymi, aplitowymi, mikrodiorytowymi i lamprofirowymi (Bolewski, Parachoniak 1974). Wyróżniono tutaj trzy główne odmiany granitów.

Pierwsza odmiana, to równoziarniste granity grzbietowe (Bolewski, Parachoniak 1974) występujące na powierzchni, głównie w partiach szczytowych Karkonoszy na południe od strefy Cieplic Śląskich-Zdroju. Druga, to granity centralne (Bolewski, Parachoniak 1974), dominujące w pozostałej części plutonu, w tym w strefie Cieplic Śląskich-Zdroju, występujące jako gruboziarniste, których powstanie wiązano z efektem metasomatozy granitów grzbietowych. W warunkach epimagmaowych, w chłodniejsze i kurczące się środowisko intrudowała magma tworząca najmłodsze granity waryscyjskie – granofirowe (drobnoziarniste). Stanowią one trzecią główną odmianę granitów karkonoskich, która utworzyła wiele petrograficznych typów, m. in. z obfitością deuterycznych struktur mikropegmatytowych (Bolewski, Parachoniak 1974). Granity tego typu na powierzchni zajmują stosunkowo niewielkie przestrzenie. Wśród trzech głównych typów skał granitowych plutonu Karkonoszy zasadnicze znaczenie mają granity centralne (na ogół gruboziarniste, czasem średnio-

ziarniste), ze względu na regionalne rozprzestrzenienie, miąższości, duży stopień izotropowości oraz wysoki stopień skryształizowania składników mineralnych.

Tereny na zachód od strefy Cieplic Śląskich-Zdroju prezentują duże urozmaicenie budowy petrograficznej plutonu (występują tam granity karkonoskie trzech głównych typów) i duże zaangażowanie tektoniczne.

W strefie Cieplic Śląskich-Zdroju poprzeczne dyslokacje regionalne, tzw. spękania Zespołu Szklarska Poręba–Kowary o kierunku SSW-NNE, są klinowane szeregiem dużych żył o podobnym przebiegu, lecz o różnej budowie petrograficznej (lamprofiry, kersantyty, sjenity, granodioryty, porfiry granitowe – mikrogranity, pegmatyty). Wyjątkowo występują tam także aplity z aplogranitami. W sąsiedztwie jednego ze spękań regionalnych o kierunku SSW-NNE stwierdzono występowanie limburgitów. W strefie Cieplic Śląskich-Zdroju wyraźnie zaznaczają się także inne głębokie mioceńskie spękania wspomnianego zespołu (zał. 7.11.1 i 7.11.2). Kolejne widać w pobliżu miejscowości Cieplice Śląskie-Zdrój. Z dyslokacją Wrzosówki wiąże się obecność wody termalnej tej miejscowości (Fistek, Dowgiałło 2003). W pobliżu jeszcze jednego z głównych spękań, lecz o kierunku NW-SE (na NE od strefy Cieplic Śląskich-Zdroju, około 1 km na północ od Maciejowej), występuje największe nagromadzenie mioceńskich bazaltów w polskiej części Karkonoszy.

Występowanie w obrębie plutonu Karkonoszy mioceńskiej formacji bazaltowej ma nie mniej istotne znaczenie jak występowanie głębokich spękań, pomimo tego, że utwory te słabo zaznaczyły się w Karkonoszach. Niewykluczone jest bowiem to, że regionalne spękania, z którymi utwory tej formacji są lub mogą być związane, sięgają na głębokość 10–20 km do tzw. powierzchni Conrada (Mierzejewski 1985), tj. do kontaktu bazaltowych i granitowych warstw skorupy ziemskiej. Mogą zatem stanowić główne drogi dopływu ciepła z głębi Ziemi. Na wykonanym regionalnym zdjęciu grawimetrycznym obejmującym m.in. pluton Karkonoszy, wyraźnie zaznacza się odrębność plutonu w postaci silnych anomalii ujemnych (obejmujących również sąsiednie regiony, kaczawski i izerski). Maksymalne wartości anomalii ujemnych związane są z częścią plutonu Karkonoszy na południe od Jeleniej Góry, obejmującą strefę Cieplic Śląskich-Zdroju. „Lekkość” grawimetryczna wynika tam nie tylko z małej (relatywnie – w stosunku do osłony metamorficznej) gęstości granitów karkonoskich, ale przypuszczalnie również z silnego spękania i dezintegracji granitów.

Procesy tektoniczne powodowały w strefie Cieplic Śląskich-Zdroju powstawanie sieci uskoku (zał. 7.11.1 i 7.11.2). Uskok Północny Parku Zdrojowego przecina otwór C-2. Uskoki Północny i Południowy Parku Zdrojowego oraz uskok rzeki Kamiennej (z wychodnią poza źródłami uzdrowiska) przecinają otwór C-1.

Skonsolidowany pluton waryscyjski ulegał również płaskim ścięciom i przesunięciom. Ścięcia są wielopłaszczyznowe i może się z nimi wiązać występowanie żył lamprofirów, gdyż część takich żył ułożona jest równolegle do tych płaszczyzn. Płaskie ścięcia i przesunięcia przypuszczalnie nastąpiły w okresie trwania młodopaleozoicznego wulkanizmu następczego i końcowego (czerwony spągowiec), tj. w czasie, gdy w rozległym pasie terenu, około 20–25 km na NNE od strefy Cieplic Śląskich-Zdroju, tworzyły się ryolity i ich tufy, riodyty i trachity oraz trachybazalty i melafiry (Milewicz i in. 1979).

Wskazana strefa grawimetryczna interpretowana może być jako strefa konwekcyjnego dopływu wód podziemnych, które migrując z obszarów zasilania mogą wykorzystywać strefy spękań i rozwarstwień. Jest to strefa, w której dominującym mechanizmem wymiany ciepła jest konwekcja, czyli wymiana ciepła spowodowana ruchem cząsteczek wody. Ruch ten może być ruchem spowodowanym różnicą gęstości lub różnicą ciśnienia.

**Parametry hydrogeotermalne** serii złożowej zestawiono na podstawie archiwalnego opracowania wykonanego w Pracowni Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN w Krakowie (Bujakowski i in. 2012c) oraz danych zawartych w rozdz. 4.4.

Rejon Cieplice Śląskie-Zdrój obejmuje fragment szczelinowego zbiornika wód geotermalnych w granitowym plutonie Karkonoszy. Krążenie wód infiltracyjnych sięga tutaj co najmniej do głębokości 4 km (Dowgiałło 2011). Niezależnie od wydzielanych głównych typów granitów karkonoskich, z pewnym przybliżeniem można przyjąć, że jego budowa jest jednolita i cechami petrograficznymi odpowiada granitom centralnym, dominującym przestrzennie w obrębie plutonu, a zwłaszcza w omawianym rejonie. Dotyczy to także zdecydowanej większości żył, spajających spękanymi bloki granitowe.

Migracja wód opadowych od stref zasilania, od strony wyniesień morfologicznych, odbywa się przypuszczalnie wzdłuż uprzywilejowanych korytarzy, tj. stref o założeniach tektonicznych, drożnych w stosunku do skał otaczających, do strefy drenażu powierzchniowego w dolinie rzecznej Kotliny Jeleniogórskiej. Uprzywilejowane strefy drenażu to główne strefy zeszczelinowania plutonu, sięgające do głębokości co najmniej 5 km, odpowiadające w obrazie satelitarnym głównym strefom uskokowym opisywanym jako strefy głębokich spękań. W rejonie Cieplic Śląskich-Zdroju, na przecięciu kilku takich stref można się spodziewać występowania strefy konwekcji, sięgającej także co najmniej do głębokości 5 km.

Gradient geotermiczny w plutonie Karkonoszy lokalnie osiąga wartość do 3,6°C/100 m. Wartość taką określono poza obszarem konwekcji, według danych termicznych z otworu Czerwony Potok PIG-1 w Szklarskiej Porębie-Hucie, na zachód od rejonu Cieplic Śląskich-Zdroju. Po uwzględnieniu poprawki radiogenicznej dla tego terenu określono, że na głębokości około –10 km n.p.m. temperatura może osiągać wartość 390°C.

W rejonie Cieplic Śląskich-Zdroju występują dwa odrębne hydrochemiczne typy wód. Dominują wody typu SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na, F, Si o zbliżonej mineralizacji, około 0,65 g/dm<sup>3</sup>, wypływające z siedmiu ujęć znajdujących się na terenie uzdrowiska. Występuje w nich najwyższa w kraju zawartość jonu fluorkowego, sięgająca 13 mg/dm<sup>3</sup>. Są to wody o głębokim krążeniu. W płytkich ujęciach osiągają temperaturę od 18 do 42°C, natomiast w otworze C-2 dochodziła ona do 63°C przy wydajności 27 m<sup>3</sup>/h, a w otworze C-1 do 86,7°C przy wydajności 45 m<sup>3</sup>/h (Fistek, Dowgiałło 2003).

Średnią porowatość efektywną dla skał granitowych plutonu Karkonoszy można przyjąć jako około 0,5%, natomiast w szczelinach można szacować ją na około 5%, wyjątkowo 10%, a w strefie drenażu na około 3%. Przepuszczalność skał granitowych jest niska, rzędu 0,01 mD w kierunkach X i Y oraz 0,001 mD w kierunku Z, natomiast najwyższa w strefie drenażu powierzchniowego, tj. odpowiednio 100 i 10 mD. W strefach głównych spękań oraz w strefie konwekcji powinny występować odpowiednio wartości 10 i 1 mD, a w odniesieniu do stref spękań regionalnych zbliżone do występujących w strefie drenażu, a lokalnie wartości analogiczne jak dla otaczających skał granitowych.

Średnia wartość współczynnika przewodzenia ciepła mierzony w otworze Cieplice C-1 dla interwału głęb. 775–1953 m p.p.t. wynosi 2,91 W/m/°C. Ze wzrostem głębokości wartość współczynnika przypuszczalnie znacznie wzrasta.

Przedstawiony koncepcyjny model geologiczny strefy Cieplic obejmujący szkic tektoniczny strefy, przekroje geologiczne, parametry hydrogeotermalne oraz dane litostratygraficzne – stanowił podstawę dla opracowania numerycznego modelu przestrzennego rozkładu temperatur i ciśnień w analizowanej strefie.

### 7.11.3. Model numeryczny termiki górotworu

Materiał źródłowy, dotyczący modelowanej strefy był ubogi, prezentowany model zawiera szereg założeń upraszczających i oparty jest na wielu hipotezach. Autorzy modelu zaproponowali jeden z możliwych modeli koncepcyjnych analizowanej strefy, oparty na dostępnych materiałach źródłowych. W wyniku modelowania określono:

- ♦ rozkład przestrzenny właściwości poszczególnych komponentów geologicznych modelowanej strefy (gęstość, ciepło właściwe, porowatość, przepuszczalność, współczynnik przewodzenia ciepła),
- ♦ warunki brzegowe,
- ♦ rozkład przestrzenny ciśnień i temperatur – będący efektem modelowania.

Opracowany model strefy Karkonoszy został następnie wykorzystany do prognozowania możliwości produkcji energii elektrycznej przy wykorzystaniu technologii binarnych. W centrum modelowanej strefy ulokowano Cieplice Śląskie-Zdrój. Wymiary modelowanej przestrzeni ustalono tak, by zawierały one masyw Karkonoszy i Cieplice, ujmując dodatkowo pewien przestrzenny margines pozwalający zamodelować warunki brzegowe. Złożono, że strefa modelowania numerycznego będzie obejmować obszar 60 na 40 km. W kierunku pionowym rozciąga się pomiędzy rzędnymi od –10 000 m n.p.m. do 1000 m n.p.m. Model termiki górotworu w stanie stacjonarnym składa się z 21 warstw o miąższości zróżnicowanej w przedziale od 10 m dla brzegowej warstwy stref zasilania, poprzez miąższość 500 m do głębokości stref zeszczelinowania oraz strefy konwekcji, kończąc na miąższości pojedynczej warstwy równej 1000 m w strefie całkowicie nieprzepuszczalnej. Liczba elementów w każdej warstwie wynosi 408 (o zróżnicowanych wymiarach w celu uproszczonego odwzorowania skomplikowanej budowy tektonicznej). Sumarycznie, model termiki stanu stacjonarnego składa się z 8568 elementów.

Rysunek 7.11.3.1 przedstawia sposób lokacji strefy modelu. Dla jednoznacznej definicji geometrii w modelowanej przestrzeni wprowadzono lokalny kartezjański układ współrzędnych (X,Y,Z). Orientację osi układu współrzędnych lokalnych przedstawiono na rysunku 7.11.3.2, długość osi X wynosi 60 km, Y – 40 km i Z – 10 km. Układ współrzędnych lokalnych był przesunięty w stosunku do kierunków geograficznych (kierunki północ–południe, wschód–zachód nie pokrywały się z osiami X i Y), tak by łatwiej można było oddać w nim główne kierunki stref zeszczelinowanych. W modelowanej strefie wyodrębniono kilka głównych stref zeszczelinowania. Strefy te na rysunku 7.11.3.1 zaznaczono liniami przerywanymi i odpowiednio ponumerowano, nadając numery od 1 do 7. Głębokość zasięgu stref zeszczelinowania została przyjęta na 5,4 km p.p.o. (pod poziomem odniesienia przyjętego jako 400 m n.p.m.; przedstawiono go na zał. 7.11.3 – rys. 1). Założono, że strefy zeszczelinowania mają hydrauliczny kontakt z powierzchnią terenu jedynie na wychodniach stref zasilania (zał. 7.11.3 – rys. 1). Przyjęto, że w całym modelowanym obszarze, poza strefami zasilania i strefą drenażu powierzchniowego, strefy zeszczelinowane przykryte są warstwą nieprzepuszczalną o miąższości około 125 m (średnia miąższość kenozoiku).

Obok stref zeszczelinowania na modelowanym obszarze usytuowano strefę konwekcji oraz strefę drenażu powierzchniowego (rys. 7.11.3.1). Strefa konwekcji ulokowana została na przecięciu stref zeszczelinowania nr 1, 7 i 2 w rejonie Cieplic, a jej wprowadzenie wynikało z anomalnej charakterystyki krzywej termicznej w otworze Cieplice C-1 (anomalnie wysokie temperatury rzędu 50°C na głębokościach około 300 m, rys. 7.11.3.5). Strefa zeszczelinowania nr 3 łączyła się również ze strefą

konwekcji. Głębokość zalegania strefy konwekcji przyjęto identycznie jak w przypadku stref zeszczelinowania, tzn. 5,4 km p.p.o. (–5000 m n.p.m.).

Założono, że strefa konwekcji nie ma bezpośredniego połączenia hydraulicznego z powierzchnią terenu, łączy się natomiast ze strefą drenażu powierzchniowego o miąższości 25 m. Strefa drenażu powierzchniowego kontaktuje się z atmosferą i zlokalizowana została w rejonie największego obniżenia terenu, w dolinach rzecznych. Założono, że odprowadza ona wody migrujące od stref zasilania na wychodniach szczelin w szczytowych partiach gór. W tak skonstruowanym modelu strefy zasilania i strefę drenażu powierzchniowego łączy zatem system szczelin oznaczonych na rysunku 7.11.3.1.

Ciśnienie wytwarzane w strefach zasilania było ciśnieniem hydrostatycznym, a jego wartości podano na załączniku 7.11.3 – rys. 1. Ustalono je mając na uwadze wysokość stref zasilania w odniesieniu do uśrednionej rzędnej terenu (400 m n.p.m.). Wysokości główne szczytów i przełęczy, które ustalają warunki brzegowe oznaczono na rysunku 7.11.3.1.

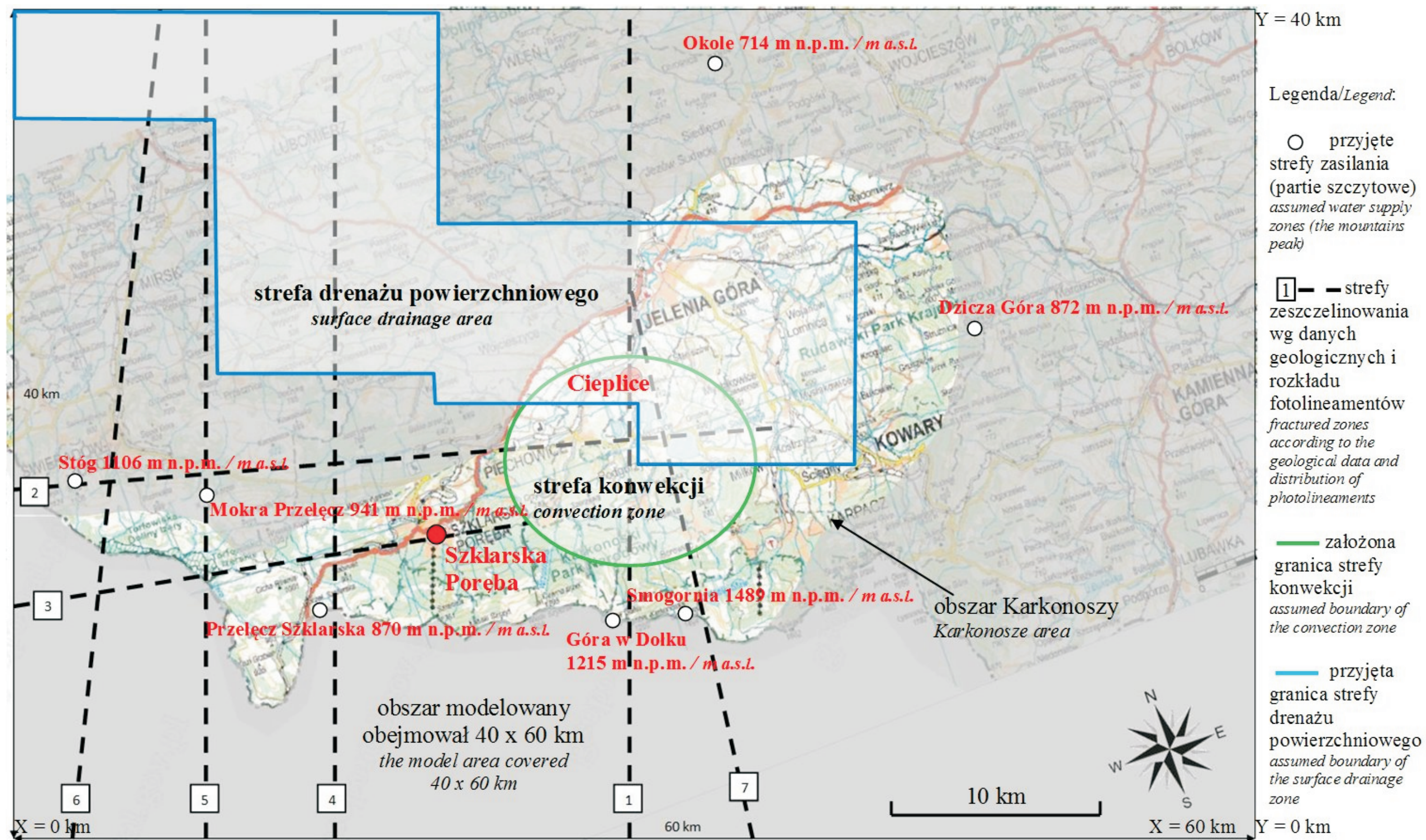
Górna i dolna granica modelowanego obszaru, wliczając w to strefy zasilania, posiada ustalone i niezmiennie w czasie parametry (warunek brzegowy I rodzaju,  $T(t) = \text{const.}$ ,  $p(t) = \text{const.}$ ). Na powierzchni terenu ustalono ciśnienie odpowiadające ciśnieniu atmosferycznemu (0,1 MPa) i temperaturę odpowiadającą średniorocznej temperaturze powietrza 8°C. W strefie spągu modelu (10,4 km p.p.o. (–10 000 m n.p.m.)) ustalono ciśnienie odpowiadające ciśnieniu hydrostatycznemu wody (98,8 MPa) i temperaturę 390°C, odpowiadającą gradientowi geotermicznemu 3,9°C/100 m. Na brzegach modelowanego obszaru założono brak dopływu i odpływu wody i ciepła, co odpowiada stanowi doskonałej izolacji termicznej i hydraulicznej. Elementy leżące na brzegach modelowanego obszaru nie są więc w stanie przyjmować ani oddawać masy i ciepła poza modelowany obszar.

Przewodność cieplna granitów dla próbek powierzchniowych z okolic Szklarskiej Poręby wynosiła 2,69 W/(m K) dla próbki suchej i 2,92 W/(m K) dla próbki nasyconej wodą (por. rozdz. 5.4). Na rysunku 7.11.3.2 przedstawiono zmianę współczynnika przewodzenia ciepła dla suchych próbek skał pochodzących z otworu Czerwony Potok PIG-1 w strefie Szklarskiej Poręby. Dane pomiarowe wskazują na wzrost współczynnika przewodzenia ciepła z głębokością. Z zestawionych danych pomiarowych wynika, że wartość współczynnika przewodzenia ciepła rośnie wraz z głębokością, zmieniając się od około 1,2–2,0 W/(m K) na głębokości rzędu 20 m p.p.t. do 2,6–3,5 W/(m K) na głębokości rzędu 200 m p.p.t. Maksymalna odnotowana wartość współczynnika przewodzenia ciepła wynosiła około 4,5 W/(m K).

Na rysunku 7.11.3.3 przedstawiono zależność ciepła właściwego próbek skał z otworu Czerwony Potok PIG-1 w funkcji temperatury i głębokości. Z wykresu wynika, że ciepło właściwe skał w otworze zmienia się w zakresie od 0,84 do 0,94 kJ/(kg K) i wykazuje tendencję wzrostową wraz z temperaturą. Nie zauważono znaczących zmian wartości ciepła właściwego z głębokością zalegania próbek.

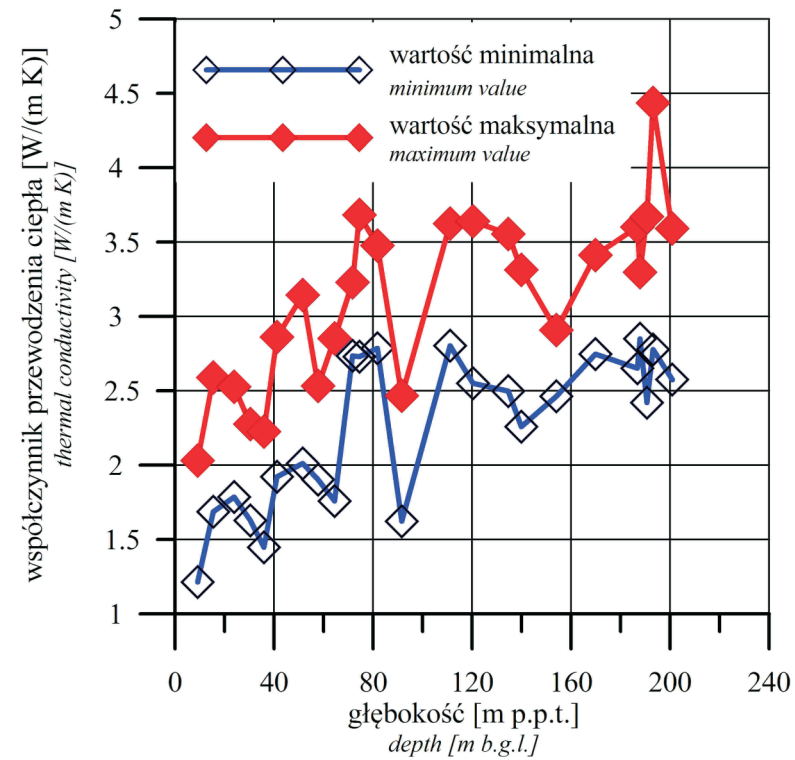
Pomiary wykonane na próbkach rdzeni pochodzących z otworu Czerwony Potok PIG-1 potwierdzają wzrost gęstości skał oraz spadek porowatości efektywnej i przepuszczalności z głębokością – rysunek 7.11.3.4. Gęstość rośnie od około 2718 kg/m<sup>3</sup> na około 30 m p.p.t. do około 2737 kg/m<sup>3</sup> na głębokości około 200 m p.p.t.

W tym samym interwale głębokości porowatość efektywna maleje od około 4 do 0,5%, a przepuszczalność gwałtownie spada na pierwszych 70 m głębokości otworu Czerwony Potok PIG-1 z 3 mD wartości do bliskich 0 mD. Skały te można zatem uznać za nieprzepuszczalne, a ich przepuszczalność na większych głębokościach może być związana jedynie z istnieniem stref zeszczelinowanych.



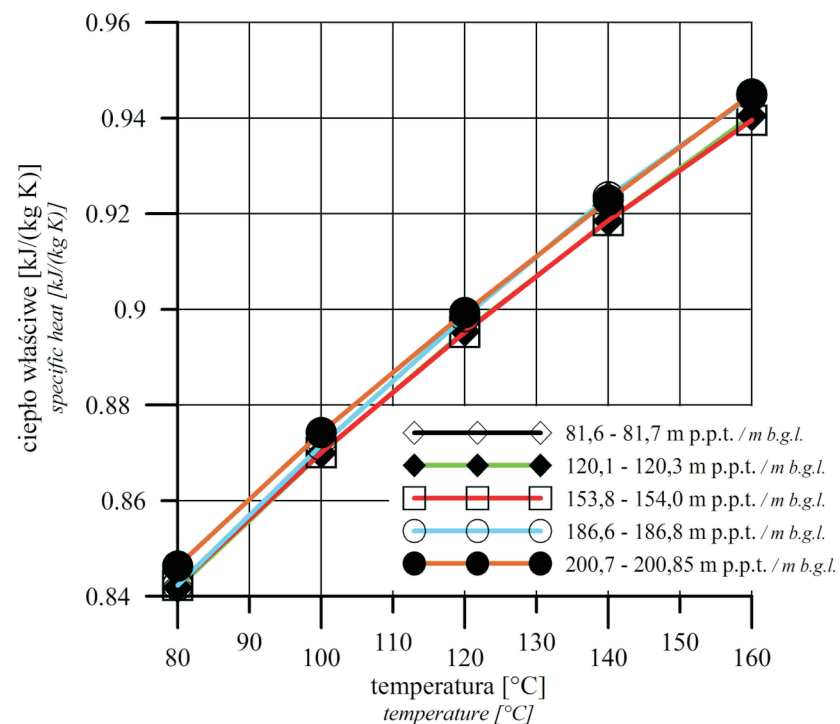
Rys. 7.11.3.1. Obszar Karkonoszy z lokalizacją głównych stref zeszczerpinowania i uskoków (lokalny układ współrzędnych X = 0–60 km, Y = 0–40 km)

Fig. 7.11.3.1. The Karkonosze region with fractured zones and main faults location (local coordinate system: X = 0–60 km, Y = 0–40 km)



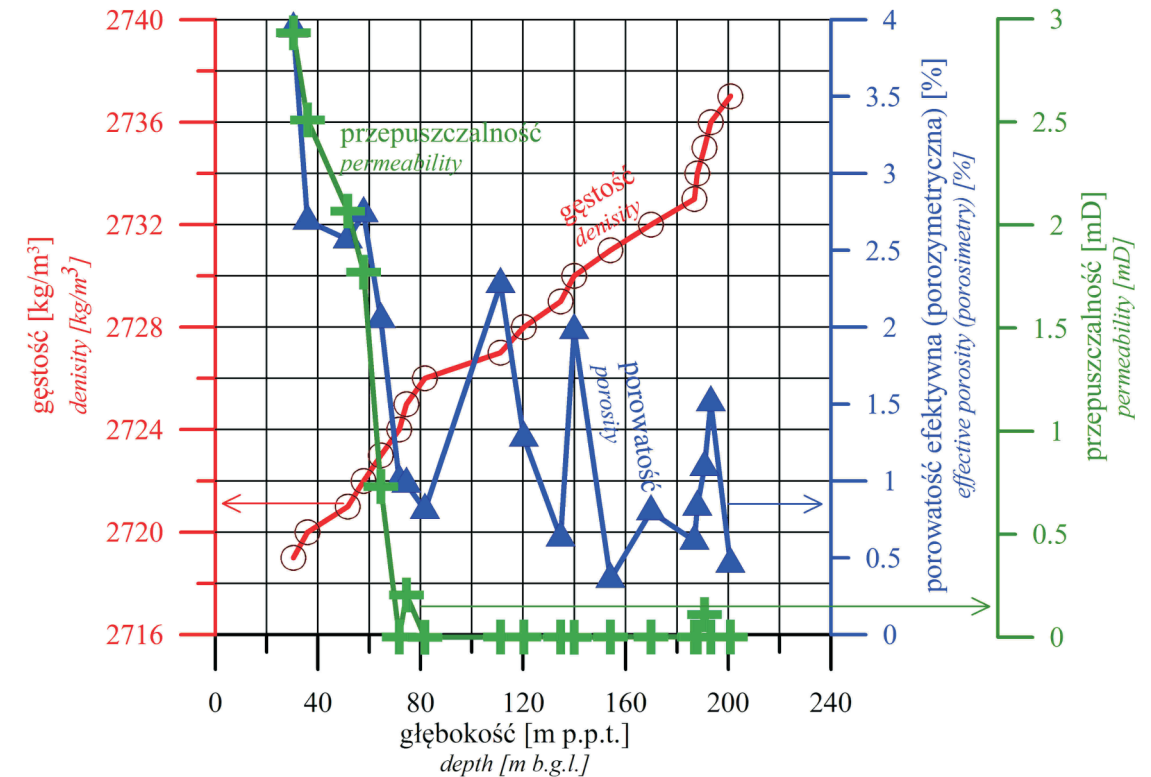
Rys. 7.11.3.2. Zmiana z głębokością wartości współczynnika przewodzenia ciepła próbek skał w stanie suchym, dane dla otworu Czerwony Potok PIG-1, (na podstawie Habryn 2012)

Fig. 7.11.3.2. Change with depth of the thermal conductivity of rock samples in the dry state, the data for the Czerwony Potok PGI-1 well (based on Habryn 2012)



Rys. 7.11.3.3. Zmiana współczynnika ciepła właściwego skał wraz z temperaturą i głębokością, dane dla otworu Czerwony Potok PIG-1 (na podstawie Habryn 2012)

Fig. 7.11.3.3. Change with depth and temperature of the specific heat of rocks, the data for the Czerwony Potok PGI-1 well (based on Habryn 2012)



Rys. 7.11.3.4. Zmiana gęstości, porowatości efektywnej i przepuszczalności skał w funkcji głębokości, dane dla otworu Czerwony Potok PIG-1 (na podstawie Habryn 2012)

Fig. 7.11.3.4. Change of the density, effective porosity and permeability of rocks as a function of depth, the data for the Czerwony Potok PGI-1 well (based on Habryn 2012)

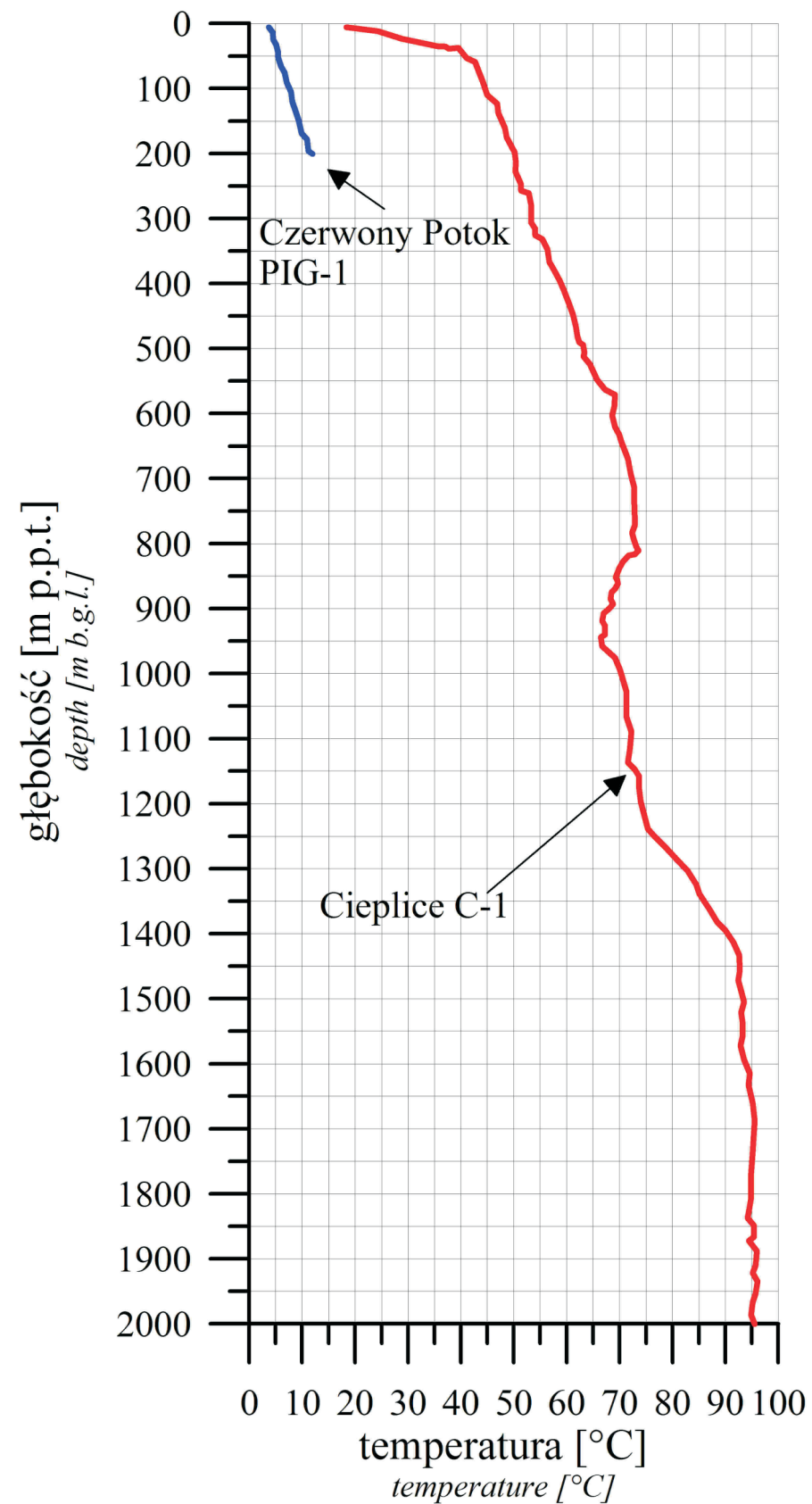
Wartości porowatości i przepuszczalności wykorzystywane w modelu numerycznym ustalono na bazie testów otrzymywanych wyników modelowania numerycznego, przyjmując za cel osiągnięcie – na podstawie opisanych warunków brzegowych – rozkładu temperatury odpowiadającego w przybliżeniu krzywej profilowania termicznego z otworu w Cieplicach C-1 i z otworu Czerwony Potok PIG-1 w Szklarskiej Porębie-Hucie. Krzywe profilowań termicznych obu otworów przedstawiono na rysunku 7.11.3.5. Dane pomiarowe z otworu Czerwony Potok PIG-1 służyły do jakościowej kalibracji modelu.

Korelacja ilościowa była utrudniona ze względu na nieznaczną głębokość otworu. Nie uwzględniono również topografii terenu ani zmienności rocznej temperatury powietrza atmosferycznego i nasłonecznienia, stąd ilościowa analiza wyników z otworu Czerwony Potok PIG-1 obciążona jest pewnym błędem. Uzyskane dane sugerują, że otwór znajduje się w strefie zdominowanej przewodzeniem ciepła (bez konwekcji), przy wartości gradientu termicznego około  $3,6^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$  w przedziale głębokości od 10 do 200 m p.p.t.

Właściwości struktur skalnych tworzących modelowany obszar zestawiono w tabeli 7.11.3.1. Dane te obejmują wszystkie istotne parametry dla opisu obszaru objętego modelowaniem.

W wyniku modelowania numerycznego, po kalibracji modelu według danych z otworu Czerwony Potok PIG-1 i Cieplice C-1, otrzymano pełny obraz rozkładu ciśnień i temperatury w modelowanej przestrzeni.

W trakcie walidacji modelu przyjmowano parametry ośrodka, pozwalające uzyskać rozkład temperatur zgodny z anomalią termiczną Cieplic. Wykazano, że jej istnienie może być wynikiem obecności



Rys. 7.11.3.5. Krzywe profilowań termicznych otworów Cieplice C-1 (na podstawie Dowgiąłło 2000) i Czerwony Potok PIG-1 (na podstawie Habryn 2012)

Fig. 7.11.3.5. Thermal profiles of the Cieplice C-1 well (based on: Dowgiąłło 2000) and Czerwony Potok PIG-1 (based on Habryn 2012)

Tabela 7.11.3.1. Parametry struktur skalnych tworzących model numeryczny strefy  
Table 7.11.3.1. Geological structures constituting the model and their geological parameters

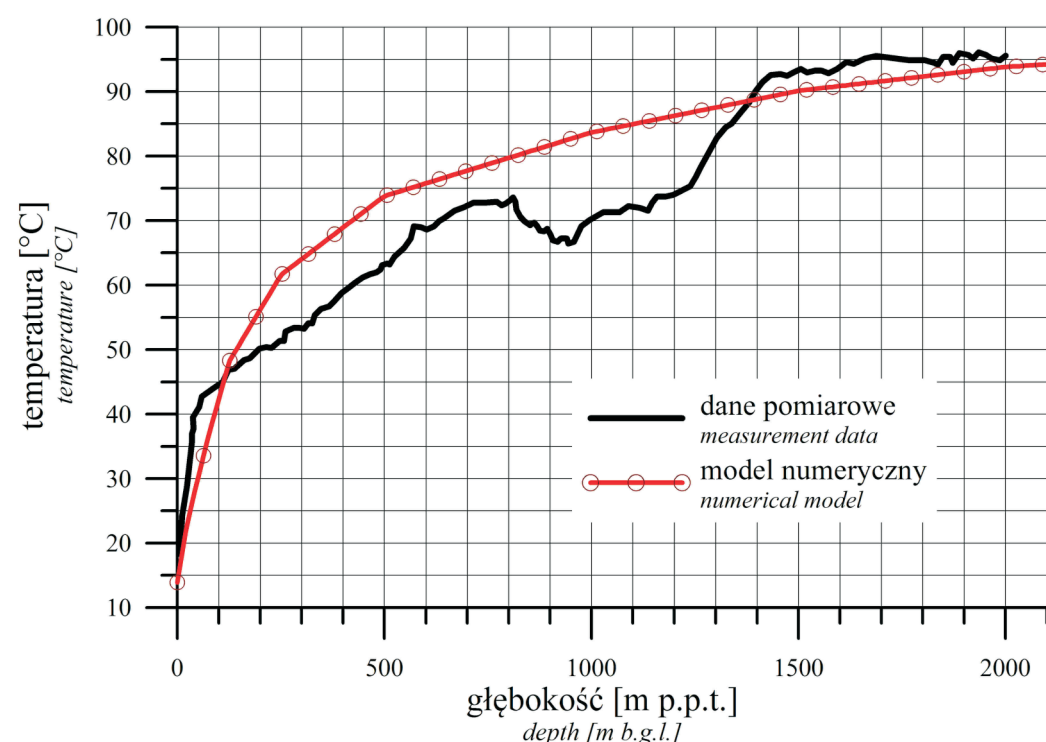
Nr	Formacja / Struktura	Opis	Oznaczenie w modelu	Porowatość efektywna [%]	Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	Przepuszczalność [mD]		Ciepło właściwe [J/(kg·K)]	Współczynnik przewodzenia ciepła [W/(m·K)]
						XY	Z		
1	Zwięzły granit	granity centralne (grubo- i średnioziarniste) plutonu Karkonoszy		0,5	2 600	0,01	10 <sup>-3</sup>	1 000	3,5
2	Strefa drenażu powierzchniowego	zeszczelinowane granity umożliwiające infiltrację wód opadowych		3	2 600	100	10	1 000	3,5
3	Szczelina 1	-		5	2 600	0,01	10 <sup>-3</sup>	1 000	3,5
4	Szczelina 2	-		10	2 600	100	10	1 000	3,5
5	Szczelina 3	-		5	2 600	10	1	1 000	3,5
6	Szczelina 4	-		5	2 600	10	1	1 000	3,5
7	Szczelina 5	-		5	2 600	10	1	1 000	3,5
8	Szczelina 6	-		5	2 600	10	1	1 000	3,5
9	Szczelina 7	-		5	2 600	100	10	1 000	3,5
10	Strefa konwekcji w rejonie Ciepliec	zeszczelinowane granity umożliwiające wglębną konwekcją wód termalnych		5	2 600	10	1	1 000	3,5

strefy konwekcji i strefy drenażu powierzchniowego. Bez założenia strefy konwekcji modelowana anomalia ma zdecydowanie mniejszy zasięg i nie jest na tyle intensywna, by „dopasować się” do danych pomiarowych z otworu Cieplice C-1 (rys. 7.11.3.5). Podobnie, brak obecności strefy drenażu powierzchniowego powoduje zdecydowanie mniejszą intensywność anomalii. Strefa drenażu powierzchniowego daje możliwość migracji ciepłych wód geotermalnych ku powierzchni, a strefa konwekcji tworzy typowy kształt krzywej profilowania termicznego charakteryzujący się gwałtownym wzrostem temperatury przy powierzchni i niewielkim wzrostem na większych głębokościach (od ok. 700 m p.p.t. w analizowanym rejonie).

W celu oceny zgodności modelu i danych rzeczywistych na rysunku 7.11.3.6 zestawiono otrzymaną w wyniku modelowania numerycznego krzywą profilowania termicznego w rejonie Ciepliec z krzywą otrzymaną w wyniku pomiarów dla otworu Cieplice C-1 (Dowgiąłło 2000). Do kalibracji modelu posłużyły również informacje dotyczące ciśnień panujących w strefie Ciepliec. Fistek i Dowgiąłło (2007) podają, że przy zamkniętej głowicy na otworze C-2 obserwowano ciśnienie głowicowe

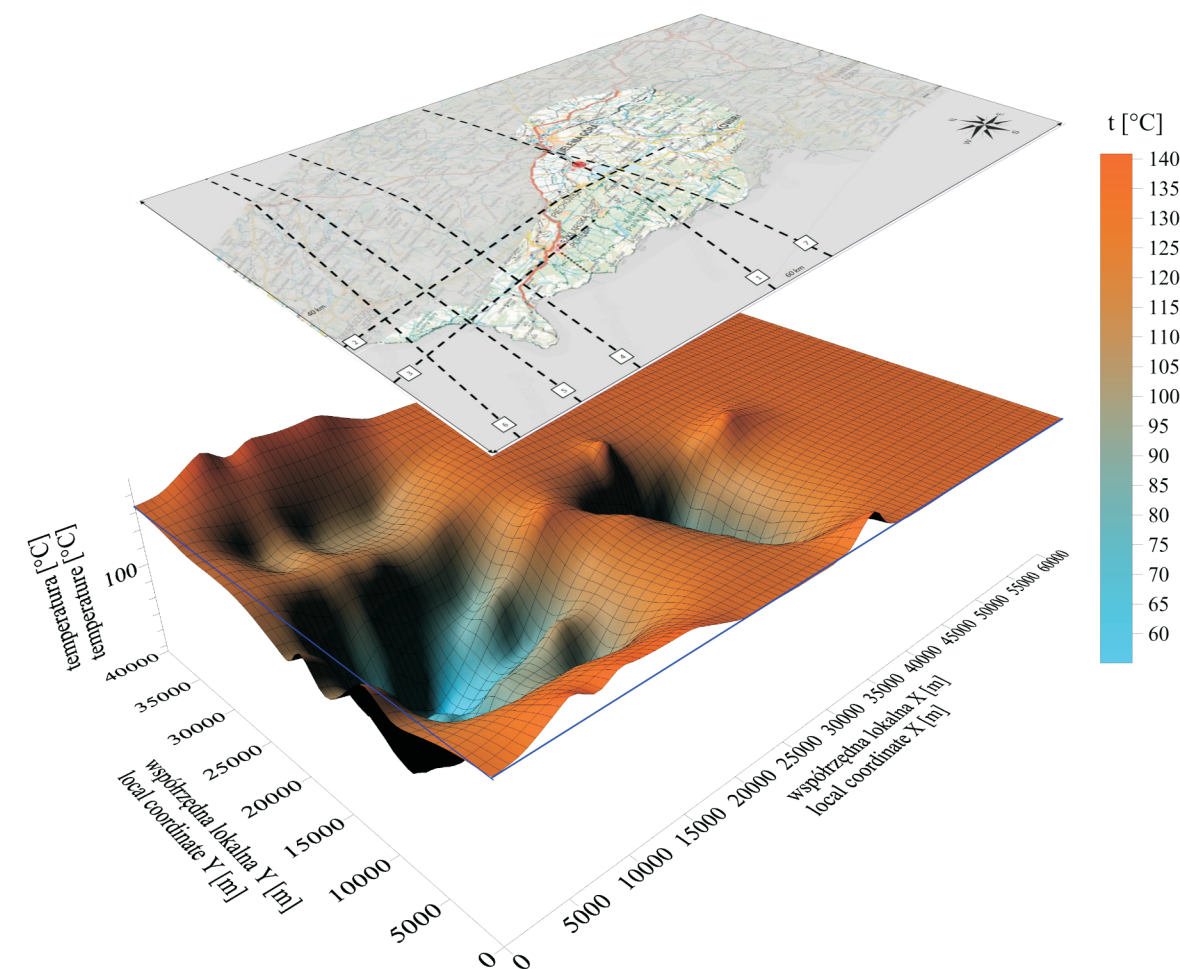
0,25 MPa. Nadciśnienie to powodowało samowypływ solanki w ilości 40 m<sup>3</sup>/h. Według prezentowanego modelu numerycznego ciśnienie to w warunkach statycznych w strefie Cieplic oszacowano na 0,65 MPa. Nadwyżka 0,4 MPa może wydać się znacząca – pamiętać należy, że model nie uwzględnia domniemanej skomplikowanej budowy tektonicznej w strefie samego otworu Cieplice C-2 (Fistek, Dowgiałło 2007). Sugerowany system szczelin może powodować przepływy wody pomiędzy nimi, co powodować może obniżenie ciśnienia na głowicy otworu Cieplice C-2 w warunkach statycznych. Oczywiście, otrzymane w wyniku modelowania wyższe wartości ciśnienia w strefie otworu C-2 mogą być również spowodowane podwyższeniem ciśnienia w strefach zasilania lub/i obniżeniem wartości rzeczywistych oporów przepływu wód.

Rysunek 7.11.3.7 przedstawia rozkład temperatury w modelowanej strefie na głębokości 3000 m p.p.o. (–2600 m n.p.m). Potwierdza on znaczące obniżenie temperatury w strefach zasilania (rys. 7.11.3.7). Obniżenie to jest ukierunkowane zgodnie z ustalonym kierunkiem spływu wód. Strefa Cieplic, mimo że przyjmuje się dla niej występowanie płytkiej dodatniej anomalii termicznej, cechuje się obniżoną temperaturą na głębokości poniżej 2500 m p.p.o. (–2100 m n.p.m).



Rys. 7.11.3.6. Porównanie krzywej profilowania termicznego dla otworu Cieplice C-1 otrzymanej z modelowania numerycznego z danymi pomiarowymi zestawionymi w literaturze (Dowgiałło 2000)  
 Fig. 7.11.3.6. Comparison of the thermal profile curve of the Cieplice C-1 well obtained from numerical modelling with the measurement data compiled from literature (Dowgiałło 2000)

Rysunek 7.11.3.8 przedstawia profil temperatury na dwóch głębokościach: 1600 m p.p.o. (–1200 m n.p.m) i 3100 m p.p.o. (–2700 m n.p.m), przebiegający równoległe do osi X lokalnego układu współrzędnych dla Y = 22250 m, czyli przechodzący przez Cieplice. Z zestawionych profili wynika, że dodatnia anomalia termiczna w rejonie Cieplic jest obserwowana na głębokości 1600 m p.p.o., a ujemna na głębokości 3100 m p.p.o. W strefie Cieplic temperatura na głębokości 1600 m p.p.o. i 3100 m p.p.o. jest prawie taka sama i wynosi między 90–95°C.



Rys. 7.11.3.7. Rozkład temperatury na głębokości 3 km p.p.o. (–2600 m n.p.m)  
 Fig. 7.11.3.7. Temperature distribution at the depth of 3 km b.r.l. (–2600 m a.s.l.)

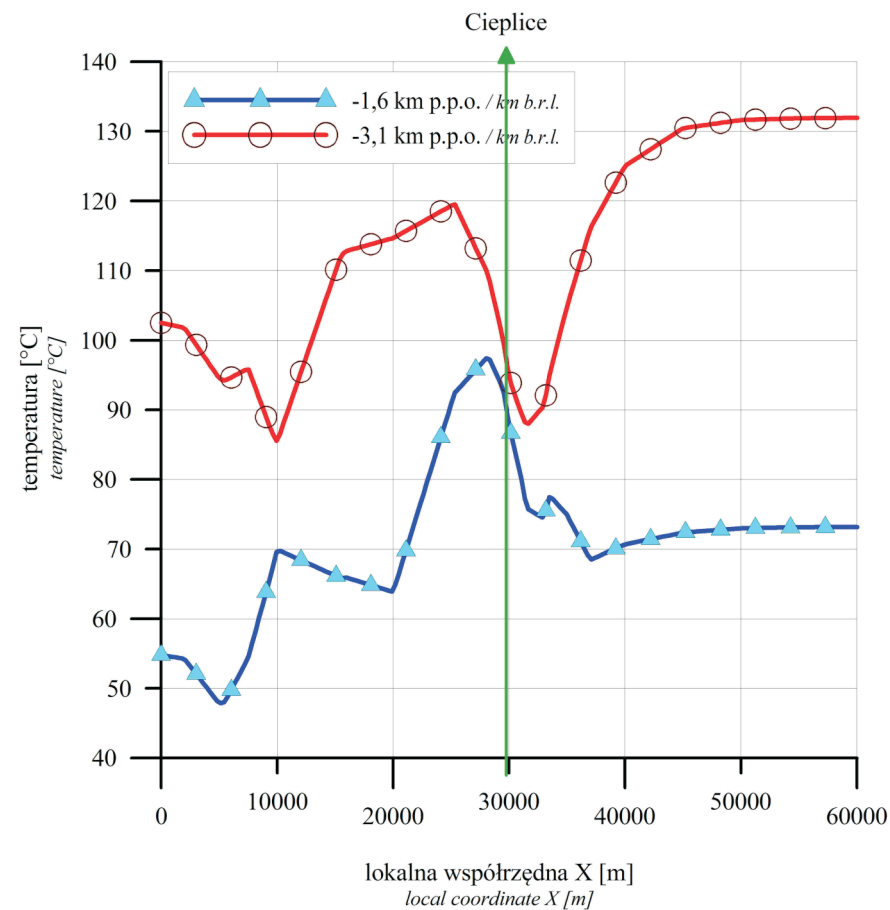
Rysunki 7.11.3.9–7.11.3.11 przedstawiają rozkład temperatury plutonu Karkonoszy na liniach cięcia poziomego wykonanych na różnej głębokości od 500 m p.p.o. (–100 m n.p.m) do 5 km p.p.o. (–4600 m n.p.m), natomiast na załączniku 7.11.3 – rys. 2 przedstawiono początkowy pionowy rozkład temperatury w strefie potencjalnego systemu binarnego Cieplic w okresie przedeksploatacyjnym.

#### 7.11.4. Program technologiczny zastosowania systemu binarnego

Przyjęty w niniejszej pracy system technologiczny oparto na koncepcji zagospodarowania energii geotermalnej w systemie ORC. Założono eksploatację zasobów wód termalnych istniejącym otworem Cieplice C-1 (o głębokości 2002,5 m p.p.t.) i zatłaczanie wód schłodzonych do złoża nowym otworem chłonnym o głębokości 2000 m p.p.t.

##### 7.11.4.1. Modelowanie wpływu zmian parametrów eksploatacyjnych na uzyskiwane efekty pracy binarnej elektrowni geotermalnej

Wyniki przeprowadzonej analizy doboru parametrów pracy systemu ORC, dla strefy Cieplice Śląskie-Zdrój, zaprezentowano w tabelach 7.11.4.1–7.11.4.3. Obliczenia wykonano dla trzech ocze-



Rys. 7.11.3.8. Profil temperaturowy wzdłuż osi X lokalnego układu współrzędnych otrzymany w wyniku modelowania numerycznego na głębokościach -3,1 i -1,6 km p.p.o., dla Cieplic (Y = 22250 m)

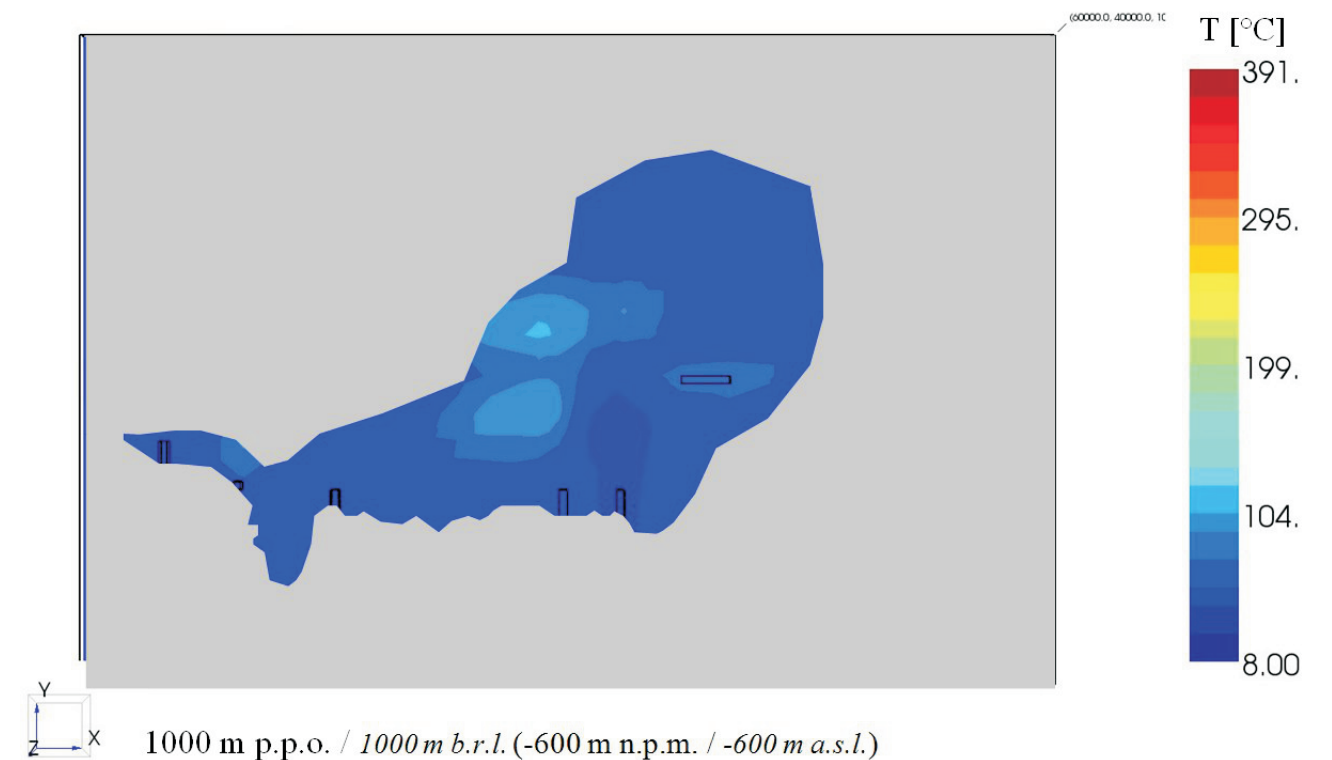
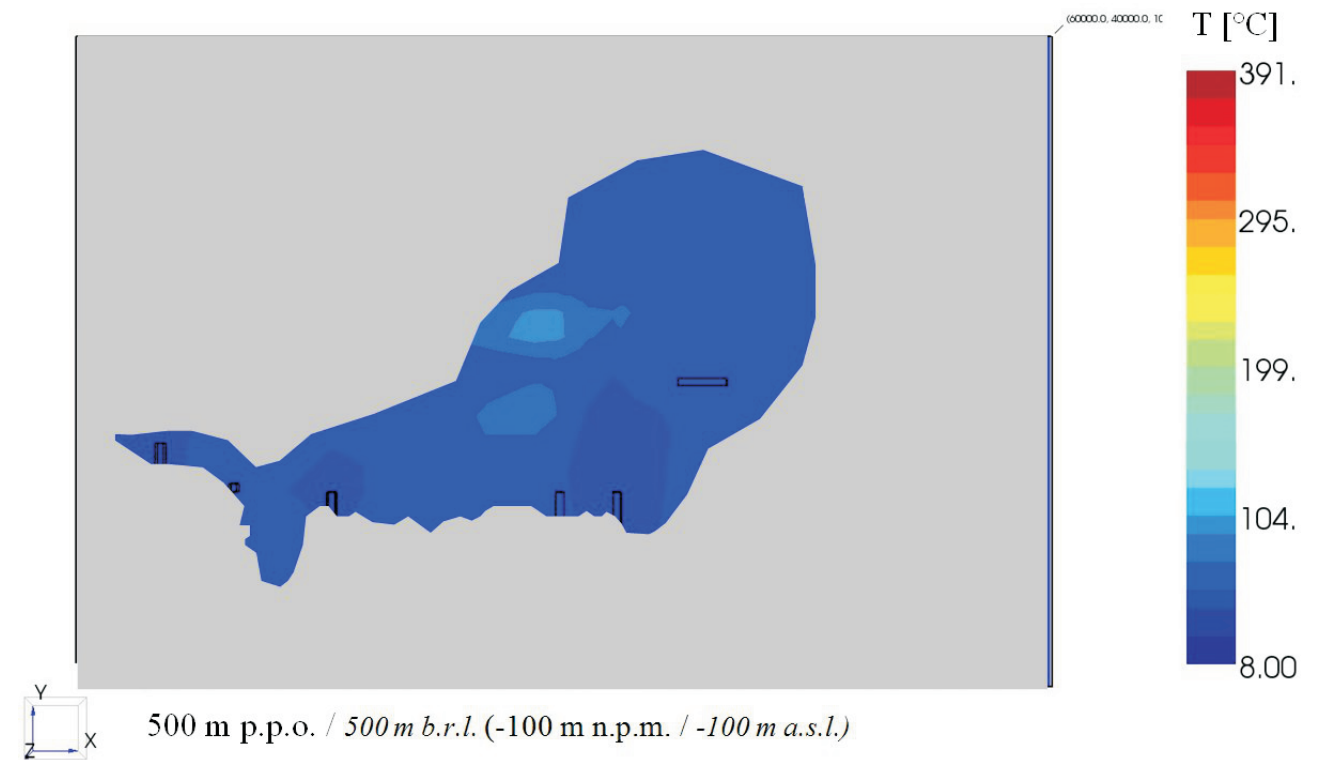
Fig. 7.11.3.8. Temperature distribution along the X axis of the local coordinate system, obtained from the numerical modelling at depths -3,1 km and -1,6 km b.r.l. for the Cieplice (Y = 22250 m)

kiwanych temperatur końcowych wody termalnej (woda schłodzona w systemie energetycznym  $T_{g2}$ ):

- ♦ **wariant A** – woda termalna zasila tylko elektrownię geotermalną (po zasileniu elektrowni będzie kierowana do odwiertu chłonnego) – wybrano te parametry pracy elektrowni, przy których moc elektrowni jest najwyższa,
- ♦ **wariant B** - woda termalna będzie wykorzystywana na potrzeby ciepłownicze lub do innych procesów technologicznych – do obliczeń przyjęto  $T_{g2}^B = 60^\circ\text{C}$ ,
- ♦ **wariant C** – woda termalna będzie wykorzystywana na potrzeby technologii basenowej i/lub cele balneologiczne – do obliczeń przyjęto  $T_{g2}^C = 47^\circ\text{C}$ .

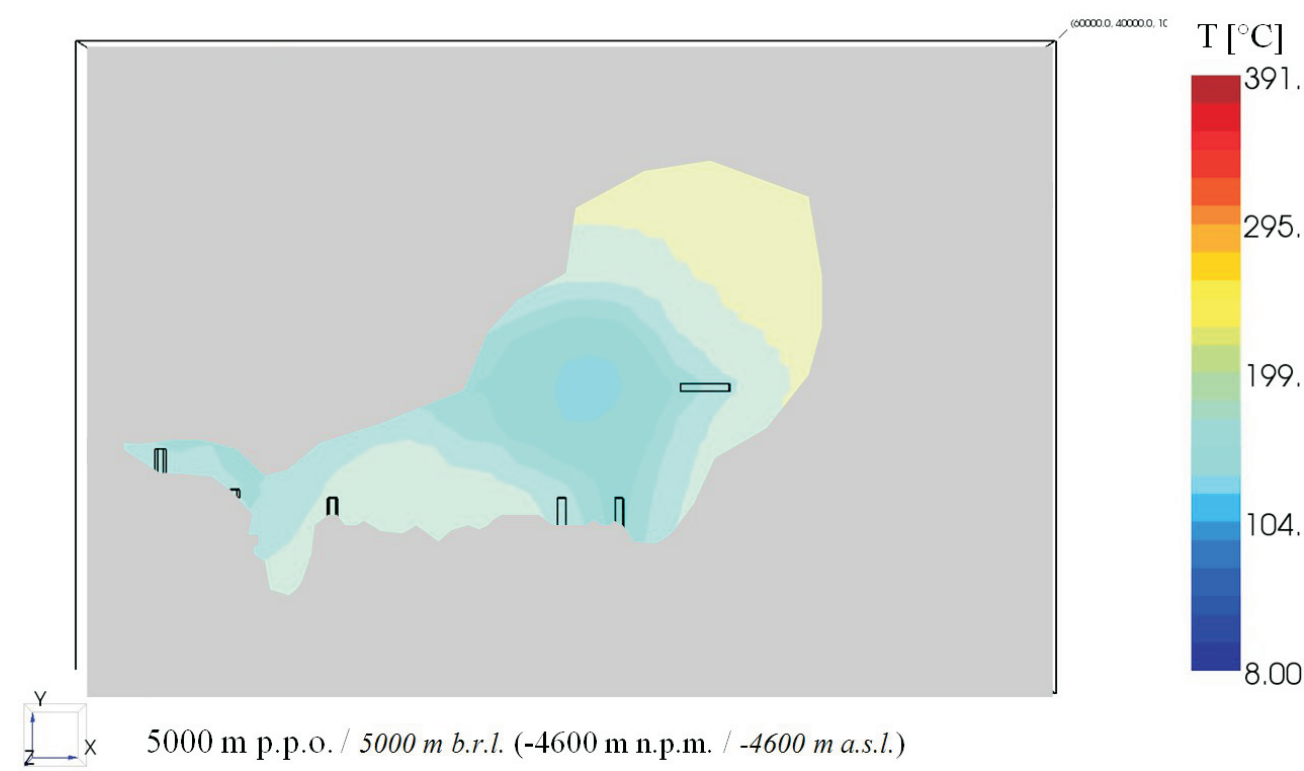
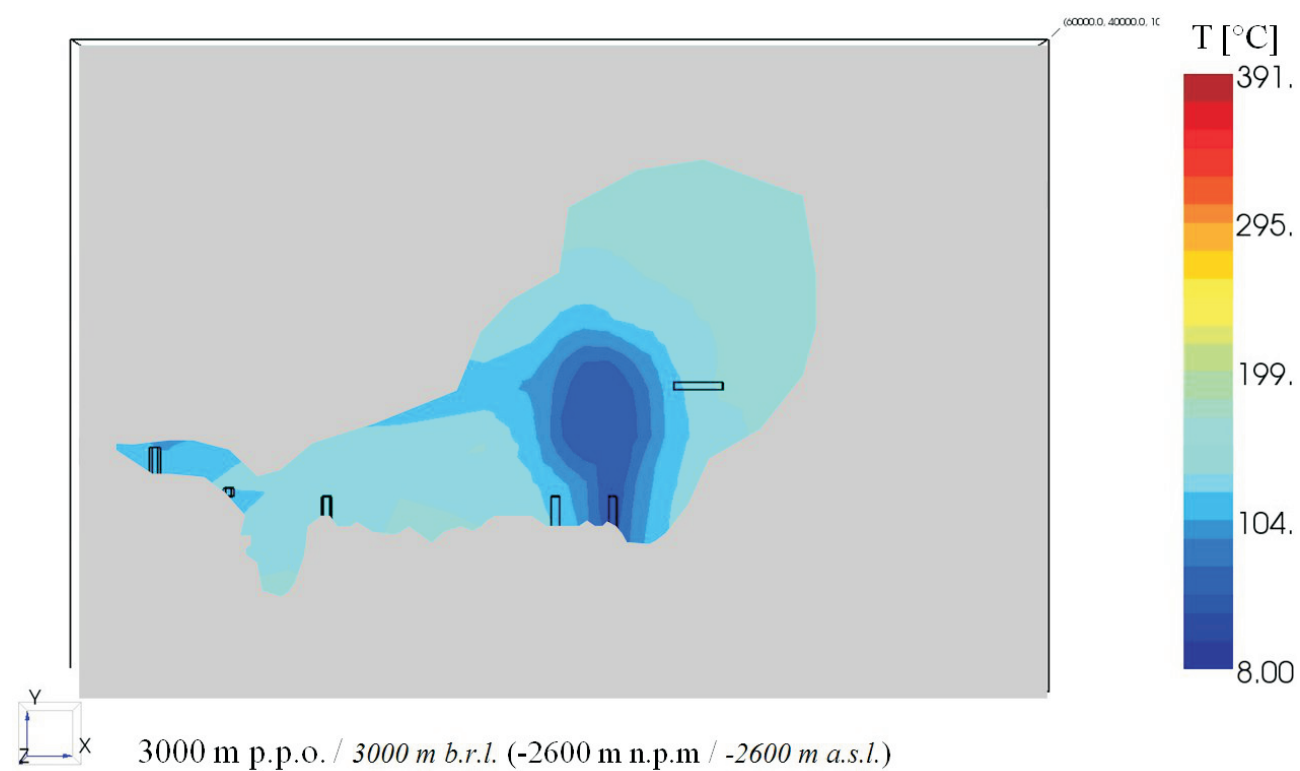
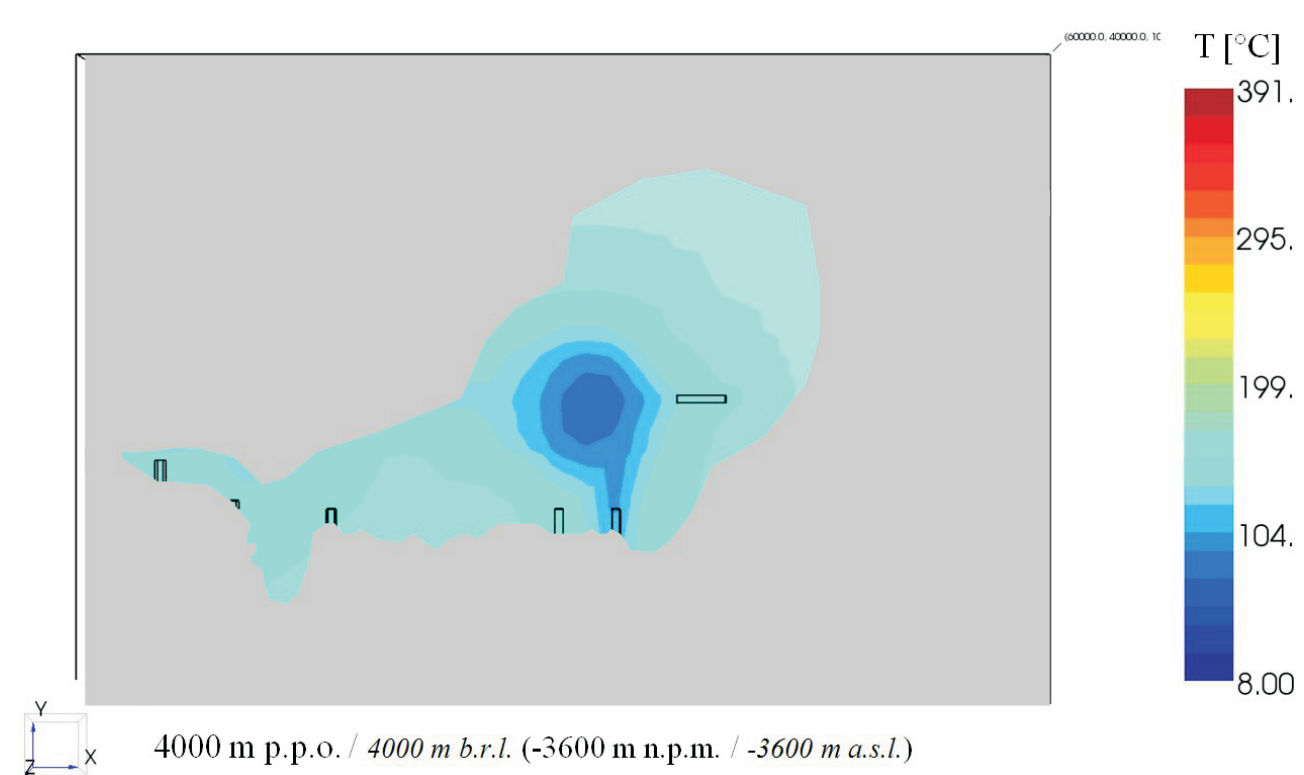
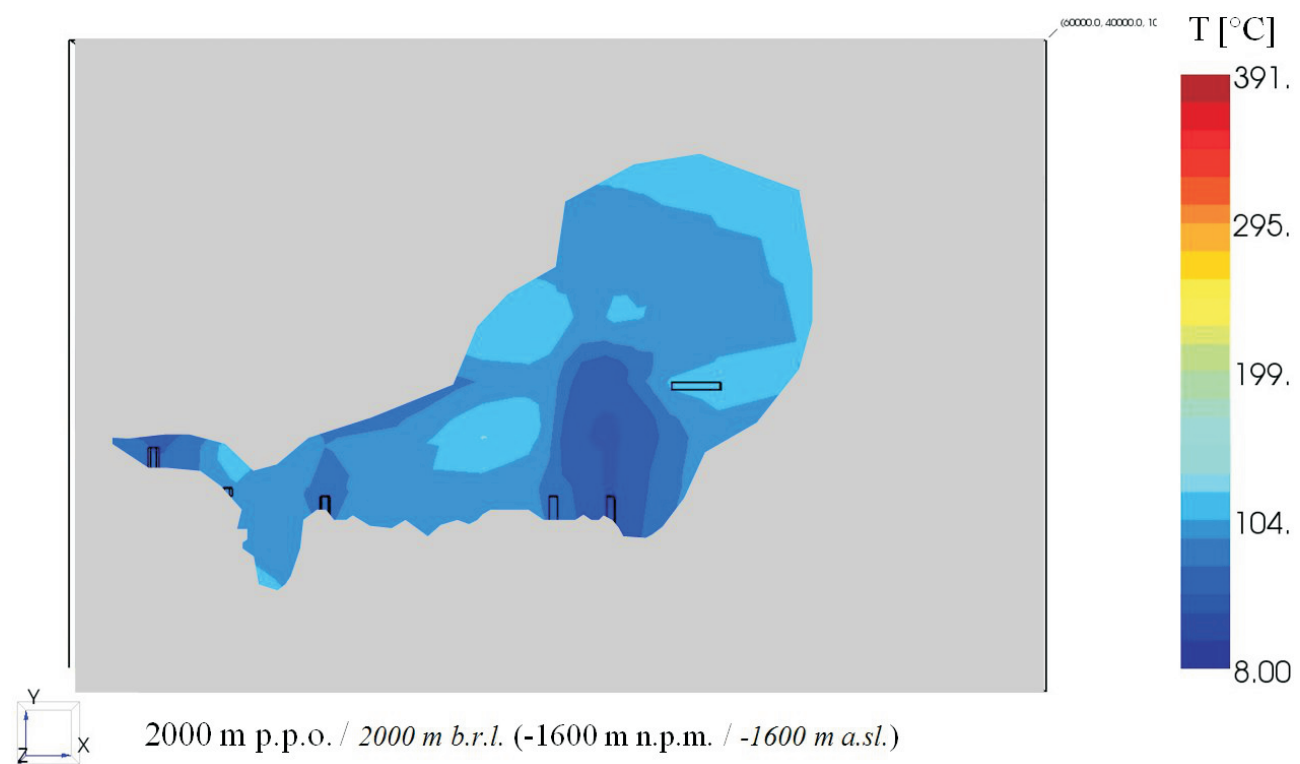
Oznaczenia prezentowane w tabelach są zgodne z opisem przedstawionym w rozdziale 6.2 oraz ze schematem zaprezentowanym na rysunku 6.2.5.1.

Na podstawie analizy przedstawionej w tabeli 7.11.4.1, dla wody termalnej o temperaturze około  $86^\circ\text{C}$ , przy wydajności ujęcia na poziomie  $45 \text{ m}^3/\text{h}$  maksymalną moc elektrowni ( $90,6 \text{ kW}$ ) uzyskuje się przy zastosowaniu czynnika R227ea i temperaturze jego odparowania  $56^\circ\text{C}$ . Woda termalna schładzana jest w takim przypadku do temperatury  $52,5^\circ\text{C}$ . Przy założeniu, że woda termalna po zasileniu elektrowni zostanie schłodzona do temperatury  $60^\circ\text{C}$  (wariant B, tab. 7.11.4.2), najwyższą moc ( $86,3 \text{ kW}$ ) osiągnie się przy zastosowaniu czynnika R1234ze w temperaturze odparowania  $62^\circ\text{C}$ .



Rys. 7.11.3.9. Przekrój temperaturowy poziomy przez modelowaną strefę (wynik modelowania numerycznego)

Fig. 7.11.3.9. Horizontal cross section of the temperature across the modelled area (numerical model results)



Rys. 7.11.3.10. Przekrój temperaturowy poziomy przez modelowaną strefę (wynik modelowania numerycznego)

Fig. 7.11.3.10. Horizontal cross section of the temperature across the modelled area (numerical model results)

Rys. 7.11.3.11. Przekrój temperaturowy poziomy przez modelowaną strefę (wynik modelowania numerycznego)

Fig. 7.11.3.11. Horizontal cross section of the temperature across the modelled area (numerical model results)

Tabela 7.11.4.1. Parametry termiczne i kaloryczne czynników roboczych oraz wyniki obliczeń dla wariantu A – maksymalizacja mocy elektrowni geotermalnej dla strefy CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ

Table 7.11.4.1. Thermal and calorific parameters of the operating media, as well as calculation results for the option A – maximization of the geothermal plant power for the CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ location

Lokalizacja CIEPLICE: $T_{g1} = 86^{\circ}\text{C}$ , $\dot{V}_g = 45 \text{ m}^3/\text{h}$ , $\Delta T_1 = 5\text{K}$ , $\Delta T_s = 3\text{K}$ , wariant A																					
Woda termalna				Parametry charakterystyczne czynnika											Układ ORC						
czynnik roboczy	$T_{g2}$	$T_{g3}$	$T_{g4}$	$\Delta T_2$	$T_{n1}$	$h_{n1}$	$T_{n2s}$	$h_{n2s}$	$T_{n3}$	$h_{n3}$	$T_{n4s}$	$h_{n4s}$	$T_{n5} = T_{n6}$	$h_{n5}$	$h_{n6}$	$m_n$	$N_t$	$N_p$	$N_{ORC}$	$Q_d$	$\eta_{ORC}$
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kW	kW	kW	kW	%
R227ea	52,5	61,0	85,2	29,2	59,0	361,4	39,8	352,3	30,0	234,6	30,3	235,0	56,0	267,1	358,2	13,5	97,3	6,8	90,6	1 701,7	5,3
R1234ze	56,4	63,0	85,4	27,4	61,0	246,9	34,8	232,7	30,0	64,9	30,4	65,4	58,0	105,8	243,3	8,3	94,5	6,2	88,4	1 502,8	5,9
R236fa	58,4	65,0	85,5	25,5	63,0	402,7	40,0	389,3	30,0	237,3	30,2	237,6	60,0	277,0	399,6	8,5	91,0	3,7	87,2	1 400,9	6,2
izobutan	57,4	63,0	85,5	27,5	61,0	637,3	37,6	608,7	30,0	271,2	30,2	272,0	58,0	343,3	631,0	4,0	91,2	4,2	87,0	1 451,4	6,0
MM	57,3	63,0	85,5	27,5	61,0	132,9	47,2	112,6	30,0	-141,1	30,0	-141,0	58,0	-86,4	128,1	5,3	86,3	0,2	86,1	1 459,3	5,9
Metanol	56,3	57,7	84,4	31,8	81,0	1 155,5	30,0	1 068,4	30,0	-92,8	30,0	-92,8	52,7	-32,8	1 090,3	1,2	84,3	0,1	84,2	1 511,0	5,6

Tabela 7.11.4.2. Parametry termiczne i kaloryczne czynników roboczych oraz wyniki obliczeń dla wariantu B dla strefy CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ

Table 7.11.4.2. Thermal and calorific parameters of the operating media, as well as calculation results for the option B for the CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ location

Lokalizacja CIEPLICE: $T_{g1} = 86^{\circ}\text{C}$ , $T_{g2} = 60^{\circ}\text{C}$ , $\dot{V}_g = 45 \text{ m}^3/\text{h}$ , $\Delta T_s = 3\text{K}$ , wariant B																					
Woda termalna				Parametry charakterystyczne czynnika											Układ ORC						
czynnik roboczy	$T_{g4}$	$\Delta T_2$	$T_{g3}$	$\Delta T_1$	$T_{n1}$	$h_{n1}$	$T_{n2s}$	$h_{n2s}$	$T_{n3}$	$h_{n3}$	$T_{n4s}$	$h_{n4s}$	$T_{n5} = T_{n6}$	$h_{n5}$	$h_{n6}$	$m_n$	$N_t$	$N_p$	$N_{ORC}$	$Q_d$	$\eta_{ORC}$
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kW	kW	kW	kW	%
R227ea	85,3	21,3	68,5	4,5	67,0	365,5	41,7	354,0	30,0	234,6	30,5	235,2	64,0	277,7	362,1	10,1	93,5	7,4	86,0	1 320,8	6,5
R1234ze	85,5	23,5	66,6	4,6	65,0	248,9	35,0	232,8	30,0	64,9	30,4	65,5	62,0	112,0	245,2	7,2	92,6	6,4	86,3	1 320,8	6,5
R236fa	85,5	25,5	65,4	5,4	63,0	639,9	38,0	609,3	30,0	271,2	30,3	272,1	60,0	348,7	633,5	3,6	87,9	4,1	83,7	1 320,8	6,3
izobutan	85,5	25,5	65,4	5,4	63,0	639,9	38,0	609,3	30,0	271,2	30,3	272,1	60,0	348,7	633,5	3,6	87,9	4,1	83,7	1 320,8	6,3
MM	85,6	25,6	65,5	5,5	63,0	135,9	48,3	114,3	30,0	-141,1	30,0	-141,0	60,0	-82,4	131,1	4,7	82,6	0,2	82,4	1 320,8	6,2
Metanol	84,6	32,0	61,2	8,6	81,0	1 155,5	30,0	1 068,4	30,0	-92,8	30,0	-92,8	52,7	-32,8	1 090,3	1,1	73,8	0,1	73,6	1 320,8	5,6

Tabela 7.11.4.3. Parametry termiczne i kaloryczne czynników roboczych oraz wyniki obliczeń dla wariantu C dla strefy CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ

Table 7.11.4.3. Thermal and calorific parameters of the operating media, as well as calculation results for the option C for the CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ location

Lokalizacja CIEPLICE: $T_{g1} = 86^{\circ}\text{C}$ , $T_{g2} = 47^{\circ}\text{C}$ , $\dot{V}_g = 45 \text{ m}^3/\text{h}$ , $\Delta T_s = 3\text{K}$ , wariant B																					
Woda termalna				Parametry charakterystyczne czynnika											Układ ORC						
czynnik roboczy	$T_{g4}$	$\Delta T_2$	$T_{g3}$	$\Delta T_1$	$T_{n1}$	$h_{n1}$	$T_{n2s}$	$h_{n2s}$	$T_{n3}$	$h_{n3}$	$T_{n4s}$	$h_{n4s}$	$T_{n5} = T_{n6}$	$h_{n5}$	$h_{n6}$	$m_n$	$N_t$	$N_p$	$N_{ORC}$	$Q_d$	$\eta_{ORC}$
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kg/s	kW	kW	kW	kW	%
R227ea	85,0	35,0	54,7	4,7	53,0	358,0	38,3	351,0	30,0	234,6	30,2	234,9	50,0	259,3	355,0	16,1	91,2	5,8	85,3	1 981,0	4,3
R1234ze	85,3	37,3	52,7	4,7	51,0	241,5	34,2	232,0	30,0	64,9	30,2	65,2	48,0	90,8	238,2	11,2	85,3	4,9	80,6	1 981,0	4,1
R236fa	85,3	37,3	52,8	4,8	51,0	395,0	37,2	386,7	30,0	237,3	30,1	237,5	48,0	260,8	392,1	12,6	83,7	2,9	80,8	1 981,0	4,1
izobutan	85,3	39,3	51,5	5,5	49,0	621,6	35,5	604,7	30,0	271,2	30,1	271,7	46,0	311,7	615,7	5,6	76,5	3,1	73,4	1 981,0	3,7
MM	85,3	39,3	51,7	5,7	49,0	114,8	40,9	103,0	30,0	-141,1	30,0	-141,1	46,0	-110,1	110,1	7,7	73,2	0,1	73,1	1 981,0	3,7
metanol	84,8	41,8	48,1	5,1	57,0	1 118,2	30,0	1 068,4	30,0	-92,8	30,0	-92,8	43,0	-58,9	1 081,1	1,7	65,2	0,1	65,2	1 981,0	3,3

Dla wariantu C (tab. 7.11.4.3) moc maksymalna elektrowni wynosi 85,3 kW, przy zastosowaniu czynnika roboczego R227ea i temperaturze odparowania 50°C.

Rodzaj zastosowanego czynnika roboczego znacząco wpływa na wielkość mocy elektrowni, przy czym należy rozpatrywać zespół cech i właściwości czynnika roboczego zarówno termodynamicznych jak i eksploatacyjnych. Trudno jest określić w jakim stopniu rodzaj czynnika pod kątem jego kształtu krzywych nasycenia (suchy, mokry) wpływa na efektywność pracy siłowni, gdyż tylko jeden z rozpatrywanych czynników zalicza się do grupy mokrych (metanol), natomiast zauważalny jest wpływ temperatury krytycznej czynnika. Dla czynników o niższych wartościach temperatury krytycznej zazwyczaj osiągnano lepszą efektywność pracy elektrowni geotermalnej.

### 7.11.5. Model numeryczny pracy dubletu geotermalnego

Wykorzystując opracowany model numeryczny strefy plutonu Karkonoszy wykonano model eksploatacji energii geotermalnej w strefie uznanej za perspektywiczną. Strefę tę wybrano, biorąc pod uwagę dostępne dane i obserwacje praktyczne oraz wyniki przeprowadzonych modelowań. Podstawowym warunkiem przydatności strefy musiała być techniczna możliwość wytwarzania energii elektrycznej przez siłownię binarną na bazie dostępnych zasobów energii geotermalnej. Założono, że warunek ten jest spełniony, jeżeli temperatura na głowicy otworu produkcyjnego wynosić będzie przynajmniej 80°C. Mając na uwadze redukcję prognozowanych nakładów inwestycyjnych pożądane byłoby, gdyby wystarczająca temperatura i strumień wody geotermalnej dostępny był możliwie płytko, co obniża koszty wykonania otworów.

Mając na uwadze powyższe kryteria zdecydowano się na wybór strefy Cieplic. W strefie tej istnieją dane pomiarowe potwierdzające możliwość osiągnięcia wystarczającego poziomu temperatury (rys. 7.11.5.1, zał. 7.11.3 – rys. 2), otwór Cieplice C-1 charakteryzuje się ponadto znaczną wydajnością płynów geotermalnych na poziomie 45 m<sup>3</sup>/h (Fistek, Dowgiałło 2003) i ich nieznaczną mineralizacją – rzędu 0,65 g/litr (Ciężkowski i in. 2011).

Celem modelowania numerycznego warunków eksploatacji dubletu geotermalnego było określenie wpływu długotrwałej eksploatacji na zmianę parametrów eksploatacyjnych poprzez prognozowanie możliwości tzw. przebicia frontu chłodnego i zmianę temperatury na głowicy otworu produkcyjnego. Model numeryczny warunków eksploatacji bazował na opracowanym wcześniej modelu regionalnym i ulokowany został w centralnej jego części (rys. 7.11.5.1). Model eksploatacyjny obejmował swym zasięgiem obszar 10 × 10 km od głębokości –6000 m n.p.m. do głębokości 0 m n.p.m. Pomimo wykorzystania tylko fragmentu modelu stacjonarnego, liczba elementów obliczeniowych wzrosła przeszło pięciokrotnie, do 44 280. Zabieg ten miał na celu zwiększenie dokładności obliczeń w strefie dubletu otworów. Otwory eksploatacyjne dubletu geotermalnego usytuowano w centrum obszaru w odległości 500 m od siebie. W wyniku modelowania eksploatacji dubletu otworów oszacowano zmiany temperatury i ciśnienia w złożu, przy założeniu ciągłego zatłaczania wody o temperaturze 30°C.

Na załączniku 7.11.3 – rys. 3 zaprezentowano zmiany ciśnienia i temperatury w strefie filtrów obu otworów – na głębokości 1770 m p.p.o. (–1370 m n.p.m.). Z wyników modelowania wynika stałość temperatury wody w otworze produkcyjnym w okresie 50 lat eksploatacji systemu binarnego. Spadek temperatury w strefie otworu chłonnego jest raptowny na samym początku eksploatacji (w ciągu pierwszych dziesięciu lat) – później temperatura jest stabilna w czasie i zbliżona do

temperatury zatłaczanej wody. Ciśnienie w strefie filtrów otworów zachowuje się w sposób typowy dla dubletu geotermalnego. W strefie filtra otworu chłonnego rośnie z czasem, a w strefie filtra otworu produkcyjnego spada. Spadek ciśnienia w strefie otworu produkcyjnego jest raptowny na początku eksploatacji, następnie wartość ciśnienia w strefie otworu nie ulega znaczącym zmianom. Całkowity wzrost ciśnienia w strefie filtra otworu chłonnego na głębokości 1770 m p.p.o. wynosi około 0,15 MPa, spadek w strefie filtra otworu produkcyjnego na tej samej głębokości wynosi około 0,08 MPa.

Na załączniku 7.11.3 – rys. 4 zaprezentowano zmiany ciśnienia i temperatury w górotworze i wypełniającej go wodzie na początku i po 50 latach eksploatacji systemu binarnego z głębokości 1770 m p.p.o. Z zaprezentowanych danych wynika, że rozkład ciśnienia w modelowanej strefie nie jest jednorodny na początku eksploatacji – przy średniej wartości około 17,44 MPa ciśnienie znacznie wzrasta w kierunku NE (strefa drenażu). Na podstawie określonych niniejszym modelowaniem zakresów zmian ciśnienia oszacować można wymaganą konsumpcję mocy maksymalnej przez pompy obiegu geotermalnego. Moc ta, nie biorąc pod uwagę oporów przepływu otworami, oporów na filtrach, kolmatacji i skin efektu, wynosić będzie około 3,6 kW. Sumaryczna wartość wymaganej mocy pomp wzrosnąć może do około 10 kW.

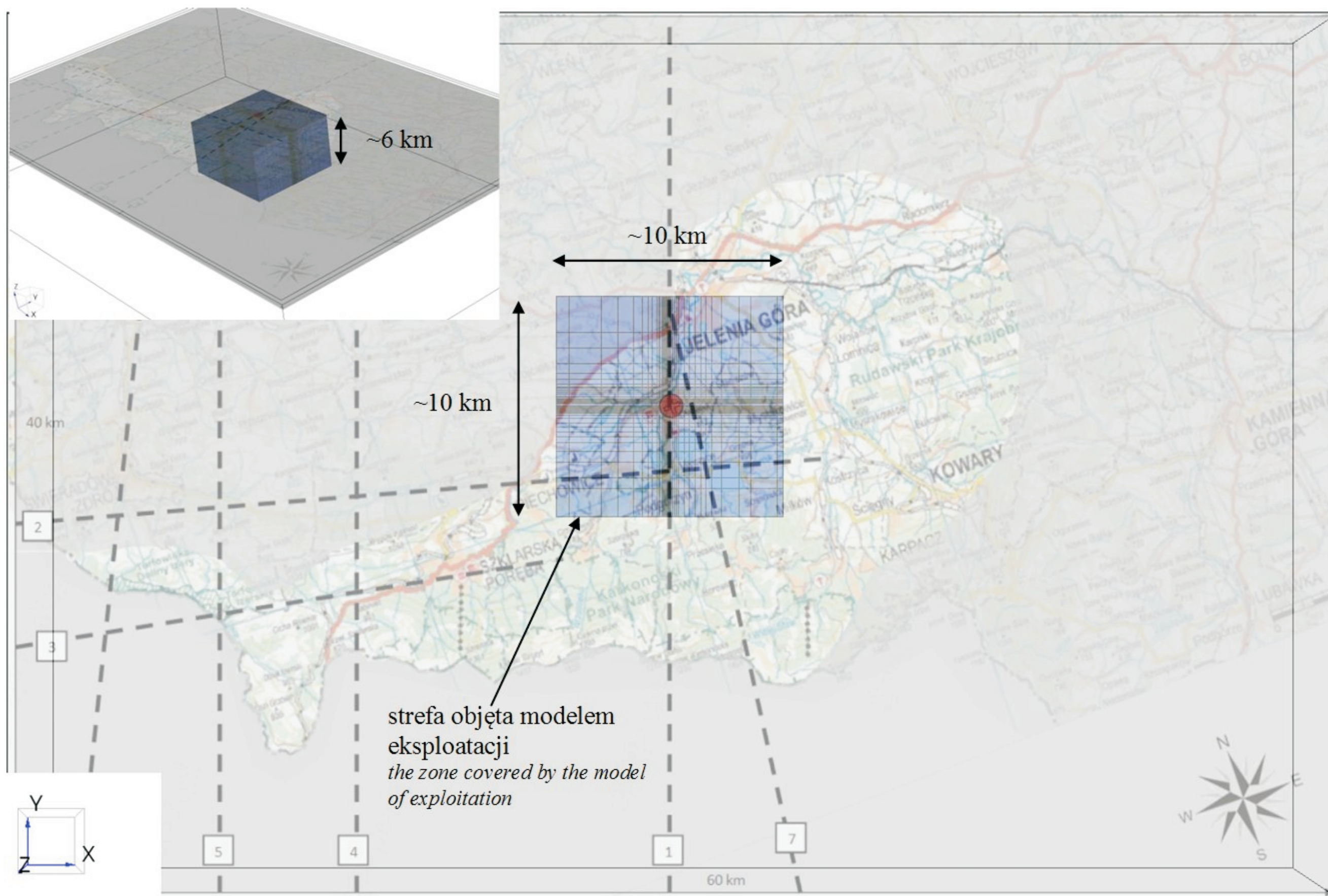
Wskutek lokacji otworu produkcyjnego w strefie dopływu ciepłych wód od strefy zasilania, w otworach produkcyjnym i chłonnym nie obserwuje się wyraźnego efektu przebicia frontu chłodnego (zał. 7.11.3 – rys. 3 i 4). Otwór produkcyjny pobiera wodę ze strefy podwyższonego ciśnienia ulokowaną w miejscu ujścia strefy zeszcelinowanej nr 1 do strefy konwekcji (rys. 7.11.3.1).

### 7.11.6. Prognoza efektów finansowych, energetycznych, ekologicznych i społecznych

Parametry ujęcia geotermalnego w Cieplicach ustalono, bazując na informacjach pochodzących z istniejących otworów, którymi prowadzi się eksploatację wód termalnych. Na podstawie modelowania numerycznego ustalono: poziom spadku ciśnienia dla eksploatacji i wzrostu dla zatłaczania schłodzonych wód do złoża oraz bezpieczny strumień eksploatowanej wody geotermalnej. Głowicową temperaturę wody termalnej (86°C – tab. 7.11.6.1) ustalono na podstawie dokumentacji (Fistek, Dowgiałło 2003).

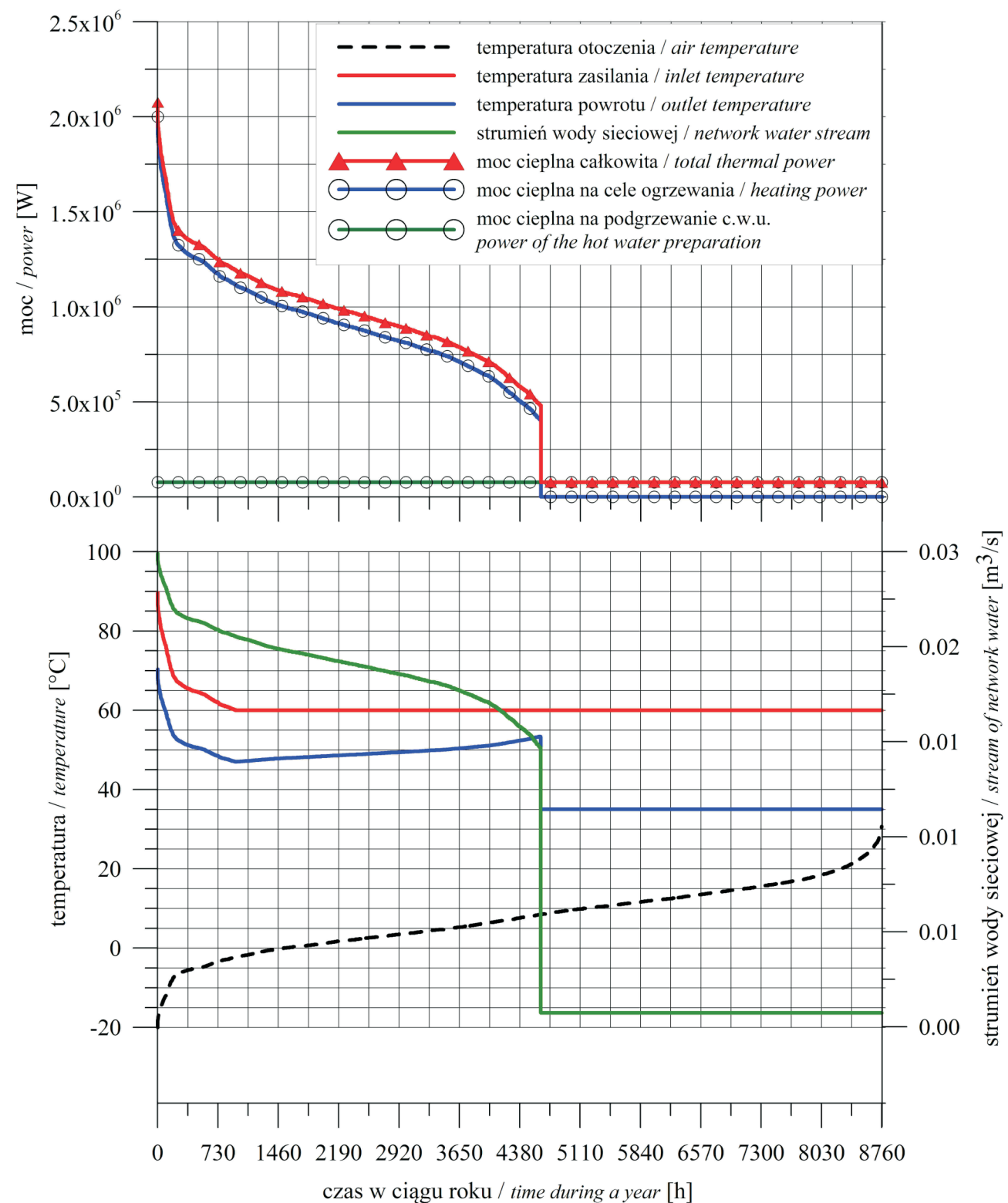
Moc cieplną ujęcia związaną z energią geotermalną oszacowano na około 1,35 MW (rys. 7.11.6.2). W miejscowości nie ma sieci ciepłowniczych o większym zasięgu. Moc szczytową potencjalnie możliwą do wykorzystania ustalono na 2,08 MW – a więc przekracza ona moc ujęcia geotermalnego. Założono, że geotermalne źródło energii będzie współpracować z odbiorcami wyposażonymi w standardowe instalacje grzewcze zaprojektowane dla parametrów 90/70°C. Charakterystykę uporządkowaną odbiorcy zestawiono na rysunku 7.11.6.1. Brak sieci dystrybucji energii będzie skutkowało koniecznością jej wykonania w ramach projektu. Koszty te wpływają na efekty ekonomiczne realizacji inwestycji, zestawiono je w tabeli 7.11.6.2. Całkowite przewidywane nakłady inwestycyjne zredukowano, zakładając wykorzystanie istniejącego otworu Cieplice C-1 jako jednego z dwóch otworów tworzących dublet geotermalny. Zostały one oszacowane na 17,6 mln zł (tab. 7.11.6.2).

Wykorzystanie energii geotermalnej w siłowni binarnej pozwoliłoby na znaczącą redukcję konsumpcji sieciowej energii elektrycznej. Energia sieciowa wykorzystywana byłaby w krótkim przedziale czasu w ciągu roku (rys. 7.11.6.2). Siłownia binarna pracowałaby z mocą netto około 82 kW w czasie lata (rys. 7.11.6.2). W okresie grzewczym jej moc byłaby uzależniona od warunków zewnętrznych.

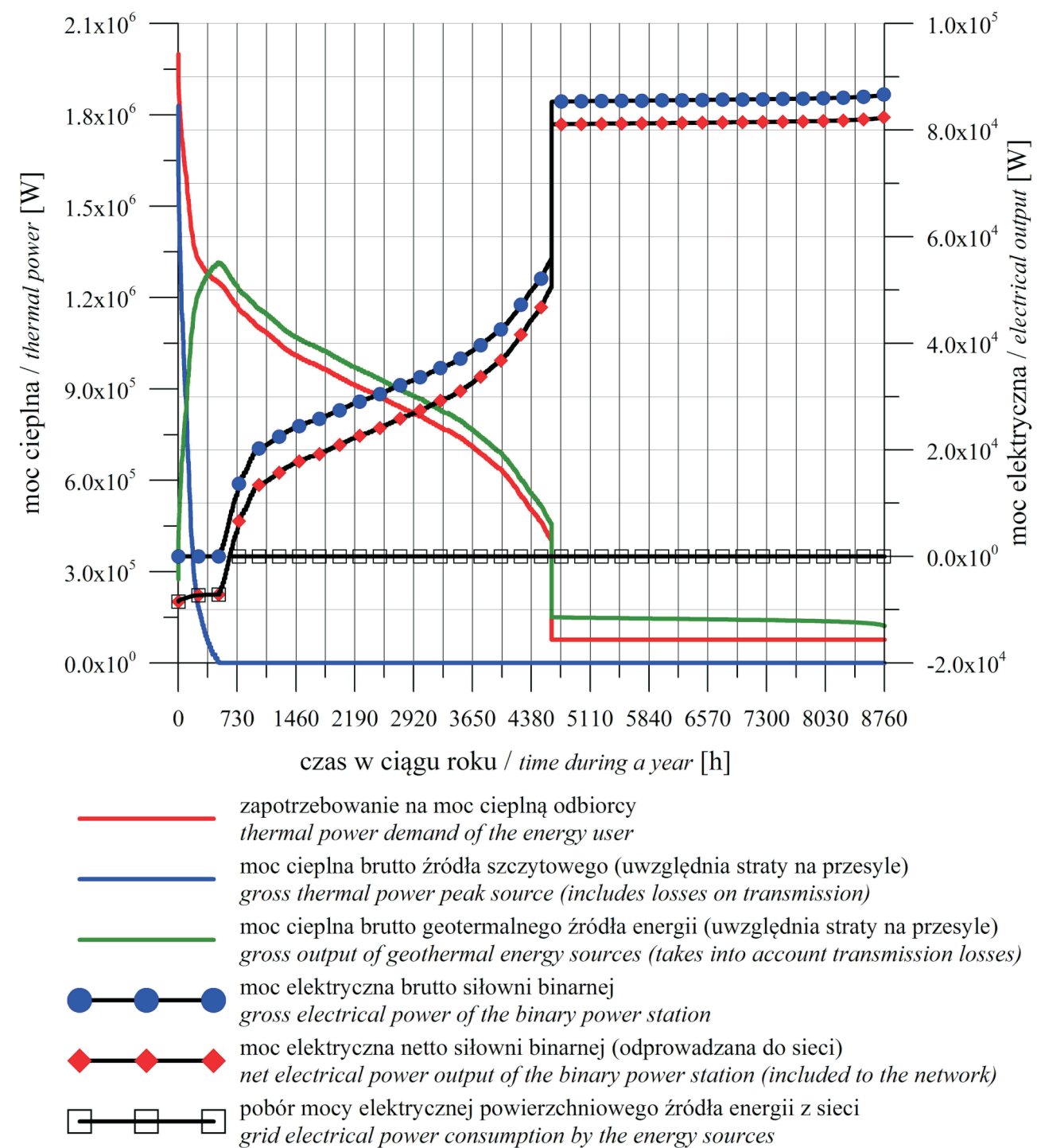


Rys. 7.11.5.1. Schemat lokalizacji terenu objętego modelowaniem numerycznym eksploatacji systemu w warunkach istniejących i niemodyfikowanych parametrów złóżowych (strefa konwencji)

Fig. 7.11.5.1. Scheme of the site area covered by the numerical model of exploitation in terms of existing and unmodified reservoir parameters (convection zone)



Rys. 7.11.6.1. Charakterystyka odbiorcy energii dla lokalizacji Cieplice  
 Fig. 7.11.6.1. Energy end-user characteristic for Cieplice location



- zapotrzebowanie na moc cieplną odbiorcy  
thermal power demand of the energy user
- moc cieplna brutto źródła szczytowego (uwzględnia straty na przesyle)  
gross thermal power peak source (includes losses on transmission)
- moc cieplna brutto geotermalnego źródła energii (uwzględnia straty na przesyle)  
gross output of geothermal energy sources (takes into account transmission losses)
- moc elektryczna brutto siłowni binarnej  
gross electrical power of the binary power station
- ◆ moc elektryczna netto siłowni binarnej (odprowadzana do sieci)  
net electrical power output of the binary power station (included to the network)
- pobór mocy elektrycznej powierzchniowego źródła energii z sieci  
grid electrical power consumption by the energy sources

Rys. 7.11.6.2. Moc cieplna i elektryczna wytwarzana przez źródło energii dla lokalizacji Cieplice  
 Fig. 7.11.6.2. Heat and electric power generated by the energy source in Cieplice location

Tabela 7.11.6.1. Parametry techniczne dla instalacji źródła energii dla lokalizacji Cieplice  
Table 7.11.6.1. Technical parameters for the heat source installation in Cieplice location

Parametr	Wartość
Lokalizacja	Cieplice
Głębokość otworu produkcyjnego [m]:	2002,5
Średnica otworu produkcyjnego [m]:	0,244475
Stan otworu produkcyjnego:	istnieje
Strumień nominalny (maksymalny) wody termalnej [m <sup>3</sup> /h]:	45
Temperatura wody w warstwie wodonośnej [°C]:	95
Poziom zwierciadła statycznego w otworze produkcyjnym [m p.p.t.]:	0
Ciśnienie depresji [MPa]:	0,08
Głębokość otworu chłonnego [m]:	2000
Stan otworu chłonnego:	nowy
Poziom zwierciadła statycznego w otworze chłonnym [m p.p.t.]:	0
Ciśnienie represji [MPa]:	0,15
Projektowana temperatura schłodzenia wody termalnej w siłowni binarnej [°C]:	52,5
Projektowana temperatura wody termalnej na głowicy otworu produkcyjnego [°C]:	86
Temperatura minimalna (projektowa) powietrza zewnętrznego [°C]:	-20
Temperatura projektowa zasilania instalacji odbiorcy [°C]:	89,63
Temperatura projektowa powrotu z instalacji odbiorcy [°C]:	70,37
Nominalny (maksymalny) strumień czynnika dla instalacji odbiorcy [m <sup>3</sup> /h]:	89,7
Moc cieplna całkowita odbiorcy [kW]:	2076,7
Moc cieplna centralnego ogrzewania dla odbiorcy [kW]:	2000
Moc cieplna przygotowania ciepłej wody użytkowej dla odbiorcy [kW]:	76,7
Całkowite zapotrzebowanie na energię cieplną odbiorcy [GJ/rok]:	16405,8
Całkowita moc cieplna zainstalowana w źródle energii (uwzględnia straty na przesyle) [kW]:	3145,1
Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej przez źródło energii (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	18376,5
Całkowita moc cieplna zainstalowana w części geotermalnej [kW]:	1314,9
Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej z geotermii (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	17666,2
Całkowita moc cieplna zainstalowana w ciepłowni szczytowej [kW]:	1830,3
Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej przez kotłownię szczytową (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	710,3
Całkowita moc elektryczna zainstalowana w geotermalnej siłowni binarnej [kW]:	86,8
Całkowita ilość energii elektrycznej wytworzonej przez siłownię binarną brutto (uwzględnia potrzeby całej własnej instalacji) [MWh/rok]:	482,7
Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez siłownię binarną netto (po odjęciu potrzeb własnych instalacji = energia sprzedana) [MWh/rok]:	439,6
Długość całkowita rurociągu z wodą termalną (od głowic otworów do ciepłowni) [m]:	200
Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu z wodą termalną (od głowic otworów do ciepłowni) [m]:	0,11516
Stan rurociągu z wodą termalną:	nowy
Długość całkowita rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej [m]:	10
Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej [m]:	0,16256
Stan rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej:	nowy
Długość całkowita rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy energii cieplnej [m]:	1000
Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy energii [m]:	0,16256
Stan rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy:	nowy
Maksymalne opory przepływu na rurociągach ciepłowniczych przesyłowych (z wyłączeniem rurociągu z wodą termalną) [MPa]:	0,1358
Maksymalne opory przepływu na rurociągu z wodą termalną [MPa]:	0,0426
Maksymalne ciśnienie do pokonania przez pompy geotermalne (ciśnienie represji minus ciśnienie depresji) [MPa]:	0,23
Średnie roczne straty energii cieplnej na przesyle [ułamek energii cieplnej wytworzonej w źródle energii]:	0,12

Tabela 7.11.6.2. Zestawienie parametrów ekonomicznych dla instalacji powierzchniowego źródła energii dla lokalizacji Cieplice

Table 7.11.6.2. List of the economic parameters for the surface energy source installation in Cieplice location

Parametr	Wartość
Cena netto zakupu energii elektrycznej [zł/kWh]:	0,488
Cena netto sprzedaży energii elektrycznej [zł/kWh]:	0,24
Cena netto zakupu gazu ziemnego wysokometanowego [zł/m <sup>3</sup> ]:	1,626
Cena netto sprzedaży energii cieplnej gwarantująca finansową rentowność inwestycji [zł/GJ]:	57,97
Całkowite prognozowane nakłady inwestycyjne (główne komponenty zestawiono poniżej) [tys. zł]:	17593
Nakłady inwestycyjne na otwór produkcyjny [tys. zł]:	0
Nakłady inwestycyjne na otwór chłonny [tys. zł]:	13137
Nakłady inwestycyjne na siłownię binarną [tys. zł]:	860
Nakłady inwestycyjne na szczytowe kotły gazowe [tys. zł]:	641
Nakłady inwestycyjne na pompy geotermalne (głębiniowa i stacja pomp zatłaczania) [tys. zł]:	21
Nakłady inwestycyjne na pompy obiegowe [tys. zł]:	11
Nakłady inwestycyjne na wymienniki ciepła [tys. zł]:	210
Nakłady inwestycyjne na rurociągi połączeniowe [tys. zł]:	2114
Nakłady inwestycyjne na budynek ciepłowni geotermalnej i szczytowej [tys. zł]:	350
Całkowite koszty obsługi instalacji (główne składniki kosztów zestawiono poniżej) [tys. zł/rok]:	1057
Amortyzacja środków trwałych [tys. zł/rok]:	842
Koszty obsługi, remontów, konserwacji [tys. zł/rok]:	176
Koszty zakupu nośników energii [tys. zł/rok]:	39
Przychody z tytułu sprzedaży energii (szczegółowo zestawiono poniżej) [tys. zł/rok]:	1057
Przychody z tytułu sprzedaży energii cieplnej [tys. zł/rok]:	951
Przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej [tys. zł/rok]:	106

Ostateczna cena sprzedaży energii cieplnej, gwarantująca finansową rentowność inwestycji, oszacowana została na około 58 zł/GJ netto (tab. 7.11.6.2). Cenę tę można uznać za konkurencyjną wobec sieciowego gazu ziemnego. Całkowita ilość energii elektrycznej przewidzianej do wytworzenia przez siłownię binarną netto (uwzględniając potrzeby własne) oszacowano na 440 MWh/rok (brutto 483 MWh/rok – tab. 7.11.6.1).

Prognozowane efekty ekologiczne w postaci redukcji emisji do atmosfery zanieczyszczeń zestawiono w tabeli 7.11.6.3.

Efekty społeczne wykorzystania wód termalnych w rejonie Koła wiązać się będą z powstaniem nowych miejsc pracy, w liczbie około 5, w rejonie uruchomienia inwestycji. Biorąc pod uwagę możliwość budowy na bazie analizowanych wód również obiektów balneo-rekreacyjnych, liczba miejsc pracy wzrosłaby znacząco. Miejsca, w których uruchomiono dotychczas instalacje geotermalne wykorzystujące te wody w celach balneo-rekreacyjnych, świadczą o dużym zainteresowaniu klientów tego typu usługami. Takie przedsięwzięcia stymulują lokalny rynek usług i znacząco wpływają na wzrost atrakcyjności turystycznej. Zyskuje na tym branża gastronomiczna, hotelarska, rozwija się rynek różnorodnych usług.

Tabela 7.11.6.3. Zestawienie parametrów ekologicznych dla instalacji powierzchniowego źródła energii dla lokalizacji Cieplice

Table 7.11.6.3. List of the ecological parameters for the surface energy source installation in Cieplice location

Parametr	Wartość
Roczna emisja B(a)P dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0
Roczna emisja sadzy dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0
Roczna emisja pyłu dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,002
Roczna emisja CO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	1115,805
Roczna emisja CO dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,212
Roczna emisja NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,725
Roczna emisja SO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,028
Roczna emisja węglowodorów alifatycznych dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,06
Roczna emisja w. węglowodorów aromatycznych dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,019
Roczne ograniczenie emisji B(a)P [Mg/rok]:	0,018
Roczne ograniczenie emisji sadzy [Mg/rok]:	9,453
Roczne ograniczenie emisji pyłu [Mg/rok]:	37,967
Roczne ograniczenie emisji CO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	1287,134
Roczne ograniczenie emisji CO [Mg/rok]:	105,837
Roczne ograniczenie emisji NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	1,16
Roczne ograniczenie emisji SO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	16,251
Roczne ograniczenie emisji węglowodorów alifatycznych [Mg/rok]:	5,718
Roczne ograniczenie emisji wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych [Mg/rok]:	5,289


**Zał. 7.11.1**  
**SZKIC TEKTONICZNY**  
**GÓRNOKARBOŃSKIEGO**  
**PLUTONU KARKONOSZY**  
**W STREFIE**  
**CIEPLIC ŚLĄSKICH-ZDROJU\***

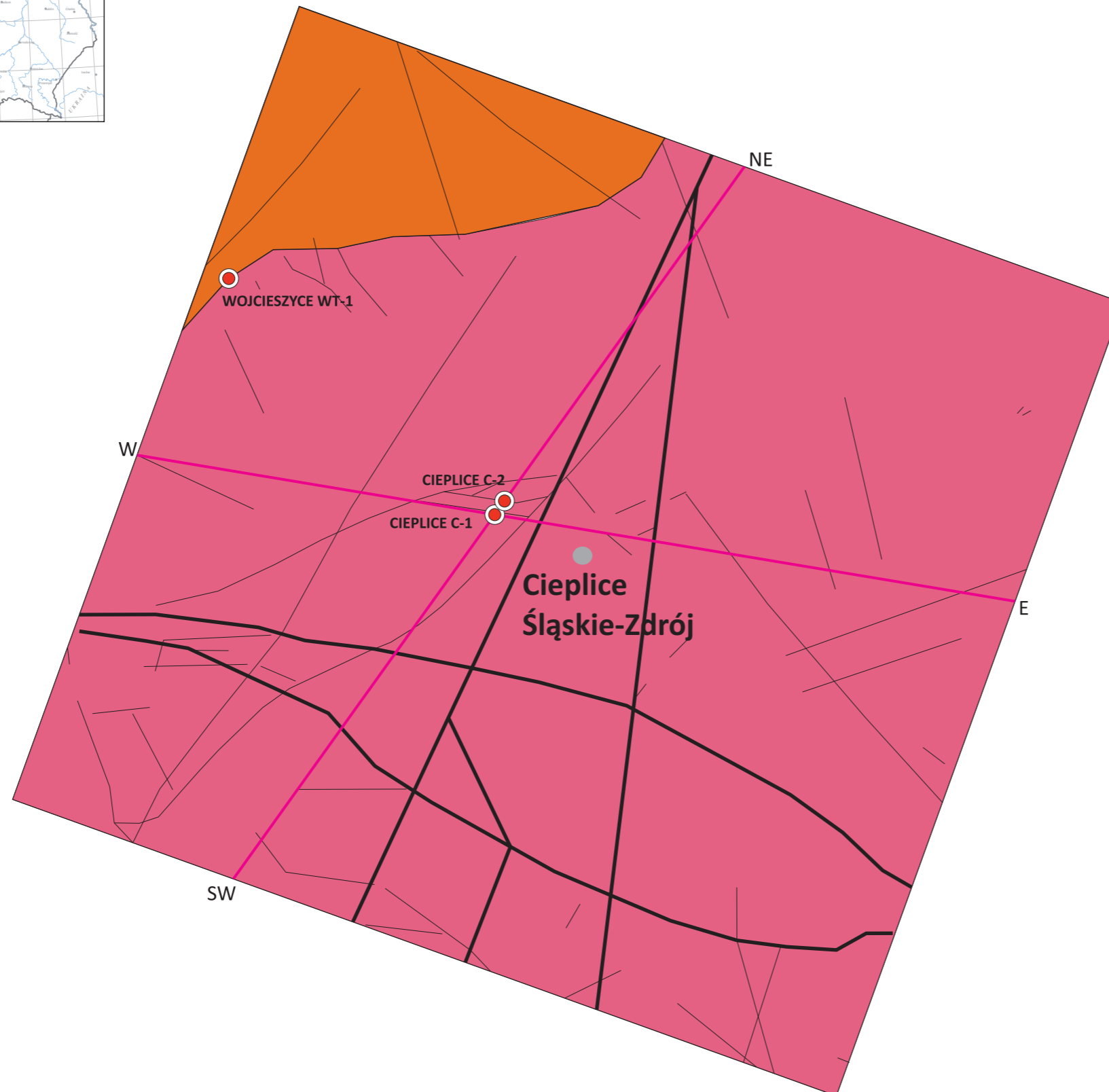
**Encl. 7.11.1**  
**TECTONIC SKETCH OF THE**  
**KARKONOSZE UPPER**  
**CARBONIFEROUS PLUTON IN THE**  
**CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ AREA**

\*na podstawie: Bażyński i inni, 1986;  
 Milewicz i inni, 1979; Dowgiałło, 2000  
 (based on: Bażyński et al., 1986;  
 Milewicz et al., 1979; Dowgiałło, 2000)

**LEGENDA:**

**LEGEND:**

-  Prekambr  
Precambrian
-  Karbon górny  
Upper Carboniferous
-  Główne strefy dyslokacyjne  
Main dislocation zones
-  Inne uskoki  
Other faults
-  Główne miasto  
Main city
-  Otwory  
Boreholes
-  Linie przekrojów geologicznych  
(Zał. 7.11.2)  
Cross-section lines (Encl. 7.11.2)

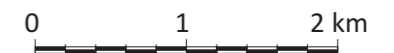
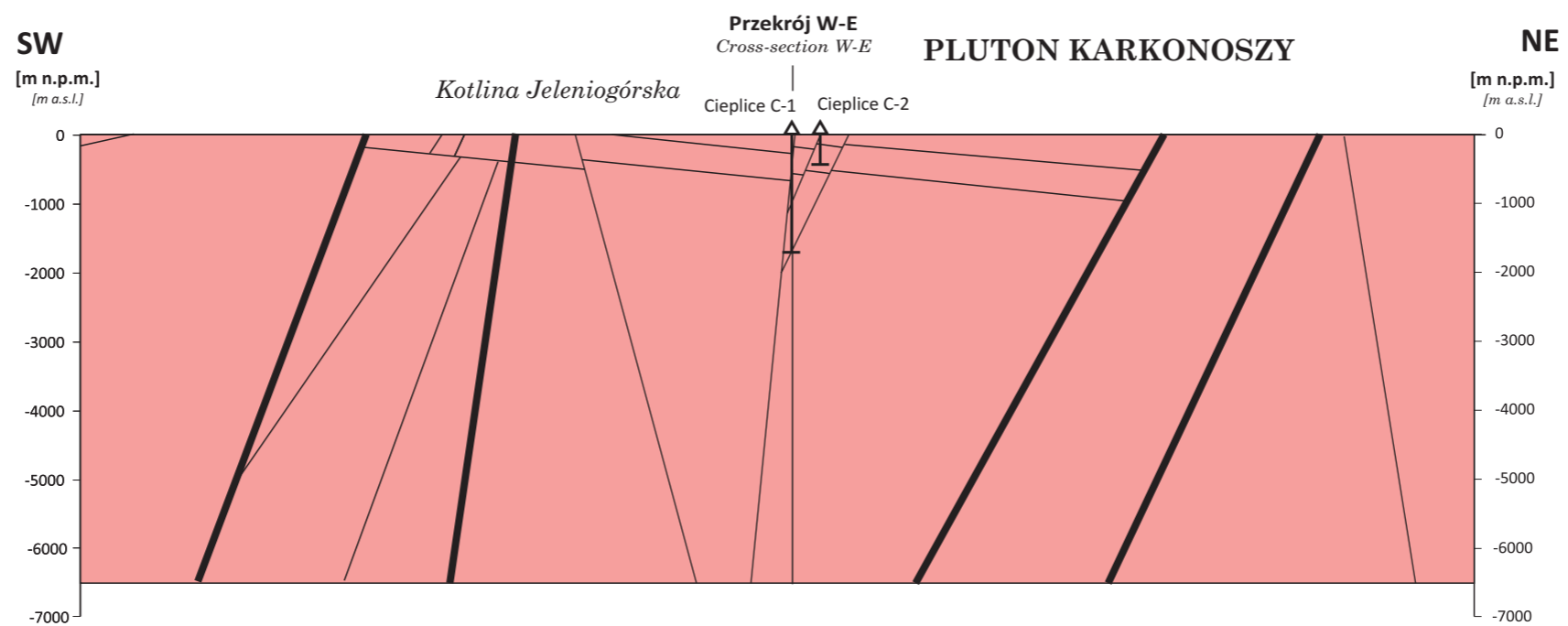
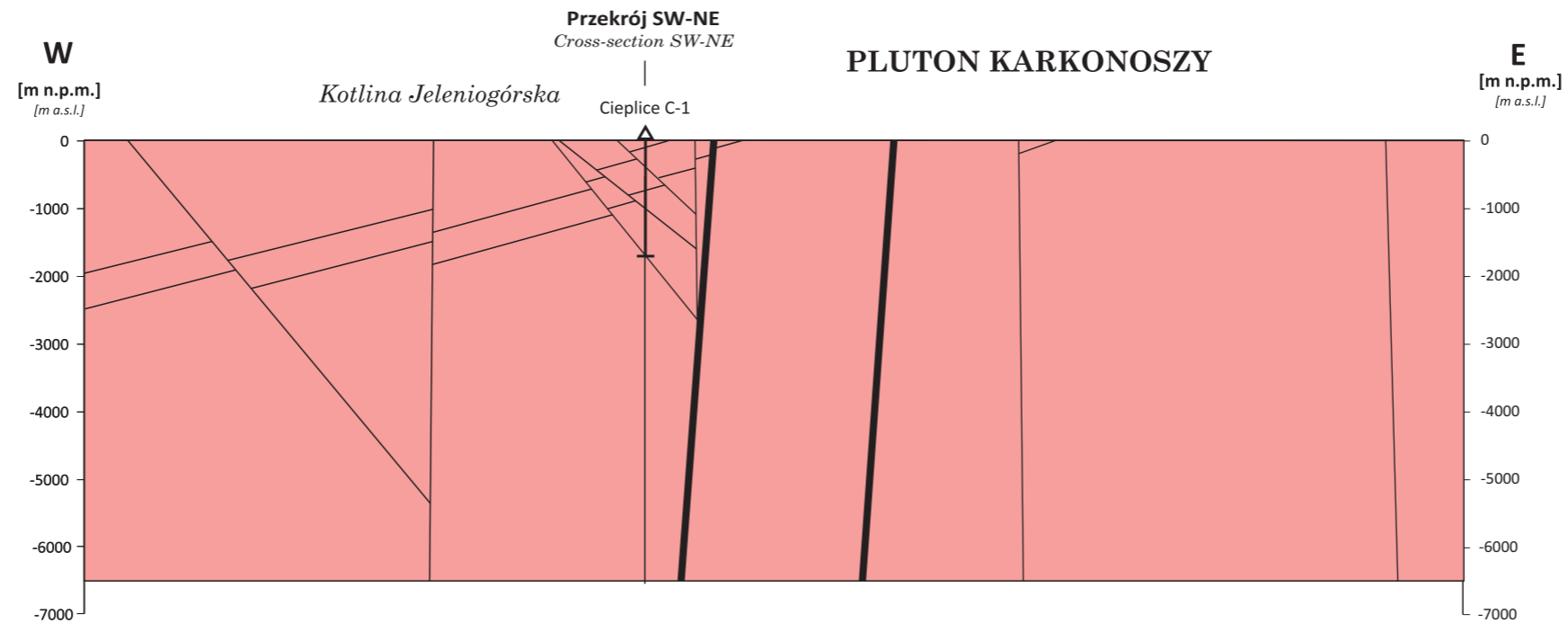




# PRZEKROJE GEOLOGICZNE PRZEZ STREFĘ CIEPLIC ŚLĄSKICH-ZDROJU (przebieg na zał. 7.11.1)\*

GEOLOGICAL CROSS-SECTIONS THROUGH CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ AREA  
(line at encl. 7.11.1)

Zał. 7.11.2  
Encl. 7.11.2



\*na podstawie: Bażyński i inni, 1986; Dowgiatło, 2000  
(based on: Bażyński et al., 1986; Dowgiatło, 2000)

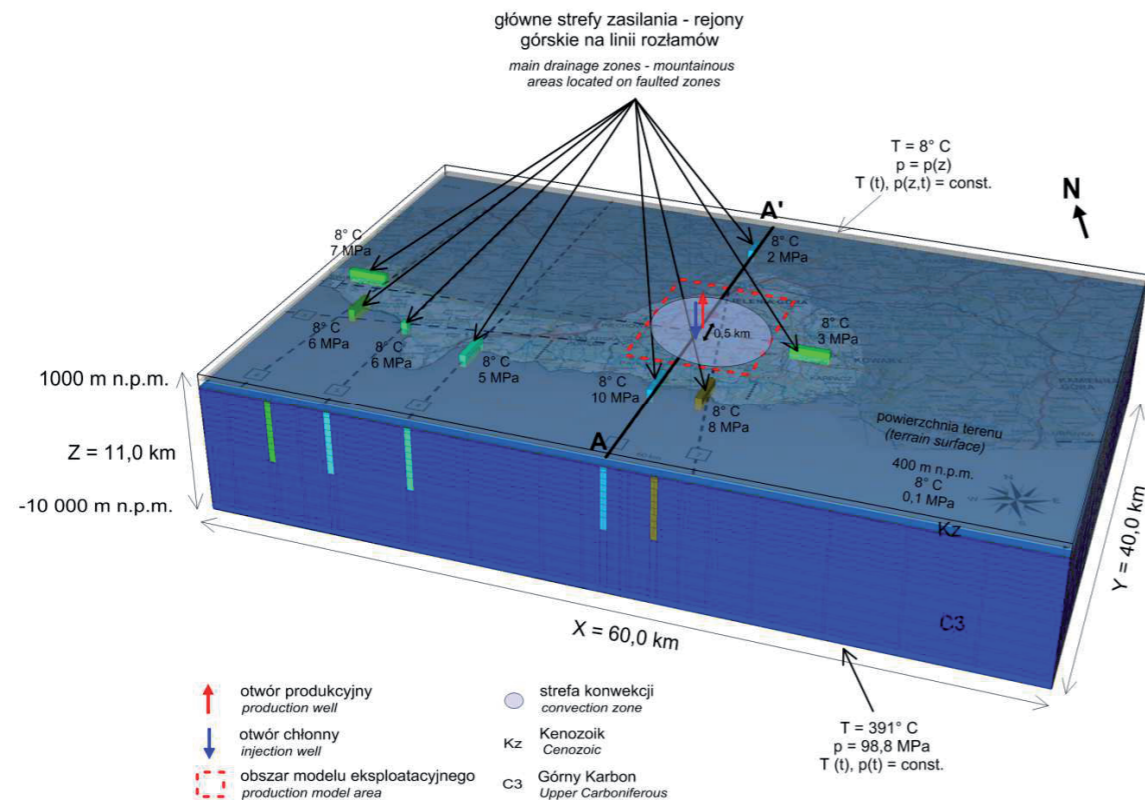


# WYNIKI MODELOWANIA NUMERYCZNEGO W STREFIE CIEPLIC ŚLĄSKICH-ZDROJU

Zał. 7.11.3

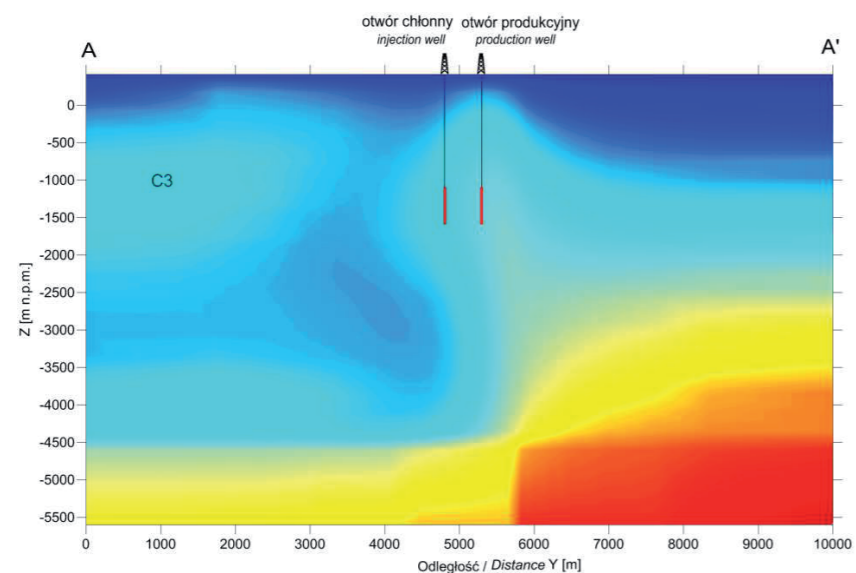
## NUMERICAL MODELING RESULTS IN THE CIEPLICE ŚLĄSKIE-ZDRÓJ AREA

Encl. 7.11.3



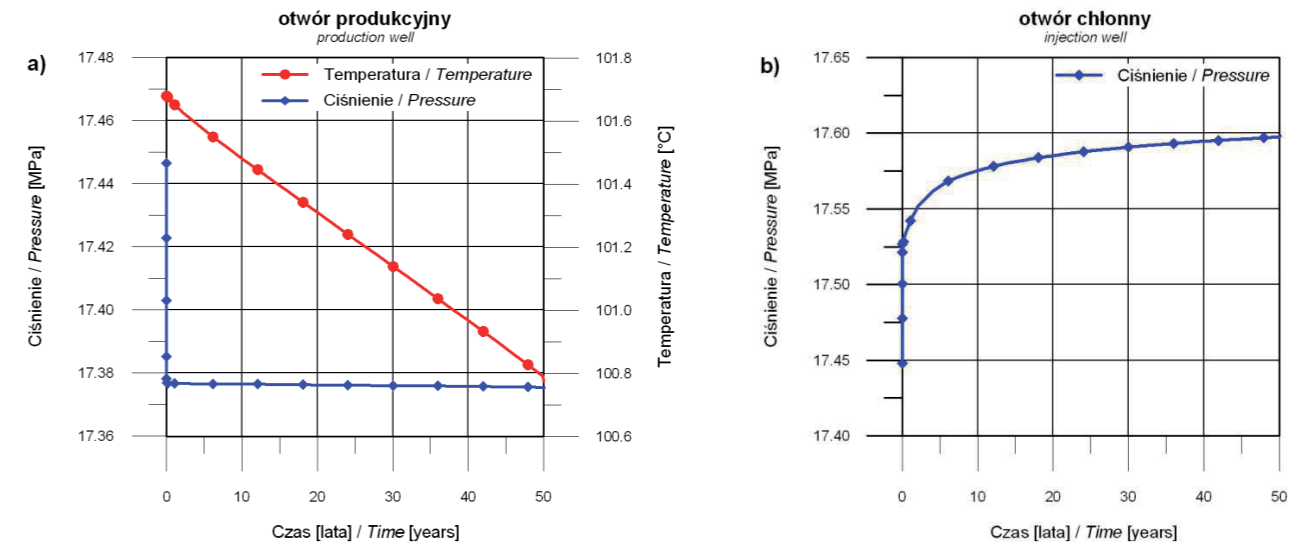
Rys. 1. Regionalny model numeryczny Karkonoszy z wyszczególnieniem lokalnego modelu eksploatacyjnego w strefie Cieplice Śląskich-Zdroju

Fig. 1. Regional numerical model of the Karkonosze Mountains detailing local exploitation model in the area of Cieplice Śląskie-Zdrój



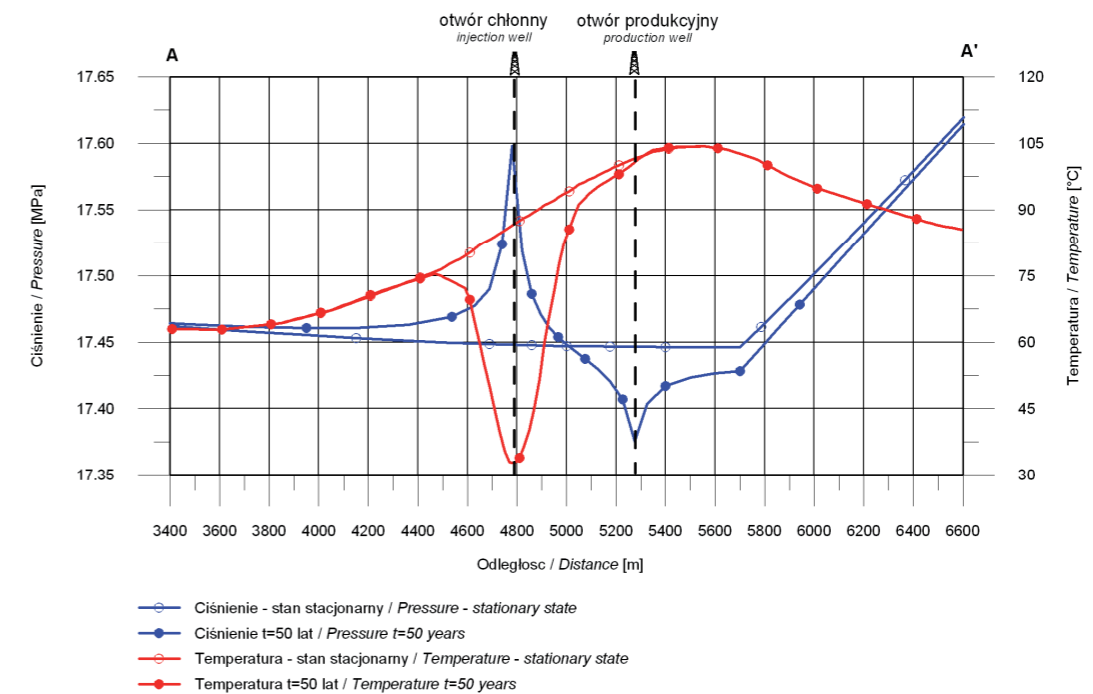
Rys. 2. Prognozowany rozkład temperatury w modelu stanu przedeksploatacyjnego wzdłuż przekroju AA'

Fig. 2. Forecasted temperature distribution prior to exploitation along the AA' cross section



Rys. 3. a) Zmiana temperatury i ciśnienia złożowego w funkcji czasu w otworze produkcyjnym, b) zmiana ciśnienia złożowego w otworze chłonnym na głębokości  $z = -1370$  m n.p.m. dla wydajności dubletu  $Q = 45$  m<sup>3</sup>/h

Fig. 3. a) Change of the reservoir temperature and pressure versus time in the production well, b) change of the reservoir pressure in the injection well at the depth  $z = -1370$  m a.s.l. for the doublet flow rate  $Q = 45$  m<sup>3</sup>/h



Rys. 4. Zmiana temperatury złożowej oraz ciśnienia złożowego wzdłuż fragmentu przekroju AA' na głębokości  $z = -1370$  m n.p.m. dla wydajności dubletu  $Q = 45$  m<sup>3</sup>/h

Fig. 4. Cross-sectional change of the reservoir temperature and pressure along part of the AA' cross section at the depth  $z = -1370$  m a.s.l. for the doublet flow rate  $Q = 45$  m<sup>3</sup>/h

## Summary – Prospective areas for the combined production of electricity and heat in binary systems in Poland

A total of 8 areas situated in the Polish Lowland were selected, in 7 of which the Lower Jurassic reservoir is indicated as the potential thermal water reservoir and in 1 of which it is the Lower Triassic reservoir. The first set of locations, in which the use of the Lower Jurassic reservoir is the main focus, contained the following areas: a) Łódź Basin, close to Koło, Turek, Ślesin, Żnin and Konin and b) Szczecin Basin, in the Stargard Szczeciński and Chociwel areas. As for the Triassic reservoir, the prospect zone was identified in the Łowicz region, located within the Warsaw Basin. Potential opportunities for obtaining thermal water and energy from the mottled sandstone structures are suggested by the results of tests conducted on the Kompina 2 borehole, as well as advanced seismic and magnetotelluric tests carried out in 2006 and 2007 (see Chapter 5.5).

In the Inner Carpathians region, the best geothermal resources (productivity, temperature) can be found in the northern part of the Podhale Basin. Due to the existing infrastructure of the geothermal facility, the region of Bańska Niżna was selected. In the Sudetes, according to the analysis presented in Chapter 4, the Karkonosze pluton and Cieplice Śląskie-Zdrój areas were identified as potential candidates for the use of geothermal energy in binary systems.

### Koło

Koło is situated in the eastern part of Wielkopolskie Voivodship, on the Warta River. The area belongs to the Lodz Basin which was formed on the site of the former Wielkopolska Ridge which existed there in the lower and middle Jurassic periods. The top of the Lower Jurassic structures is situated in Koło from over –2400 m a.s.l. in the SE to over –3800 m a.s.l. in the north (app. 7.2.1). The thickness of the Lower Jurassic structures increases from over 50 m in the SW Koło area to 800 m in the NE of the region. The temperatures in the top of the structures analysed range from over 100°C in the SE up to 130°C in the north of the region. Typical brines of the Na-Cl hydro-geothermal class occur here. Their mineralisation grows from over 100 g/dm<sup>3</sup> in the western part of the area to over 200 g/dm<sup>3</sup> towards the Ponętów salt dome. The regional hydrogeological parameters range as follows: filtration coefficient from  $9.48 \cdot 10^{-8}$  to  $1.2 \cdot 10^{-5}$  m/s ( $2.11 \cdot 10^{-6}$  m/s on average); effective porosity from 7.95 to 25.35% (18.3% on average), permeability from several mD to 1627.2 mD (285.35 mD on average). The potential productivity of the boreholes in the region under consideration is assumed to be 100 m<sup>3</sup>/h in its southern part to approximately 250 m<sup>3</sup>/h in the north.

The usage of the thermal water in the Koło region would require the drilling of at least one new production well and one injection well. Considering the depth at which the aquifer is located, the depth of the production well was assumed to be 4000 m b.g.l., while the depth of the injection well was assumed to be 4200 m b.g.l. The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling the impact of changes in the operational parameters on the performance of the binary power plant demonstrated (Tab. 7.2.4.1) that for a thermal water with a temperature

of 118°C at the well outlet and productivity of the well of 200m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (1095 kW) is obtained using the R227ea medium with an evaporation temperature of 80°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, is cooled down to 60°C (variant B, Tab. 7.2.4.2), the maximum power (1079 kW) would also be obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature of 86°C. For the C variant (Tab. 7.2.4.3) the maximum power of the plant is 1040 kW using the same operational medium with an evaporation temperature of 68°C. The modelling of the geothermal response of the rock mass as well of the reservoir operation demonstrated that, after 50 years of using the geothermal doublet, the drop in temperature at the production well filter should not be noticeable (no cold front breakthrough, App. 7.2.3 – Fig. 3). The pressure difference between the production and injection wells was estimated to be 2.9 MPa. The total net power of the binary plant using the geothermal intake to generate electricity was estimated to be 850 kW (Fig. 7.2.6.2) with an installed power of ca. 1047 kW (Tab. 7.2.6.1).

### Turek

Turek is situated in the eastern part of Wielkopolskie Voivodship, within the Łódź Basin. The top of the lower Jurassic structures is situated at over –2000 m a.s.l. in the south to over –3500 m a.s.l. in the north (App. 7.3.1). The geological structure and hydrogeological parameters of the rocks in the area analysed show great resemblance to the Koło region selected nearby. The temperatures in the roof of the Lower Jurassic structures range from over 90°C in the southern part of the area to over 110°C in the north. Water mineralisation in the Turek region increases from over 75 g/dm<sup>3</sup> in the west to approx. 150 g/dm<sup>3</sup> in the east. The thickness of the Lower Jurassic structures increases from below 50 m in the ENE to over 350 m in the WSW. The potential water productivity of the wells is estimated to be approximately 150 m<sup>3</sup>/h. Taking into consideration the depth at which the main Lower Jurassic hydrogeothermal reservoir is located, the depth of the production well was assumed to be 3550 m b.g.l., while the injection well was assumed to be 3400 m b.g.l.

The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling of the impact of the changes in the operational parameters on the performance of the binary geothermal power plant demonstrated (Tab. 7.3.4.1) that, for thermal water with a temperature of ca. 98°C and a well productivity of 150 m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (481.3 kW) is obtained by using the R227ea medium and an evaporation temperature of 64°C. The thermal water in such a situation is cooled down to 55°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, will be cooled to 60°C (variant B, Tab. 7.3.4.2), the maximum power (476.2 kW) would also be obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature equal to 70°C. For the C variant (Tab. 7.3.4.3) the maximum power of the plant reached 439 kW using the same operating medium with an evaporation temperature of 54°C. The modelling conducted of the geothermal response of the rock mass as well as of the deposit operation demonstrated that after 50 years of use of the geothermal doublet, the drop in temperature at the production well filter should not be noticeable (no cold front breakthrough, App. 7.3.3. – Fig. 3). The pressure difference between the production and injection wells was estimated to be 3.2 MPa. The installed electric power of the binary system is estimated to be approx. 450 kW (Fig. 7.3.6.2). The amount of electricity supplied to the electric power grid would total ca. 1.7 GWh annually (Tab. 7.3.6.1).

## Konin

Konin is situated within the Łódź Basin. It is a city located on the Warta River in the Konin Valley in Wielkopolskie Voivodship. As far as the geological conditions are concerned, the Konin area lies on the SW wing of the Lower Jurassic basin, where the Ślesin region (in the northern part) and Turek region (in the SE) were also identified. The top of the Lower Jurassic structures in the region examined is situated at a depth of over –2200 m a.s.l. in the SW to over –2700 m a.s.l. in the NE (App. 7.4.2). The thickness of the Lower Jurassic structures is less than 100 m. The temperatures in the top of the Lower Jurassic structures fall in the range 90 to 110°C, increasing towards the NE. Typical brines of the Na-Cl hydrogeothermal class occur here, exhibiting mineralisation of approx. 75 g/dm<sup>3</sup>. In the Konin region the potential water productivity of the wells is assumed to be below 150 m<sup>3</sup>/h. Taking into consideration the depth at which the main Lower Jurassic hydrogeothermal reservoir lies, the depth of the production well was assumed to be 2897 m b.g.l., and the depth of the injection well 2873 m b.g.l.

The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling of the impact of the changes in operational parameters on the performance of the binary power plant demonstrated (Tab. 7.4.4.1) that, for thermal water with a temperature of ca. 98°C at the well outlet and a well water productivity of 150 m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (457.6 kW) is obtained using the R227ea medium and an evaporation temperature of 64°C. The thermal water in such a situation is cooled down to a temperature of 55°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, will be cooled to 60°C (variant B, Tab. 7.4.4.2), the maximum power (452.7 kW) would also be obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature of 70°C. For the C variant (Tab. 7.4.4.3), the maximum power of the plant reached 417.3 kW using the same operating medium, with an evaporation temperature of 54°C. The modelling of the geothermal response of the rock mass as well of the reservoir operation demonstrated that, after 50 years of use of the geothermal doublet, the anticipated drop in reservoir pressure at the production well would be ca. 13.6 bar (App. 7.4.3 – Fig. 3a and 4). The repressurisation in the injection well caused by the injection of the cooled brine would amount to ca. 2.81 MPa. The installed electric power of the binary geothermal plant was estimated to be 432 kW (Tab. 7.4.6.1), with the power available to be supplied to the grid at approx. 225 kW (Fig. 7.4.6.2).

## Ślesin

Ślesin is a town and municipality of mixed urban/rural character in the Wielkopolskie Voivodship, located in the Konin District. It is situated on the Ślesińskie and Mikorzyńskie Lakes. The area analysed belongs to the Łódź Basin, formed on the site of the former Wielkopolska Ridge which existed there in the Lower and Middle Jurassic periods. In the Ślesin region, the Lower Jurassic aquifers constitute prospects for using geothermal energy in binary systems. The estimated reservoir temperature may reach approx. 110°C at a depth of 3300–3400 m b.g.l. (ca. –3200 m a.s.l. to –3300 m a.s.l.). In the prospect zone, the thickness of the Lower Jurassic structures is approximately 200 m, the horizontal permeability of the structures is ca. 150 mD and the mineralisation of the reservoir water reaches ca. 100 g/dm<sup>3</sup>. Taking into consideration the depth at which the main hydrogeothermal reservoir is located, the depth of the production well was estimated to be 3358 m b.g.l. and the injection well to be 3323 m b.g.l.

The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling of the impact of the changes in operational parameters on the performance of the binary power plant demonstrated (Tab. 7.5.4.1) that, for thermal water with a temperature of ca. 98°C, and a well productivity of 150 m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (481.3 kW) is obtained by using the R227ea medium and an evaporation temperature of 64°C. The thermal water in such a situation is cooled down to a temperature of 55°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, will be cooled down to 60°C (variant B, Tab. 7.5.4.2), the maximum power (476.2 kW) is also reached using the R227ea medium at an evaporation temperature of 70°C. For the C variant (Tab. 7.5.4.3) the maximum power of the plant reached 439 kW using the same operating medium, with an evaporation temperature of 54°C. The modelling of the geothermal response of the rock mass as well as the deposit operation demonstrated that, after 50 years of use of the geothermal doublet, the anticipated drop in reservoir pressure at the production well would equal ca. 0.48 MPa (App. 7.5.3 – Fig. 3a and 4). The repressurisation in the injection well caused by the injection of the cooled brine would amount to ca. 1.14 MPa (App. 7.5.3 – Fig. 3b and 4). The electric power of the binary geothermal plant was estimated at ca. 452 kW (Tab. 7.5.6.1), with the power available to be supplied to the grid at approx. 370 kW (Fig. 7.5.6.2).

## Żnin

Żnin is a town in the Kujawsko-Pomorskie Voivodship, situated on the Żnińskie Duże and Żnińskie Małe Lakes. The Żnin area is located in the NW part of the Łódź Basin and contains the structure of the Damasławek salt dome which is related to the regional fault system aligned in a NW-SE direction. The roof of the Lower Jurassic structures is situated at a depth of slightly less than –1000 m a.s.l. to more than –3280 m a.s.l. in the SW part of the area (App. 7.6.1). The thickness of the Lower Jurassic structures falls in a range from over 200 m to over 300 m. In the thill section of the Lower Jurassic structures, the temperature expected in the deposit may reach up to 111°C. The geological structure examined exhibits a not too high permeability at 20 mD, occasionally reaching up to 100 mD (according to laboratory measurements). Water mineralisation falls in the range from >100 to >150 g/dm<sup>3</sup>. The potential water productivity of the wells is estimated to be from approx. 50 to >150 m<sup>3</sup>/h in Damasławek. The use of the thermal water in the Żnin region would require the drilling of at least one new production well and one injection well. Considering the above, the depth of the production well was assumed to be 3660 m b.g.l. while the depth of the injection well was assumed to be 3660 m b.g.l.

The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling the impact of changes in the operational parameters on the performance of the binary power plant demonstrated (Tab. 7.6.4.1) that for a thermal water with a temperature of ca. 105°C, and well productivity of 100 m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (370.2 kW) is obtained using the R227ea medium with an evaporation temperature of 68°C. The thermal water in such a situation is cooled down to a temperature of 54.8°C. If one assumes that the thermal water is cooled to 60°C following its circulation through the plant (variant B, Tab. 7.6.4.2), the maximum power (365.4 kW) would also be obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature of 74°C. For the C variant (Tab. 7.6.4.3) the maximum power of the plant reached 322.9 kW using the same operating medium with an evaporation temperature of 56°C. The modelling conducted on the geothermal response of

the rock mass as well on the reservoir operation demonstrated that, after 50 years of use of the geothermal doublet, the anticipated drop in deposit pressure at the production well would be ca. 4.05 MPa (App. 7.6.3 – Fig. 3a and 4). The repressurisation in the injection well caused by the injection of the cooled water would amount to ca. 8.63 MPa (App. 7.6.3 – Fig. 3b and 4). The maximum electric power of the binary geothermal plant was estimated to be ca. 797 kW (Tab. 7.6.6.1). The geothermal generator is going to power the geothermal installation, thus decreasing the amount of electricity driving the pumps (circulatory and geothermal) to be supplied by the external grid. Unfortunately, due to the high estimated vacuum level (4.05 MPa) and repressurisation (8.63 MPa), the demand for electric power for the geothermal circulation pumps would prevent the overall electric power balance of the plant exceeding 0 W.

## Łowicz

The Łowicz region is situated within the Warsaw Basin forming part of the Kościerzyna-Puławy Synclinorium, one of the main structural units of Poland. The Triassic mottled sandstone structures form potential reservoirs to be used in the binary systems. These are siltstone and claystone sediments, sandstones and, secondarily, limestones with a total thickness of 515 m in the central area of the region (Kompina 2 borehole), increasing towards the north. The top of the Bundsandstein sandstone structures is situated at depth of over 3550 m a.s.l. to 4500 m a.s.l. (App. 7.7.1). The thickness falls in the range from 500 m to 700 m. The temperatures in the top of the mottled sandstone in the Łowicz region attain the level of 100 to 120°C. The temperature of the reservoir fluid in the Kompina 2 borehole at a depth range of between 4130 to 4165 m was 107°C, at an outflow of 0.07 m<sup>3</sup>/h, whereas at a depth of 4110–4115 m a spontaneous brine outflow occurred and the pressure at the well head reached 140 bar. Water mineralisation is high in the mottled sandstone structures, varying from 200 up to 350 g/dm<sup>3</sup>. In the Kompina 2 borehole brines were found with a salinity level reaching 337.1 g/dm<sup>3</sup>. The horizontal permeability in the mottled sandstone structures falls in the range from 0 to 0.074 mD, whereas the vertical is from 0 to 0.13 mD. It is the flow of the reservoir fluids which mainly occurs through fracture zones as indicated by the seismic tests, whose locations are probably aligned along the locations of the main faults (see Chapter 5.5.). Making the reservoir available requires reconstruction of the Kompina 2 borehole. Injection of the spent water should occur by means of a new injection well whose depth is estimated to reach 4300 m b.g.l.

The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling of the impact of the changes in the operational parameters on the performance of the binary geothermal power plant demonstrated (Tab. 7.7.4.1) that, for thermal water with a temperature of ca. 100°C and a well productivity of 50 m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (151.9 kW) is obtained by using the R227ea medium and an evaporation temperature of 66°C. The thermal water in such a situation is cooled down to 55.8°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, will be cooled down to 60°C (variant B, Tab. 7.7.4.2), the maximum power (147.8 kW) would also be obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature of 70°C. For the C variant (Tab. 7.7.4.3) the maximum power of the plant reaches 134.5 kW using the same operating medium and with an evaporation temperature of 54°C. The modelling of the geothermal response of the rock mass as well as of the reservoir operation demonstrated that after

50 years of exploitation the brine temperature at the production well would not fall below 115°C (App. 7.7.3 – Fig. 3). The total electrical power of the binary system using the geothermal energy resources is estimated to be approx. 133.5 kW (Tab. 7.7.6.1), with a peak power available to be supplied to the grid of approx. 120 kW (Fig. 7.7.6.2).

## Stargard Szczeciński

The Stargard Szczeciński region is part of the Szczecin Basin, constituting the northern segment of the Szczecin-Łódź-Miechów Basin, one of the main structural units of Poland. The city is located in the Zachodniopomorskie Voivodship. The top of the Lower Jurassic structures in the Stargard Szczeciński region is situated at a depth of over –1600 m a.s.l. to lower than –2000 m a.s.l. near the city of Stargard Szczeciński (App. 7.8.1). The thickness of the Lower Jurassic structures increases from less than 425 m in the SE and SW to 525 m in the Stargard-1 borehole area. The reservoir water temperature in the ranges from 86.5°C to 94°C (Kubski 2008). Water mineralisation falls from ca. 110 g/dm<sup>3</sup> to 125 g/dm<sup>3</sup>. Suitable reservoir parameters correspond to potentially high productivity values of the wells. In the Stargard Szczeciński region these values exceed 250 m<sup>3</sup>/h.

It is most probable that the geothermal reservoir could be made available by reconstruction of the Stargard 1 borehole (depth 2530 m b.g.l.). The injection of spent water should occur by means of a new injection well whose depth is estimated to be 2500 m b.g.l.

The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling of the impact of the changes in the operational parameters on the performance of the binary power plant demonstrated (Tab. 7.8.4.1), for thermal water with a temperature of ca. 89°C, and a well productivity of 275 m<sup>3</sup>/h, that the maximum power of the plant (592.5 kW) is obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature of 58°C. The thermal water in such a situation is cooled down to a temperature of 53.3°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant is cooled to 60°C (variant B, Tab. 7.8.4.2), the maximum power (557.9 kW) would be obtained by using the R1234ze medium at an evaporation temperature of 62°C. For the C variant (Tab. 7.8.4.3) the plant attained a maximum power of 532.8 kW, using the R227ea operating medium at an evaporation temperature of 62°C. The modelling conducted on the geothermal response of the rock mass as well of the reservoir operation demonstrated that, after 50 years of use of the geothermal doublet, the cooling of the reservoir waters in the Stargard 1 borehole area would reach only 2°C (App. 7.8.3 – Fig. 3a). The drop of the pressure in the reservoir near the production well would reach ca. 0.21 MPa (App. 7.8.3 – Fig. 3a and 4b). The estimated repressurisation induced by the injection of the brine was calculated at approx. 0.35 MPa (App. 7.8.3 – Fig. 3b and 4). The maximum electric power of the binary installation was estimated to be ca. 306.6 kW (Tab. 7.8.6.1), with an estimated power available to be supplied to the grid at approx. 250 kW (Fig. 7.8.6.2).

## Chociwel

The Chociwel region, similarly to the Stargard Szczeciński region, is part of the Szczecin Basin, constituting the northern segment of the Szczecin-Łódź-Miechów Basin. In the Chociwel region the

top of the Lower Jurassic structures occurs at a depth below –1900 m a.s.l. in the west to –2500 m a.s.l. in the east (App. 7.9.1). The thickness of the Lower Jurassic structures increases from less than 350 m in the south to over 650 m in the north. The water temperature in the top section in the axial part of the basin reaches almost 90°C. The aquifers mostly consist of sandstone complexes situated in the lower part of the Lower Jurassic structures, i.e. mechowskie beds and radowskie beds. The filtration coefficient of the Lower Jurassic structures is estimated to be  $3.5\text{--}4 \cdot 10^{-5}$  m/s, whereas the mean permeability equals  $1.13 \cdot 10^{-12}$  m<sup>2</sup> (1145 mD, Sowizdzał 2009a). Water mineralisation in the Chociwel region ranges from below 100 g/dm<sup>3</sup> in the SW to above 125 g/dm<sup>3</sup> in the NE. Suitable reservoir parameters correspond to potentially high productivity values of the wells. In the Chociwel region these values may exceed 250 m<sup>3</sup>/h.

Taking into consideration the depth at which the main Lower Jurassic hydrogeothermal reservoir is located, the depth of the production well was assumed to be 2936 m b.g.l. and the depth of the injection well to be 3009 m b.g.l.

The ORC system was selected as the best technological solution for the binary generator. Modelling of the impact of the changes in operational parameters on the performance of the binary power plant demonstrated (Tab. 7.9.4.1), for thermal water with a temperature of ca. 89°C and a well productivity of 275 m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (592.5 kW) is obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature of 58°C. The thermal water in such a situation is cooled down to 53.3°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, will be cooled down to 60°C (variant B, Tab. 7.9.4.1), the maximum power (557.9 kW) would be obtained by using the R1234ze medium at an evaporation temperature of 62°C. For the C variant (Tab. 7.9.4.1) the maximum power of the plant would reach 532.8 kW using the R227ea operating medium at an evaporation temperature of 62°C. The modelling conducted of the geothermal response of the rock mass as well of the deposit operation demonstrated that, after 50 years of use of the geothermal doublet, the cooling of the deposit waters in the well head filter area would reach only 2°C. (App. 7.9.3 – Fig. 3a). The drop in pressure in the deposit near the production well would approach ca. 0.16 MPa (App. 7.9.3 – Fig. 3a and 4) The estimated re-pressurisation induced by the injection of the brine into the injection well was calculated at approx. 0.33 MPa (App. 7.9.3 – Fig. 3b and 4).

## Bańska Niżna

Bańska Niżna is a village located in Szaflary Country belonging to Nowotarski District in the Małopolskie Voivodship. It is the first locality in Poland heated by geothermal energy. Bańska Niżna is located in the Podhale Basin, constituting part of the Inner Carpathians, within the Podhale geothermal region (App. 7.10.1), situated near the Tatra mountains and geothermal systems in Slovakia (see Chapter 4.3). The Podhale heating system currently constitutes the largest geothermal installation in Poland. It is managed by PEC Geotermia Podhalańska S.A. The system uses two production wells with a total productivity of thermal water of 670 m<sup>3</sup>/h and 2 injection wells capable of injecting up to 600 m<sup>3</sup>/h (Tomaszewska, Pająk, 2013). The well head pressure in the production wells is of an artesian nature and amounts to maximum 2.7 MPa in static conditions, while at the peak productivity of the operation it reaches ca. 1.2 MPa. The geothermal power of the heating

system is 15.4 MW, with a total thermal power of 80.5 MW installed in the heating plant (geothermal power augmented by a gas & oil fired peak boiler heating station and cogeneration units) (Bujakowski 2010). In 2008, the total energy generated by the installation amounted to 324 TJ (Bujakowski 2010), with as much as 383 TJ in 2012. The main transmission pipeline between the geothermal heating plant and the peak boiler heating station in Zakopane is approx. 14 km long. There are approximately 1500 end-users connected to the system by means of 1358 substations. The technological system considered in the current study was based on an existing geothermal infrastructure belonging to PEC Geotermia Podhalańska SA, as well as on the concept of geothermal energy utilisation in the ORC system. Based on the analysis presented in Table 7.10.4.1, for thermal water with temperature of ca. 86°C, and well productivity of 600 m<sup>3</sup>/h, the maximum electric power of the plant (1206.4 kW) is obtained by using the R227ea medium at an evaporation temperature equal to 56°C. The thermal water in such a situation is cooled to 52.5°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, will be cooled down to 60°C (variant B, Tab. 7.10.4.2), the maximum power (1149.5 kW) is obtained using the R236fa medium with an evaporation temperature of 62°C. For the C variant (Tab. 7.10.4.3) the plant attains a maximum power of 1136.6 kW using the R227ea operating medium with an evaporation temperature of 50°C. The modelling carried out of the geothermal response of the rock mass as well as the operation of the reservoir demonstrated that, after 50 years of use of the geothermal doublet (App. 7.10.3 – Fig. 3a), the anticipated drop in deposit pressure at the Bańska PGP-1 borehole would reach ca. 0.57 MPa, with a decrease in temperature of 0.5°C. The very low temperature drop over such a time interval has partially been confirmed by the last 20 years of exploitation of the Bańska – Biały Dunajec geothermal system. The maximum electrical power of the binary geothermal plant was estimated to be ca. 1128 kW (Table 7.10.6.1). However, due to high power requirements of the heating circuit pumps and the injection pumps the power surplus, obtained and potentially to be sold to the power grid, is much lower amounting to approx. 400 kW (Fig. 7.10.6.2).

## Cieplice Śląskie-Zdrój

The region of Cieplice Śląskie-Zdrój is located in West Sudetes within the Karkonosze pluton. The geological conditions of the region differ from other regions selected for potential use in binary systems in Poland. Within the borders of Poland, the Karkonosze pluton is the largest Variscan rock mass, covering an area of approximately 185 km<sup>2</sup>. The Cieplice Śląskie-Zdrój region selected includes a fragment of a fracture reservoir of geothermal water in the granite pluton of Karkonosze. Circulation of the infiltrating waters here reaches a depth of at least 4 km. (Dowgiałło 2011). In the Cieplice Śląskie-Zdrój region there are two separate hydro-chemical types of water. The predominant type is SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na, F, Si with a similar mineralisation level, ca. 0.65 g/dm<sup>3</sup> flowing out of seven intakes located in the health resort. They are specific for their content of fluoride ions, the highest in Poland, reaching 13 mg/dm<sup>3</sup>. These are deep circulation waters. In shallow intakes the temperatures reached range from 18 to 42°C, whereas in the C-2 borehole a temperature of up to 63°C was measured with a productivity of 27 m<sup>3</sup>/h and in the C-1 borehole to 86.7°C with a productivity of 45 m<sup>3</sup>/h (Fistek, Dowgiałło 2003). The technological system considered in the current study was based on the ORC concept for using geothermal energy. It was assumed that the geothermal water resources would

come from the existing Cieplice C-1 well (depth 2002.5 m b.g.l.). The cooled water would be injected into the reservoir through a new injection well, its depth being 2000 m b.g.l.

Based on the analysis presented in Table 7.11.4.1, for the thermal water with a temperature of ca. 86°C, and well productivity of 45 m<sup>3</sup>/h, the maximum power of the plant (90.6 kW) is obtained using the R227ea medium at an evaporation temperature of 56°C. The thermal water in such a situation is cooled down to 52.5°C. Assuming that the thermal water, following its circulation through the plant, would be cooled down to 60°C (variant B, Tab. 7.11.4.2), the maximum power (86.3 kW) would be obtained using the R1234ze medium at an evaporation temperature equal to ca. 62°C. For the C variant (Tab. 7.11.4.3) the maximum power of the plant is 85.3 kW, using R227ea

operational medium with an evaporation temperature of 50°C. The modelling carried out on the geothermal response of the rock mass as well as on the reservoir operation after 50 years of using the geothermal doublet (App. 7.11.3 – Fig. 3) demonstrated a sustained water temperature in the production well. The total increase of pressure in the injection well head filter area at a depth of 1770 m b.g.l. is ca. 0.15 MPa, while the pressure drop in the production well head filter at the same depth is ca. 0.08 MPa. The production well is supplied with water flowing from the higher pressure area in the fracture section No. 1 to the convection area (Fig. 7.11.3.1). The total net power of the binary plant using the geothermal intake to generate electricity (taking in to consideration its own requirements) was estimated to be 440 MWh/year (grand total of 483 MWh/year – Tab. 7.11.6.1).



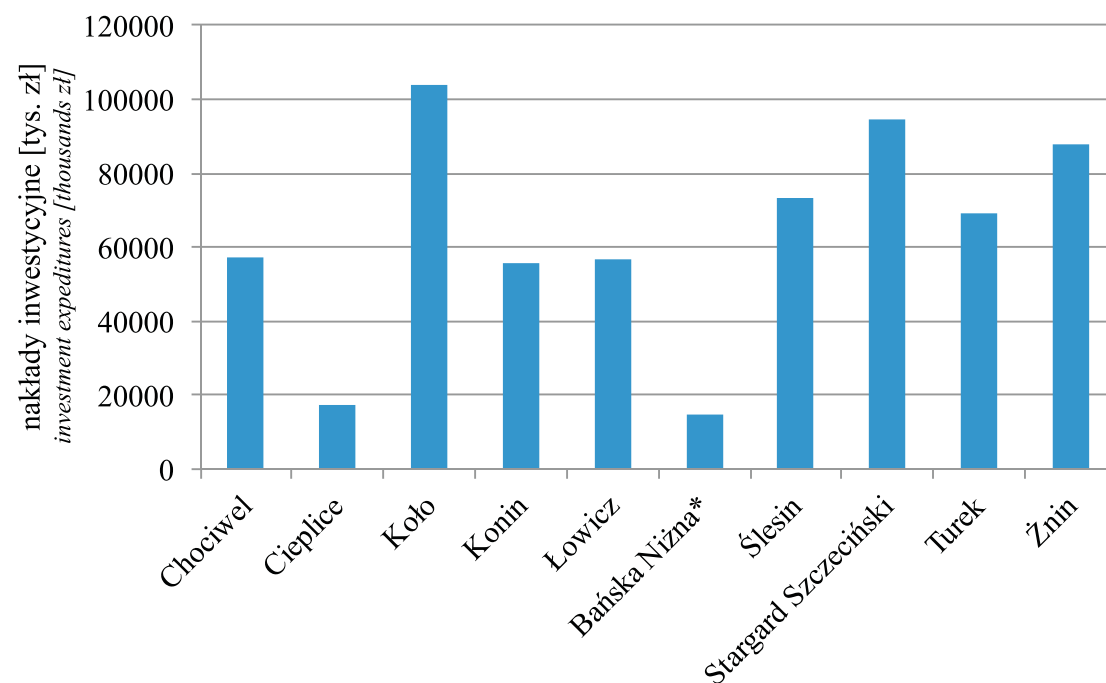
## 8. KLASYFIKACJA POTENCJALNYCH OBSZARÓW PERSPEKTYWICZNYCH

(Leszek Pająk, Wiesław Bujakowski)

Klasyfikacja potencjalnych obszarów perspektywicznych powinna mieć wielokryterialny charakter. Za podstawowe czynniki kryterialne należy uznać możliwe do osiągnięcia parametry techniczne, ekonomiczne i ekologiczne, przy uwzględnieniu lokalnych uwarunkowań hydrogeotermalnych, ale również istniejącej lub koniecznej do wykonania infrastruktury energetycznej.

Zestawienie wyników przeprowadzonej w rozdziale 7 analizy pracy potencjalnych siłowni binarnych w wytypowanych strefach zaprezentowano w załączniku 8.1. W niniejszym rozdziale dokonano szczegółowej czynnikowej i wielokryterialnej klasyfikacji analizowanych stref.

Istotnym kryterium jest ekonomiczna opłacalność realizacji inwestycji, na którą z punktu widzenia potencjalnego inwestora, przede wszystkim rzutuje wymagany poziom nakładów inwestycyjnych dla uruchomienia przedsięwzięcia/installacji. Parametr ten, oceniony na podstawie metodyki opisanej



Rys. 8.1. Prognozowany poziom nakładów inwestycyjnych wymaganych dla uruchomienia instalacji w analizowanej lokalizacji [tys. zł]

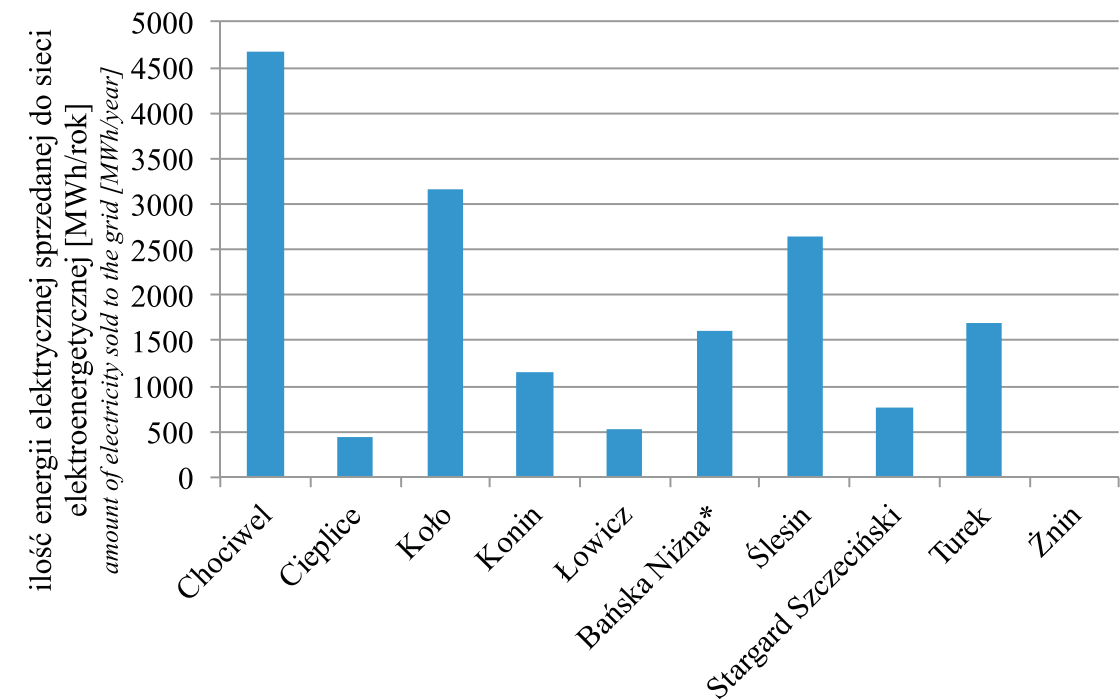
Fig. 8.1. Forecasted level of investments required for the commencement of installation at the analysed location [thousand zloty]

\* Uwzględniono nakłady inwestycyjne jedynie na instalację siłowni binarnej; instalacja ciepłownicza i infrastruktura dystrybucji energii dla tego wariantu istnieje i nie wpływa na poziom przewidywanych nakładów inwestycyjnych (dot. rys. 8.1–8.8).

\* Considering investments into binary generator installation; heating installation and the infrastructure for energy distribution exist for that option and do not influence the level of anticipated investments (fig. 8.1–8.8).

w rozdziale 6.3, zestawiono na rysunku 8.1. Najniższego wymaganego poziomu nakładów inwestycyjnych spodziewać się można dla stref: Bańska Niżna, Cieplice Śląskie-Zdrój, Chociwel, Konin i Łowicz.

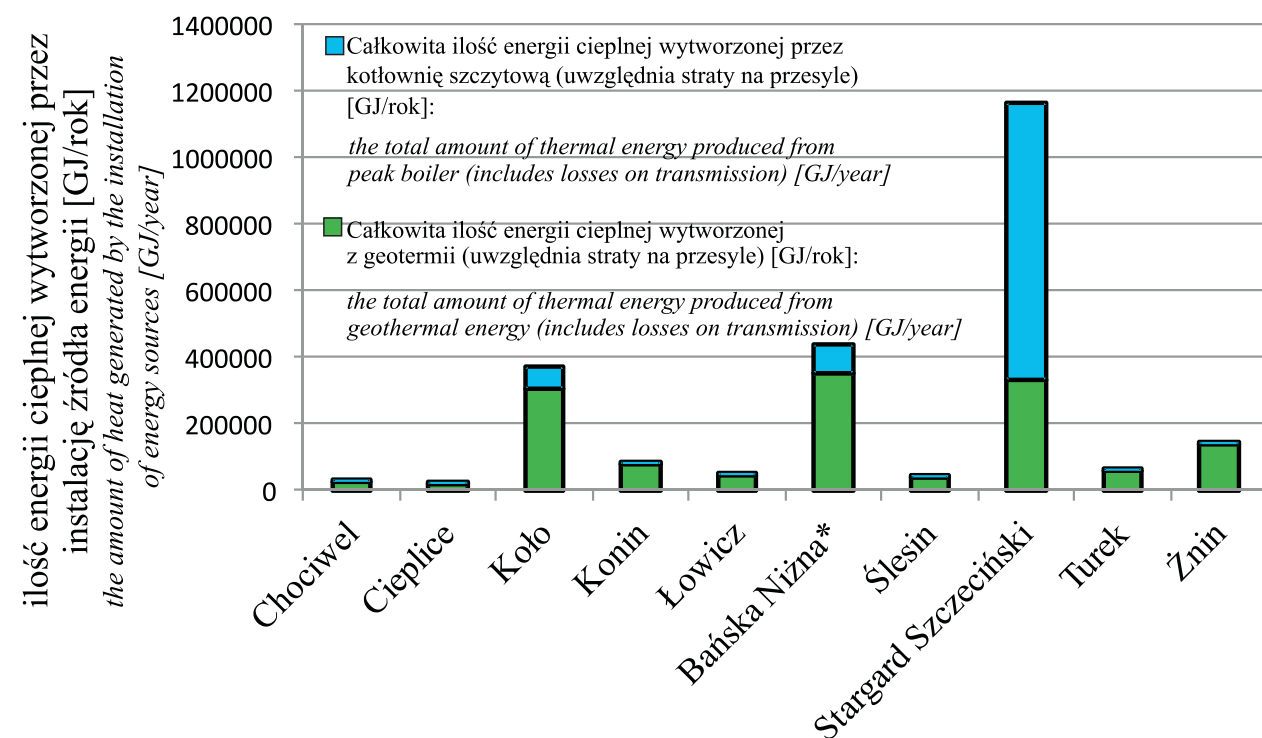
Według kryteriów technicznych, gdzie podstawowym celem jest uruchomienie instalacji binarnej zasilanej wodami termalnymi, czynnikiem klasyfikującym jest wartość energii elektrycznej ze źródła odnawialnego. Uwzględniając potencjalne moce elektrowni binarnych (por. rozdz. 7) najlepszych efektów spośród analizowanych lokalizacji spodziewać się można dla stref: Chociwel, Koło, Ślesin, Turek i Bańska Niżna (rys. 8.2).



Rys. 8.2. Prognoza ilości energii elektrycznej wytworzonej w systemie binarnym i sprzedanej do sieci elektroenergetycznej, po odjęciu potrzeb własnych (produkcja energii elektrycznej netto) [MWh/rok]

Fig. 8.2. Forecast of the electric energy volume generated in the binary system and supplied to the power grid, less own requirements [MWh/year]

Jednym z kluczowych kryteriów, którymi kierowano się dokonując wskazania stref perspektywicznych dla skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej przy zastosowaniu układów binarnych w Polsce (por. rozdz. 7.1), była obecność potencjalnych odbiorców energii (rejonów większych miast). Ten czynnik ma szczególne znaczenie, gdyż w systemach binarnych – poza generacją prądu – wytwarzane są duże ilości ciepła (znacznie przewyższające wielkość energii elektrycznej). Za celowe więc uznano dokonanie oceny potencjalnych stref w kontekście ilości energii ciepłej możliwej do wytworzenia i zagospodarowania w danej lokalizacji. Wyniki analizy zaprezentowano na rysunku 8.3. W rozdziale 6.2 podkreślono, że w polskich uwarunkowaniach geologiczno-żłóżowych z uwagi na zwykle wysokotemperaturową specyfikę istniejących sieci ciepłowniczych, każda instalacja ciepłownicza bazująca na energii geotermalnej wyposażona jest w szczytowe źródło zasilania. Uwzględniając prognozowany udział energii geotermalnej, w ogólnej ilości wytworzonej energii ciepłej analizowane strefy uszeregowano w następującej kolejności: Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło, Żnin, Konin, Turek.

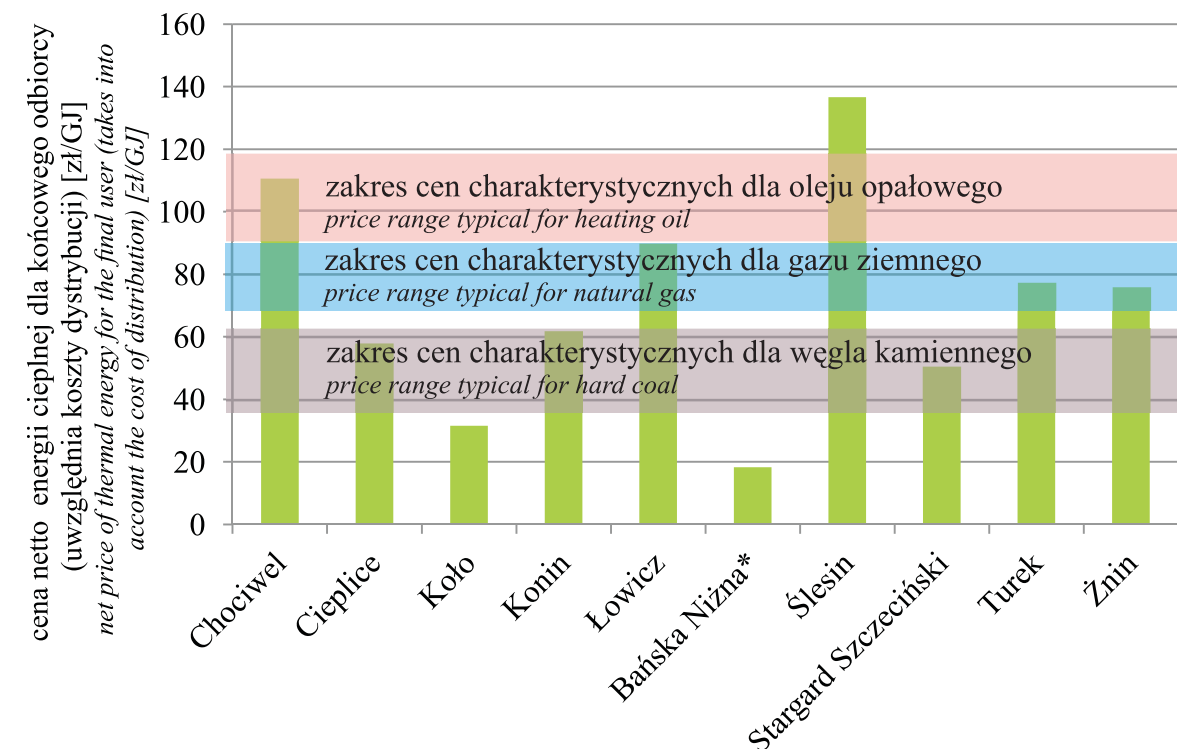


Rys. 8.3. Prognoza ilości energii cieplnej wytworzonej z geotermalnego i szczytowego źródła energii (energia cieplna brutto = energia zużyta przez odbiorcę + straty ciepła na przesyle) [GJ/rok]

Fig. 8.3. Forecast of the heating energy generated by the geothermal and pitch energy sources (gross heating energy = energy utilized by the end-user + heat losses in transfer) [GJ/year]

Mając na uwadze prognozowane ceny energii cieplnej, które stanowią jeden z podstawowych czynników dla osiągnięcia rentowności inwestycji w poszczególnych lokalizacjach (rys. 8.4), strefy najbardziej korzystne to kolejno: Bańska Niżna, Koło, Stargard Szczeciński, Cieplice, Konin. Dla tych lokalizacji cena energii cieplnej netto obowiązująca końcowego odbiorcę (uwzględniająca straty na przesyle) zawiera się w zakresie notowanym obecnie dla węgla kamiennego – jako paliwa odniesienia (por. Pająk, Bujakowski 2013a).

Strefa Bańska Niżna cechuje się prognozowaną ceną jednostkową sprzedaży energii cieplnej znacznie niższą od ceny obowiązującej aktualnie odbiorcę energii cieplnej instalacji geotermalnej PEC Geotermii Podhalańskiej SA – w 2013 był to rząd od 48 do 67 zł/GJ (wg Pająk, Bujakowski 2013a). Rozbieżności wynikają z przyjętych założeń i wyjątkowej sytuacji omawianej lokalizacji. W przypadku Bańskiej Niżnej cała infrastruktura źródła i dystrybucji energii cieplnej już istnieje. Na koszty produkcji energii wpływają jedynie stosunkowo niskie, w porównaniu z innymi lokalizacjami, nakłady inwestycyjne. Nakłady te obejmują jedynie część instalacji związaną z siłownią binarną (bez otworów). Omawiany system cechuje ponadto duża sprzedaż energii cieplnej. Nałożenie tych czynników powoduje niską cenę jednostkową sprzedaży energii cieplnej odbiorcy końcowemu, gwarantującą osiągnięcie równowagi między rocznymi kosztami i przychodami. Należy tu podkreślić, że celem niniejszych analiz nie był opis warunków istniejących, a ocena efektów proponowanych do realizacji rozwiązań. Za każdym razem istniejąca infrastruktura przyczynia się do redukcji przewidywanych nakładów inwestycyjnych, a tym samym redukcji rocznych kosztów utrzymania źródła energii i systemu jej dystrybucji. Wykorzystanie istniejącej infrastruktury było atutem wszystkich analizowanych



Rys. 8.4. Zestawienie prognozowanych cen netto energii cieplnej [zł/GJ] gwarantujących finansową rentowność inwestycji. Są to ceny dla końcowego odbiorcy energii, uwzględniające straty energii na przesyle. Na wykresie naniesiono zakresy charakterystycznych cen określone na podstawie danych rynkowych za 2013 rok (na podstawie Pająk, Bujakowski 2013a)

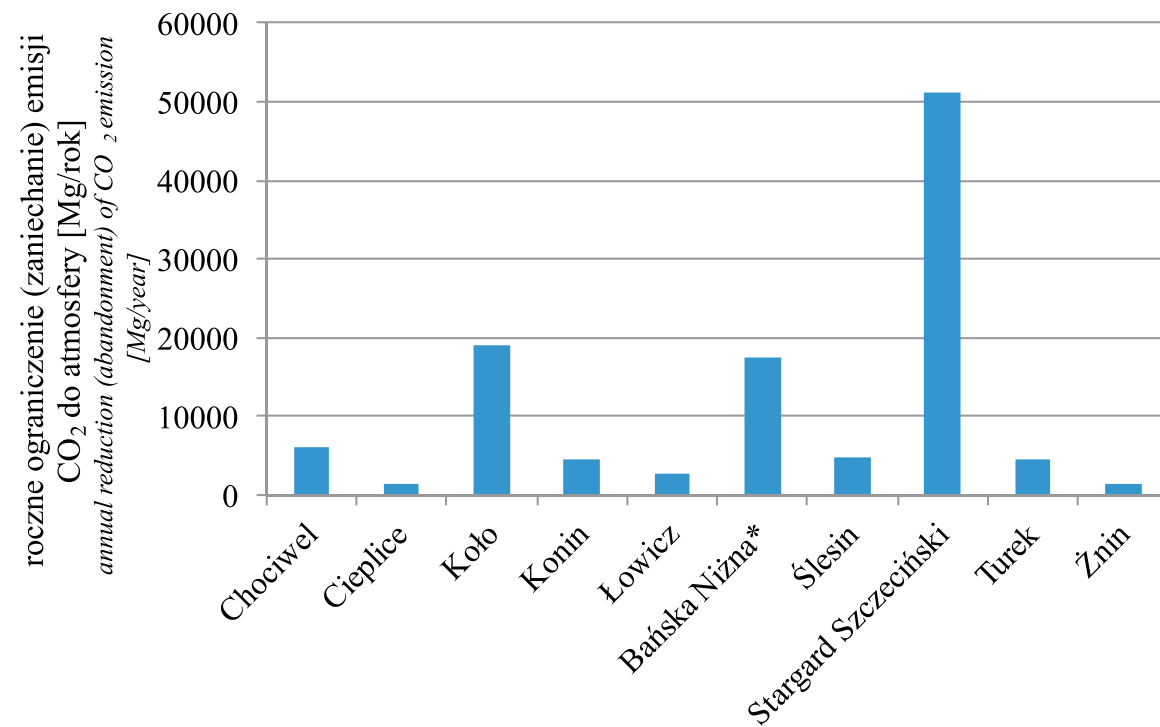
Fig. 8.4. List of the forecasted net prices of the heating energy [zł/GJ] warranting financial profitability of the investment. These are prices for an end-user, considering the energy losses in transfer. In the diagram, specific price ranges have been indicated based on the market data for 2013 (based on Pająk, Bujakowski 2013a)

lokalizacji, a przyjęta metodyka obliczeń „przekładała” istnienie tego faktu na wartości liczbowe, pozwalając w sposób obiektywny dokonać wyboru lokalizacji najlepszych.

Osiągane efekty ekologiczne (zdefiniowane jako redukcja emisji zanieczyszczeń w porównaniu do wariantu z instalacją bazującą na wykorzystaniu węgla jako paliwa oraz korzystającą z sieci elektroenergetycznej jako źródła energii elektrycznej) w dużym stopniu odzwierciedlają osiągnięte efekty energetyczne. Wynika to z ograniczenia emisji, wynikającego z zastąpienia energii pochodzącej z paliw kopalnych, energią odnawialną.

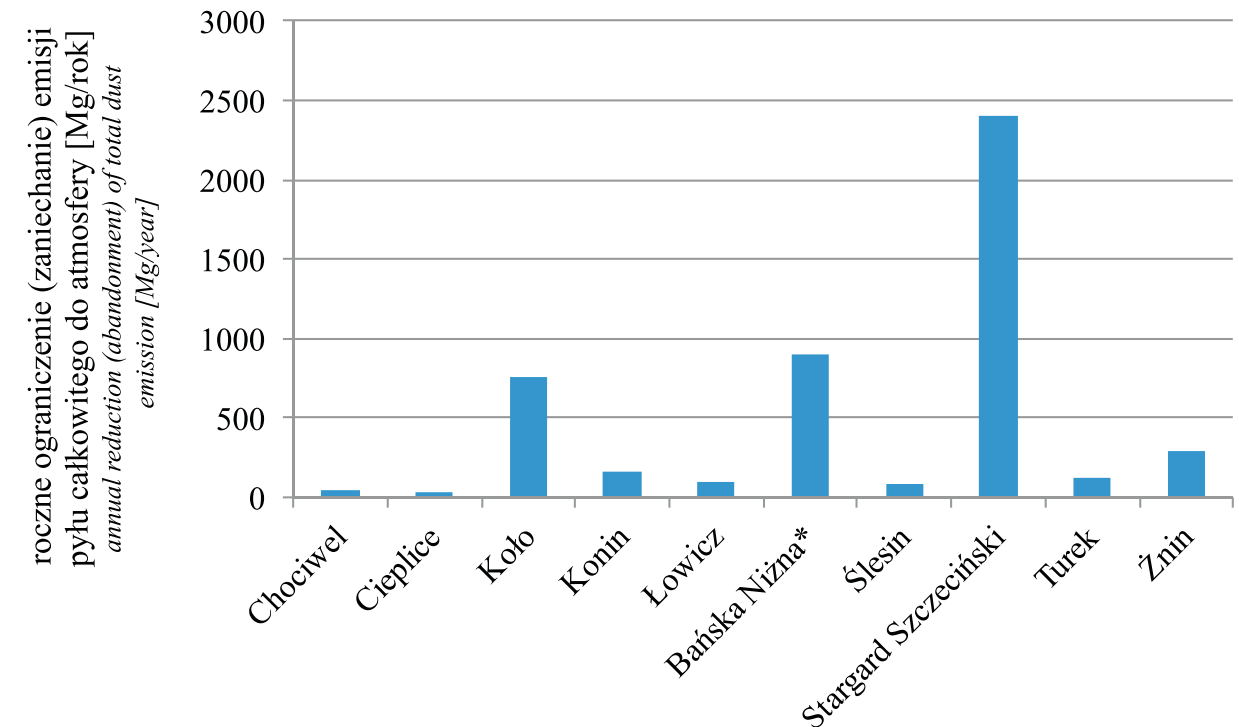
Efekty ekologiczne w odniesieniu do redukcji emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> i pyłu całkowitego przedstawiono na rysunkach: 8.5, 8.6, 8.7. Jedynie ograniczenie emisji NO<sub>x</sub> wykazuje nieco inny trend w strefie Żnina – rysunek 8.8. Duża ilość konsumowanej energii elektrycznej, której nie jest w stanie zabezpieczyć geotermia, powoduje w przypadku lokalizacji Żnin wzrost całkowitego bilansu emisji NO<sub>x</sub>. Dokonując pewnego uśrednienia efektów ekologicznych można jednak stwierdzić, że w tym kontekście najbardziej interesujące są kolejno lokalizacje: Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło oraz Konin, Ślesin, Turek.

Uwzględniając przedstawione powyżej czynnikowe klasyfikacje analizowanych stref perspektywicznych, jako kryteria typowania lokalizacji (stref) priorytetowych przyjęto: cenę energii, wielkość nakładów inwestycyjnych, wielkość produkowanej energii elektrycznej i cieplnej oraz efekt ekologiczny. W sposób arbitralny przypisano każdemu z w.w. kryteriów określoną wagę,



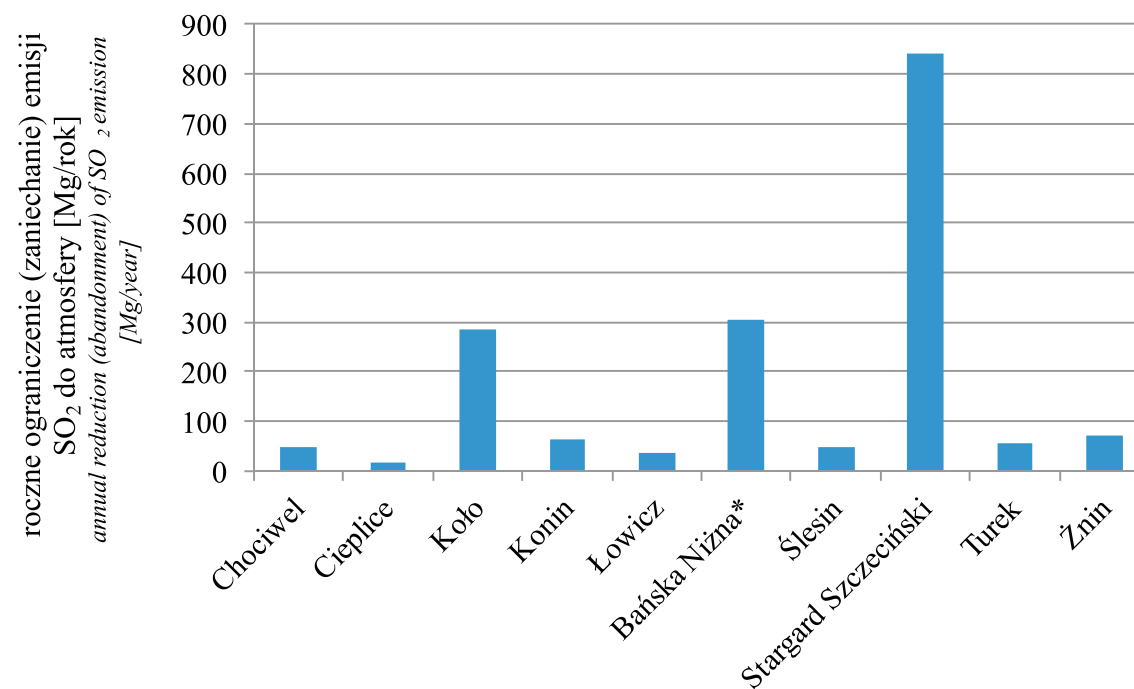
Rys. 8.5. Przewidywane ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery spowodowane wdrożeniem rozwiązania zmierzającego do wykorzystania energii geotermalnej [Mg/rok]

Fig. 8.5. Forecasted reduction of CO<sub>2</sub> emission into the atmosphere, induced by the implementation of the solution aimed at utilization of the geothermal energy [Mg/year]



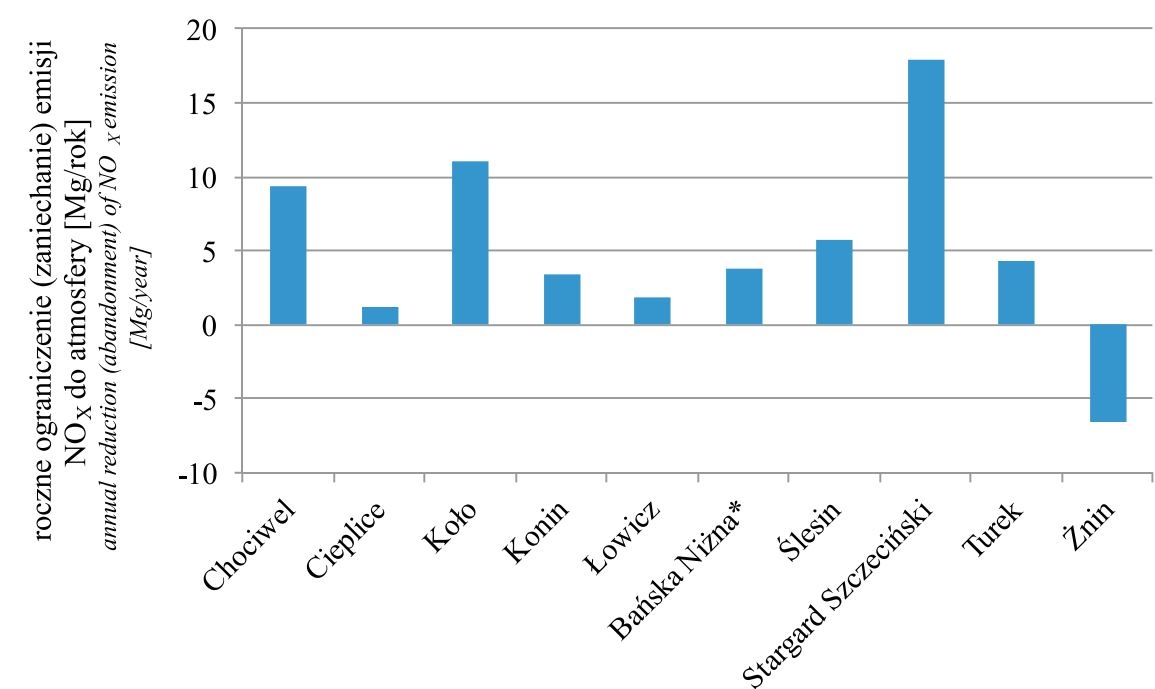
Rys. 8.7. Przewidywane ograniczenie emisji pyłu całkowitego do atmosfery spowodowane wdrożeniem rozwiązania zmierzającego do wykorzystania energii geotermalnej [Mg/rok]

Fig. 8.7. Forecasted reduction of the total dust emission into the atmosphere, induced by the implementation of the solution aimed at utilization of the geothermal energy [Mg/year]



Rys. 8.6. Przewidywane ograniczenie emisji SO<sub>2</sub> do atmosfery spowodowane wdrożeniem rozwiązania zmierzającego do wykorzystania energii geotermalnej [Mg/rok]

Fig. 8.6. Forecasted reduction of SO<sub>2</sub> emission into the atmosphere, induced by the implementation of the solution aimed at utilization of the geothermal energy [Mg/year]



Rys. 8.8. Przewidywane ograniczenie emisji NO<sub>x</sub> do atmosfery spowodowane wdrożeniem rozwiązania zmierzającego do wykorzystania energii geotermalnej [Mg/rok]

Fig. 8.8. Forecasted reduction of NO<sub>x</sub> emission into the atmosphere, induced by the implementation of the solution aimed at utilization of the geothermal energy [Mg/year]

uznając że największą wagę posiada kryterium związane z ilością wyprodukowanej energii elektrycznej. Wykorzystano następujący algorytm:

- ♦ wszystkie strefy dzieli się według analizowanego kryterium na cztery grupy: grupa pierwsza (najlepsza) otrzymuje – 3 punkty, druga – 2 punkty, trzecia – 1 i czwarta – 0 punktów;
- ♦ każdemu kryterium przypisuje się wagę (suma wag dla wszystkich kryteriów daje 1);
- ♦ dokonuje się wartościowania poszczególnych lokalizacji, według schematu: ilość punktów razy waga kryterium.

Ostatecznie otrzymano całkowitą ilość punktów dla poszczególnych stref. Sposób oceny, wagi przypisane poszczególnym parametrom i ranking poszczególnych stref zestawiono w tabeli 8.1.

Tabela 8.1. Klasyfikacja analizowanych stref według oceny wielokryterialnej (przy wykorzystaniu opisanego w tekście algorytmu)

Table 8.1. Classification of the analysed locations based on multi-criteria evaluation (using the algorithm described herein)

Kryterium/strefa	Chociwel	Cieplice Śląskie-Zdrój	Koło	Konin	Łowicz	Bańska Niżna	Ślesin	Stargard Szczeciński	Turek	Żnin	Waga
Cena energii ciepłej gwarantująca rentowność inwestycji	0	2	3	2	1	3	0	2	1	1	0,1
Poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych	2	3	0	2	2	3	1	0	1	0	0,2
Ilość energii elektrycznej netto wytworzonej przez system binarny	3	1	2	1	1	1	2	1	1	0	0,4
Ilość wytwarzanej energii ciepłej i udział energii geotermalnej w ogólnej ilości energii ciepłej	1	1	3	2	2	3	2	3	2	2	0,2
Osiągnięty efekt ekologiczny	0	0	2	1	0	2	1	3	1	0	0,1
<b>Ocena lokalizacji</b>	<b>1,8</b>	<b>1,4</b>	<b>1,9</b>	<b>1,5</b>	<b>1,3</b>	<b>2,1</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,2</b>	<b>0,5</b>	

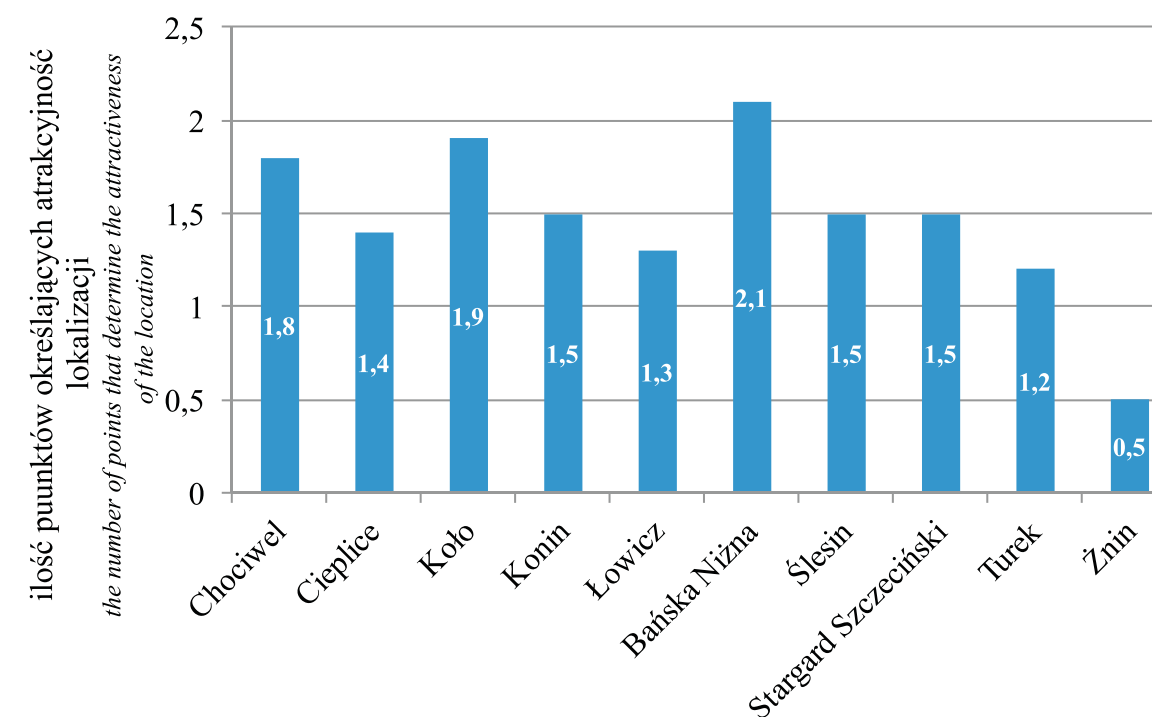
Analiza warunków hydrogeotermalnych w kontekście konwersji energii wód termalnych w energię elektryczną i ciepłą, dokonana na podstawie klasyfikacji wielokryterialnej, wskazuje na następującą klasyfikację stref perspektywicznych począwszy od najbardziej korzystnych:

1. Bańska Niżna 2,1 pkt,
2. Koło 1,9 pkt,
3. Chociwel 1,8 pkt,
4. Stargard Szczeciński, Konin i Ślesin 1,5 pkt,
5. Cieplice 1,4 pkt,
6. Łowicz 1,3 pkt,

7. Turek 1,2 pkt,

8. Żnin 0,5 pkt.

Klasyfikację powyższą przedstawiono na rysunku 8.9.



Rys. 8.9. Klasyfikacja analizowanych stref według kryterium – tab. 8.1

Fig. 8.9. Classification of the analysed areas according to criterion – tab. 8.1

Za najbardziej perspektywiczną i atrakcyjną lokalizacją uznaje się strefę Bańskiej Niżnej. Głównym jej atutem są dobre parametry zbiornikowe, w szczególności wysoka wydajność ujęć geotermalnych. Wody termalne występujące w obrębie węglanowych struktur geologicznych niecki podhalańskiej cechują się bardzo niską mineralizacją, co z technicznego punktu widzenia powinno minimalizować ryzyko pojawienia się problemów technicznych związanych z wytrącaniem osadów w instalacji. Zbiornik podhalański jest od wielu lat eksploatowany w celach ciepłowniczych, można zatem uznać, że niewielkie jest ryzyko pojawienia się problemów trudnych do przewidzenia na etapie projektowania i uruchamiania instalacji. Od strony złożowej jedynym mankamentem lokalizacji jest niezbyt wysoka temperatura wody termalnej w aspekcie generacji energii elektrycznej. Skutkuje to niskimi sprawnościami konwersji energii ciepłej w energię elektryczną. Podobnie jak w przypadku innych lokalizacji dość wysokie są nakłady energetyczne związane z zatłaczaniem schłodzonych wód do górotworu. Pomniejsza to w sposób zdecydowany wysoki efekt produkcji energii elektrycznej netto. Problem ten można w tej strefie uznać za dość znany i możliwy do realnego oszacowania, co ułatwia przygotowywanie wiarygodnego studium wykonalności, dla uruchomienia siłowni binarnej. Rozpoznanie takiego nie ma w przypadku innych lokalizacji. Założono bowiem, że w przypadku każdej analizowanej strefy, poza strefą Bańska Niżna, system geotermalny będzie oparty na dublecie otworów (jeden otwór eksploatacyjny i jeden chłonny). Rzeczywiste problemy jakie spotyka się przy zatłaczaniu wód do górotworu (por. rozdz. 6.3 i 7) – zwłaszcza w przypadku udostępnienia do

eksploatacji struktur piaskowcowych, gdzie występują wysokozmineralizowane wody termalne – są związane z wytrącaniem osadów w instalacji (*ang. scaling*) i/lub jej korozją i w konsekwencji problemami z chłonnością. Nie można wykluczyć, że na etapie projektowania konkretnego przedsięwzięcia, w ocenie nakładów inwestycyjnych, oprócz uwzględnienia kosztów wiercenia drugiego otworu chłonnego konieczne będzie również uwzględnienie kosztu prac intensyfikacyjnych, związanych z poprawą chłonności.

Istotnym atutem Bańskiej Niżnej jako miejsca dla pilotowego uruchomienia geotermalnej siłowni binarnej jest również – wspomniane wcześniej – istnienie infrastruktury dla geotermalnego źródła energii i sieci dystrybucji energii cieplnej, przez co istnieje możliwość odprowadzania znaczących ilości energii cieplnej, co minimalizuje nakłady inwestycyjne.

Załącznik 8.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych, ekonomicznych i ekologicznych dla analizowanych wariantów związanych z wykorzystaniem energii geotermalnej dla zaspokojenia potrzeb cieplnych i wytwarzania energii elektrycznej w systemach binarnych

Appendix 8.1. List of the main technical, economic and ecological parameters for the analysed options related to employing geothermal energy for satisfaction of the heating requirements and generation of the electrical energy in binary systems

Lp	Parametr \ Opis wariantu:	Chociwel	Cieplice	Koło	Konin	Łowicz	Bańska Niżna	Ślesin	Stargard Szczeciński	Turek	Żnin
1	Głębokość otworu produkcyjnego [m]:	2 936	2 002,5	4 000	2 897	4 300	2 700	3 358	2 530	3 550	3 660
2	Średnica otworu produkcyjnego [m]:	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475
3	Stan otworu produkcyjnego:	nowy	istnieje	nowy	nowy	rekonstrukcja	istnieje	nowy	rekonstrukcja	nowy	nowy
4	Strumień nominalny (maksymalny) wody termalnej [m <sup>3</sup> /h]:	275	45	200	150	50	600	150	275	150	250
5	Temperatura wody w warstwie wodonośnej [°C]:	90	95	120	100	107	86	100	90	100	100
6	Poziom zwierciadła statycznego w otworze produkcyjnym [m p.p.t.]:	100	0	100	100	100	0	100	100	100	100
7	Ciśnienie depresji [MPa]:	0,16	0,08	1,4	1,36	0,2	0,6	0,475	0,17	0,9	4,05
8	Głębokość otworu chłonnego [m]:	3 009	2 000	4 200	2 873	4 300	2 700	3 323	2 500	3 400	3 660
9	Stan otworu chłonnego:	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy	istnieje	nowy	nowy	nowy	nowy
10	Poziom zwierciadła statycznego w otworze chłonnym [m p.p.t.]:	100	0	100	100	100	0	100	100	100	100
11	Ciśnienie represji [MPa]:	0,33	0,15	1,5	2,6	0,5	4,2	1,135	0,25	2,3	8,63
12	Nominalna projektowana różnica temperatur dla wymienników [°C]:	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
13	Nominalna projektowana prędkość przepływu wody w rurociągach [m/s]:	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
14	Projektowana głębokość ułożenia rurociągów względem powierzchni terenu [m]:	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
15	Projektowana temperatura schłodzenia wody termalnej w siłowni binarnej [°C]:	53,3	52,5	55,3	55	55,8	52,5	55	53,3	55	54,8
16	Projektowana temperatura wody termalnej na głowicy otworu produkcyjnego [°C]:	89,03	86	117,57	98,07	98,29	85,6	97,77	89,16	97,65	98,53
17	Temperatura minimalna (projektowa) powietrza zewnętrznego [°C]:	-16	-20	-18	-18	-20	-24	-18	-16	-18	-18
18	Średnia prędkość wiatru w analizowanej lokalizacji [m/s]:	3,45	2,04	3,19	3,19	4	1,16	3,19	3,45	3,19	3,65
19	Temperatura projektowa zasilania instalacji odbiorcy [°C]:	89,65	89,63	145,55	124,02	108,28	89,74	86,53	124,26	124,9	105,67
20	Temperatura projektowa powrotu z instalacji odbiorcy [°C]:	70,35	70,37	65,45	67,98	71,72	70,26	67,47	70,74	67,1	67,33
21	Nominalny (maksymalny) strumień czynnika dla instalacji odbiorcy [m <sup>3</sup> /h]:	107,4	89,7	378,9	80,5	94,5	2 039,1	129,2	1 936,2	78,1	256,8
22	Moc cieplna całkowita odbiorcy [kW]:	2 486,8	20 76,7	35 704,4	5 690,6	4 375,2	47 228,3	3 043	123 327,1	5 516	12 098,3
23	Moc cieplna centralnego ogrzewania dla odbiorcy [kW]:	2 400	2 000	35 150	5 225	4 000	46 000	2 850	120 000	5 225	11 400
24	Moc cieplna przygotowania ciepłej wody użytkowej dla odbiorcy [kW]:	86,8	76,7	554,4	465,6	375,2	1 228,3	193	3 327,1	291	698,3
25	Całkowite zapotrzebowanie na energię cieplną odbiorcy [GJ/rok]:	2 0334	16 405,8	296 033,4	49 514,2	35 998,9	383 313,4	26 130,5	1 001 891,2	47 004,1	101 449,1
26	Całkowita moc cieplna zainstalowana w źródle energii (uwzględnia straty mocy na przesyle) [kW]:	2 568,6	3 145,1	45 300,6	8 731,7	6 274,9	65 160,2	3 486,4	141 425,3	7 619,3	17 257,3
27	Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej przez źródło energii (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	23 577,6	18 376,5	369 922,6	77 408,4	47 775,3	436 364,9	41 764,5	1 165 946,5	62 092,7	141 274,1
28	Całkowita moc cieplna zainstalowana w części geotermalnej [kW]:	2 566	1 314,9	16 973,3	5 492,4	2 511,2	20 213,4	3 456,3	14 579,2	5 170,6	10 025,8
29	Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej z geotermii (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	23 549,6	17 666,2	305 178,8	77 055,7	45 551,5	350 333,8	41 418,9	334 637,6	61 843,7	140 739,7
30	Całkowita moc cieplna zainstalowana w ciepłowni szczytowej [kW]:	2,6	1 830,3	28 327,2	3 239,3	3 763,7	44 946,8	30	126 846,1	2 448,7	7 231,5
31	Całkowita ilość energii cieplnej wytworzonej przez kotłownię szczytową (uwzględnia straty na przesyle) [GJ/rok]:	28,0	710,3	64 743,8	352,7	2 223,8	86 031,1	345,6	831 308,8	249,0	534,4

Lp	Parametr \ Opis wariantu:	Chociwel	Cieplice	Koło	Konin	Łowicz	Bańska Nizna	Ślesin	Stargard Szczeciński	Turek	Żnin
32	Całkowita moc elektryczna zainstalowana w geotermalnej siłowni binarnej [kW]:	628,4	86,8	1 047,2	431,9	133,5	1 128,3	452,4	306,5	451,2	796,8
33	Całkowita ilość energii elektrycznej wytworzonej przez siłownię binarną brutto (uwzględnia potrzeby całej własnej instalacji) [MWh/rok]:	5 131,9	482,7	4 369,3	2 989,3	667,5	4 522,8	3 452,5	938,3	3 204,4	5 279,4
34	Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez siłownię binarną netto (po odjęciu potrzeb własnych instalacji = energia sprzedana) [MWh/rok]:	4 676	439,6	3 157,6	1 152,6	538,2	1 604,9	2 643,1	768,1	1 699,7	0
35	Długość całkowita rurociągu z wodą termalną (od głowic otworów do ciepłowni) [m]:	500	200	200	200	200	100	200	200	200	200
36	Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu z wodą termalną (od głowic otworów do ciepłowni) [m]:	0,28469	0,11516	0,24279	0,21026	0,12139	0,42052	0,21026	0,28469	0,21026	0,27145
37	Stan rurociągu z wodą termalną:	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy	istnieje	nowy	nowy	nowy	nowy
38	Długość całkowita rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej [m]:	200	10	500	500	500	12000	500	500	1000	500
39	Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej [m]:	0,17789	0,16256	0,33418	0,15405	0,16685	0,77523	0,19512	0,75543	0,15167	0,27511
40	Stan rurociągu od ciepłowni geotermalnej do ciepłowni szczytowej:	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy	istnieje	nowy	nowy	nowy	nowy
41	Długość całkowita rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy energii cieplnej [m]:	13 00	1 000	16 600	10 000	5 000	5 000	5 000	60 000	5 000	23 500
42	Średnica nominalna rury przewodowej dla rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy energii [m]:	0,17789	0,16256	0,33418	0,15405	0,16685	0,77523	0,19512	0,75543	0,15167	0,27511
43	Stan rurociągu od ciepłowni szczytowej do odbiorcy:	istnieje	nowy	istnieje	istnieje	istnieje	istnieje	nowy	istnieje	istnieje	istnieje
44	Maksymalne opory przepływu na rurociągach ciepłowniczych przesyłowych (z wyłączeniem rurociągu z wodą termalną) [MPa]:	0,1697	0,1358	0,9297	1,43	0,6741	0,2395	0,5753	1,2927	0,7809	1,702
45	Maksymalne opory przepływu na rurociągu z wodą termalną [MPa]:	0,0363	0,0426	0,0174	0,0206	0,0396	0,0046	0,0205	0,0148	0,0206	0,0152
46	Maksymalne ciśnienie do pokonania przez pompy geotermalne (ciśnienie represji minus ciśnienie depresji) [MPa]:	0,49	0,23	2,9	3,96	0,7	4,8	1,61	0,42	3,2	12,68
47	Moc pomp geotermalnych i obiegowych (uwzględnia pompę głębinową w otworze produkcyjnym i pompy stacji zatłaczania) [kW]:	56,5	8,5	324,8	247,3	34,9	878,8	110,7	910,5	188,9	1253,7
48	Cena netto zakupu energii elektrycznej [zł/kWh]:	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488
49	Cena netto sprzedaży energii elektrycznej [zł/kWh]:	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
50	Cena netto zakupu gazu ziemnego wysokometanowego [zł/m <sup>3</sup> ]:	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626	1,626
51	Cena netto sprzedaży energii cieplnej gwarantująca finansową rentowność inwestycji [zł/GJ]:	110,2	57,97	31,5	61,76	89,54	18,25	136,58	50,42	77,06	75,6
52	Całkowite prognozowane nakłady inwestycyjne (główne komponenty zestawiono poniżej) [tys. zł]:	5 7443	17 593	104 008	55 896	56 729	14 836	73 146	94 728	69 291	87 763
53	Nakłady inwestycyjne na otwór produkcyjny [tys. zł]:	23 005	0	35 013	22 580	12 850	0	27 666	6 215	29 831	31 084
54	Nakłady inwestycyjne na otwór chłonny [tys. zł]:	23 802	13 137	37 364	22 320	38 551	0	27 275	18 327	28 138	31 084
55	Nakłady inwestycyjne na siłownię binarną [tys. zł]:	61 00	860	8 252	3 943	1 218	11 195	4 138	2 972	4 130	7 247
56	Nakłady inwestycyjne na szczytowe kotły gazowe [tys. zł]:	1	641	9 915	1 134	1 317	0	11	44 396	857	2 531
57	Nakłady inwestycyjne na pompy geotermalne (głębinowa i stacja pomp zatłaczania) [tys. zł]:	267	21	1 151	1 179	69	0	479	229	952	6 290
58	Nakłady inwestycyjne na pompy obiegowe [tys. zł]:	15	11	249	81	47	0	53	1 757	43	306
59	Nakłady inwestycyjne na wymienniki ciepła [tys. zł]:	479	210	2 703	889	397	169	586	2 233	843	1 623
60	Nakłady inwestycyjne na rurociągi połączeniowe [tys. zł]:	1 539	2 114	1 689	1 278	1 219	0	11 143	2 305	2 138	1 603
61	Nakłady inwestycyjne na budynek ciepłowni geotermalnej i szczytowej [tys. zł]:	799	350	4 505	1 481	661	282	977	3 721	1 405	2 706
62	Całkowite koszty obsługi instalacji (główne składniki kosztów zestawiono poniżej) [tys. zł/rok]:	3 363	1 057	10 082	3 335	3 352	7 381	4 203	50 696	4 030	7 670

Lp	Parametr \ Opis wariantu:	Chociwel	Cieplice	Koło	Konin	Łowicz	Bańska Nizna	Ślesin	Stargard Szczeciński	Turek	Żnin
63	Amortyzacja środków trwałych [tys. zł/rok]:	2 787	842	5 267	2 715	2 652	983	3 454	5 667	3 315	4 441
64	Koszty obsługi, remontów, konserwacji [tys. zł/rok]:	574	176	1 040	559	567	148	731	947	693	878
65	Koszty zakupu nośników energii [tys. zł/rok]:	1	39	3 775	60	133	6 250	18	44 082	23	2 351
66	Przychody z tytułu sprzedaży energii (szczegółowo zestawiono poniżej) [tys. zł/rok]:	3 363	1 057	10 082	3 335	3 352	7 381	4 203	50 696	4 030	7 670
67	Przychody z tytułu sprzedaży energii cieplnej [tys. zł/rok]:	2 241	951	9 324	3 058	3 223	6 996	3 569	50 511	3 622	7 670
68	Przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej [tys. zł/rok]:	1 122	106	758	277	129	385	634	184	408	0
69	Uśredniony prosty czas zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych [lata]:	20,6	20,9	19,7	20,6	21,4	15,1	21,2	16,7	20,9	19,8
70	Średnie roczne straty energii cieplnej na przesyle [ułamek energii cieplnej wytworzonej w źródle energii]:	0,14	0,12	0,20	0,36	0,25	0,12	0,37	0,16	0,24	0,28
71	Roczna emisja B(a)P dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0	0	0	0	0	0,001	0	0	0	0,001
72	Roczna emisja sadzy dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0	0	0,016	0,002	0,001	0,067	0	0,043	0	0,086
73	Roczna emisja pyłu dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0	0,002	0,338	0,033	0,015	1,415	0	0,915	0,008	1,817
74	Roczna emisja CO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	1 425,859	1 115,805	23 299,102	4 771,717	2 929,135	30 271,021	2 525,759	73 021,804	3 776,327	13 528,917
75	Roczna emisja CO dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,259	0,212	6,178	1,057	0,616	13,622	0,46	18,532	0,731	12,884
76	Roczna emisja NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,92	0,725	16,115	3,183	1,936	24,079	1,629	50,039	2,46	14,577
77	Roczna emisja SO <sub>2</sub> dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0	0,028	5,737	0,559	0,247	23,997	0	15,524	0,131	30,819
78	Roczna emisja węglowodorów alifatycznych dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,071	0,06	2,163	0,335	0,189	5,713	0,125	6,347	0,21	6,08
79	Roczna emisja wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych dla wariantu z wykorzystaniem geotermii [Mg/rok]:	0,024	0,019	0,475	0,088	0,052	0,877	0,042	1,451	0,065	0,707
80	Roczna emisja B(a)P dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	0,024	0,018	0,371	0,078	0,048	0,437	0,042	1,166	0,062	0,141
81	Roczna emisja sadzy dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	12,203	9,453	190,197	39,809	24,566	224,32	21,515	599,31	31,946	72,615
82	Roczna emisja pyłu dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	50,283	37,968	762,136	159,669	98,479	898,215	86,918	2398,645	128,373	290,601
83	Roczna emisja CO <sub>2</sub> dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	7 388,556	24 02,939	4 2412,197	9 389,96	5 614,065	47 810,268	7 182,617	124 061,148	8 343,725	14 934,653
84	Roczna emisja CO dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	145,849	106,049	2 121,252	445,054	274,269	2 497,208	244,932	6 664,046	358,842	807,24
85	Roczna emisja NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	10,249	1,885	27,099	6,607	3,748	27,929	7,414	67,922	6,776	8,053
86	Roczna emisja SO <sub>2</sub> dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	47,502	16,279	290,852	64,046	38,408	329,371	47,638	857,279	56,391	103,271
87	Roczna emisja ww, alifatycznych dla wariantu referencyjnego (energia cieplna z węgla kamiennego i sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	12,298	5,778	109,549	23,508	14,303	126,707	15,085	334,373	19,778	40,404
88	Emisja wielopierścieniowych ww. aromat. dla wariantu referencyjnego (en, cieplna z węgla kamiennego, sieciowa energia elektryczna) [Mg/rok]:	7,299	5,308	106,173	22,276	13,728	124,991	12,259	333,552	17,96	40,404
89	Roczne ograniczenie emisji B(a)P [Mg/rok]:	0,024	0,018	0,37	0,078	0,048	0,436	0,042	1,166	0,062	0,14
90	Roczne ograniczenie emisji sadzy [Mg/rok]:	12,203	9,453	190,181	39,807	24,566	224,254	21,515	599,267	31,946	72,529
91	Roczne ograniczenie emisji pyłu [Mg/rok]:	50,283	37,967	761,798	159,636	98,465	896,8	86,918	2 397,73	128,366	288,784

Lp	Parametr \ Opis wariantu:	Chociwel	Cieplice	Koło	Konin	Łowicz	Bańska Nizna	Ślesin	Stargard Szczeciński	Turek	Żnin
92	Roczne ograniczenie emisji CO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	5 962,697	1 287,134	19 113,096	4 618,243	2 684,93	17 539,246	4 656,858	51 039,344	4 567,398	1 405,736
93	Roczne ograniczenie emisji CO [Mg/rok]:	145,59	105,837	2 115,073	443,997	273,653	2 483,586	244,472	6 645,513	358,111	794,356
94	Roczne ograniczenie emisji NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	9,329	1,16	10,984	3,424	1,812	3,851	5,785	17,883	4,316	-6,524
95	Roczne ograniczenie emisja SO <sub>2</sub> [Mg/rok]:	47,502	16,251	285,115	63,487	38,161	305,374	47,638	841,755	56,26	72,453
96	Roczne ograniczenie emisji węglowodorów alifatycznych [Mg/rok]:	12,228	5,718	107,386	23,173	14,115	120,993	14,959	328,026	19,567	34,324
97	Roczne ograniczenie emisji wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych [Mg/rok]:	7,275	5,289	105,698	22,188	13,675	124,114	12,217	332,101	17,896	39,697
98	Roczne procentowe ograniczenie emisji B(a)P w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	100	99,996	99,954	99,979	99,985	99,838	100	99,961	99,994	99,358
99	Roczne procentowe ograniczenie emisji sadzy w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	100	99,999	99,992	99,996	99,997	99,97	100	99,993	99,999	99,882
100	Roczne procentowe ograniczenie emisji pyłu w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	100	99,996	99,956	99,979	99,985	99,842	100	99,962	99,994	99,375
101	Roczne procentowe ograniczenie emisji CO <sub>2</sub> w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	80,702	53,565	45,065	49,183	47,825	36,685	64,835	41,14	54,741	9,413
102	Roczne procentowe ograniczenie emisji CO w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	99,822	99,8	99,709	99,762	99,775	99,455	99,812	99,722	99,796	98,404
103	Roczne procentowe ograniczenie emisji NO <sub>x</sub> w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	91,028	61,539	40,533	51,819	48,352	13,787	78,03	26,328	63,692	-81,023
104	Roczne procentowe ograniczenie emisja SO <sub>2</sub> w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	100	99,83	98,028	99,127	99,357	92,714	99,999	98,189	99,767	70,157
105	Roczne procentowe ograniczenie emisji węglowodorów alifatycznych w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	99,425	98,958	98,026	98,576	98,681	95,491	99,169	98,102	98,936	84,952
106	Roczne procentowe ograniczenie emisji wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych w odniesieniu do wariantu referencyjnego [%]:	99,677	99,644	99,552	99,606	99,619	99,299	99,659	99,565	99,641	98,25

## Summary – Classification of the prospect areas

Classification of the prospect areas ought to be preceded by a multiple-criteria analysis. The achievable technical, economic and ecological parameters should be identified as the determining factors, considering the local hydrogeothermal environment as well as the existing or necessary energy-related infrastructure.

The results of the analysis presented in Chapter 7 regarding operation of potential binary power plants in selected areas are listed in Appendix 8.1.

An important criterion for investment viability, from the point of view of a potential investor, is the level of capital expenditure required to launch the project. The diagram of parameter scores calculated according to the methodology described in Chapter 6.3, was presented in Figure 8.1. The lowest level of investment required may be expected in the following areas: Bańska Niżna, Cieplice Śląskie-Zdrój, Chociwel, Konin and Łowicz.

According to the criteria presented in the current Atlas, the ultimate reason for construction of the binary installation powered by thermal water is generation of electricity from a renewable source. Considering the potential power levels of the binary power plants (see Chapter 7), the best results from the locations analysed should be anticipated for the following areas: Chociwel, Koło, Ślesin, Turek and Bańska Niżna (Fig. 8.2). Considering the estimated share of geothermal energy in the overall volume of the heating energy generated, the areas analysed were placed in the following order: Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło, Żnin, Konin, Turek.

Taking into consideration the predicted price progression of heat energy constituting one of the fundamental factors of profitability of the investments in specific locations (Fig. 8.4), the following areas should be selected as prospects: Bańska Niżna, Koło, Stargard Szczeciński, Cieplice, and Konin, respectively. For these locations the heat energy price before tax for an end-user (taking into account transport losses) remains in the price range of hard coal, assumed as the fuel of reference (see Pająk, Bujakowski, 2013a). The Bańska Niżna location is typical with its forecast unit selling price of heat energy at a significantly lower level than the price currently valid for an end-user of the PEC Geotermia Podhalańska SA – geothermal installation operator, according to (Pająk, Bujakowski 2013a); in 2013 it varied from 48 up to 67 zł/GJ. The discrepancies result from the assumptions and the specific situation at the location chosen. In the case of Bańska Niżna, all the infrastructure of the energy source and heating distribution already exists. The energy production costs are influenced only by the relatively low (compared to other locations) investments. The investments are related to part of the installation only, namely to the binary generator. In each case, the existing infrastructure produced a reduction in the investment funds required, thus reducing the annual maintenance costs

of the energy source and the distribution system. Availability of existing infrastructure constituted a vital asset in the locations analysed, whereas the methodology employed mapped such occurrence onto numerical values enabling objective selection of the priority locations.

The ecological effects related to the reduction of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and total dust emissions are presented in Figures 8.5, 8.6, and 8.7. Having averaged the ecological effects, it can be declared that the most interesting locations from that perspective are (respectively): Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło and Konin, Ślesin, Turek.

Taking into consideration the above mentioned multiple-criteria classifications of the prospect areas analysed, yet another classification method was introduced in order to explicitly determine the priority locations, using the following algorithm:

- ◆ all the locations analysed according to the specific criterion are divided into four groups: first group (the best) scores 3 points, the second – 2 points, the third – 1 and the fourth – 0 points;
- ◆ each criterion is assigned a weight (sum of all weights for all criteria amounts to 1);
- ◆ evaluation of the specific location is made according to the scheme: score times criterion weight.

Finally, the total number of points for specific locations was calculated. The method of evaluation, the weights assigned to certain parameters, as well as the ranking of the specific areas are listed in Table 8.1.

The analysis of Polish hydrogeothermal conditions in the context of the conversion of thermal water energy into electricity and heat based on the multiple-criteria classification resulted in the following ranking of the prospect zones (Fig. 8.9):

1. Bańska Niżna 2.1 pts.,
2. Koło 1.9 pts.,
3. Chociwel 1.8 pts.,
4. Stargard Szczeciński, Konin and Ślesin 1.5 pts.,
5. Cieplice 1.4 pts.,
6. Łowicz 1.3 pts.,
7. Turek 1.2 pts.,
8. Żnin 0.5 pts.

Therefore the Bańska Niżna area has been selected as the most promising and attractive location. The good reservoir parameters form its main and most valuable asset, especially the high productivity of the thermal wells. The thermal waters present in the geological structures have low mineralisation, which, from the technical point of view, should minimise potential technical problems related to the precipitation of scale deposits in the installation. The Podhale reservoir has been exploited for heating purposes for many years, therefore the risk of problems which are hard to predict at the design and commencement of installation operation is low.

## 9. PODSUMOWANIE

*(Wiesław Bujakowski, Barbara Tomaszewska)*

Pierwsza instalacja wytwarzająca energię elektryczną z energii geotermalnej powstała w miejscowości Larderello we Włoszech (Toskania), gdzie w 1911 roku uruchomiono elektrownię komercyjną o mocy 250 kW<sub>e</sub>, wykorzystującą bogate w tym regionie zasoby geotermalnej pary suchej. Obecnie elektrownie geotermalne eksploatowane są w 25 krajach świata. W 2010 roku ich łączna moc szacowana była na około 10 715 MW<sub>e</sub> (Bertani 2010) przy rocznej produkcji energii elektrycznej 67 246 GWh (Bertani 2010).

Warunki termiczne oraz geologiczne powodują, że w Europie dominują złoża wód termalnych o temperaturach, które nie przekraczają 150°C. Złoża wysokotemperaturowe są znane tylko z kilku obszarów o współczesnej lub niedawnej aktywności wulkanicznej lub tektonicznej (Włochy, Turcja, Grecja, Portugalia–Azory, a także Islandia – poza kontynentalną częścią Europy). Głównymi typami litologicznymi skał zbiornikowych wód termalnych są utwory osadowe (wapienie i dolomity, piaskowce), ponadto skały wulkaniczne oraz spękanne i zeszcelinowane partie skał krystalicznych i metamorficznych.

W Europie i azjatyckiej części Turcji, w 2010 roku, całkowita moc wszystkich elektrowni geotermalnych wyniosła 1 553 MW<sub>e</sub> przy produkcji energii elektrycznej 12 372 GWh/rok. Stanowiło to odpowiednio 14,5% udziału w mocy zainstalowanej i 18,4% w generacji energii elektrycznej z geotermii (Bertani 2010). Według stanu na koniec 2012 roku, energia elektryczna produkowana była we Włoszech (moc zainstalowana 880 MW<sub>e</sub>), na Islandii (664 MW<sub>e</sub>), w Turcji (81,6 MW<sub>e</sub>), Portugalii (23 MW<sub>e</sub>), Francji (16,2 MW<sub>e</sub>), Niemczech (6,6 MW<sub>e</sub>) i Austrii (1,4 MW<sub>e</sub>) (IGA News 2012).

W przypadku eksploatacji wód termalnych, których temperatura na wypływie z ujęcia jest niższa od około 150°C, prąd elektryczny generowany jest w instalacjach binarnych. Dąży się, by systemy te pracowały w skojarzeniu, dostarczając także energię cieplną na potrzeby ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Pierwszą siłownią binarną uruchomili w 1967 roku Rosjanie na Kamczatce (Lund 2004); miała ona moc elektryczną 680 kW<sub>e</sub> i produkowała energię z wód o temperaturze 81°C. Według stanu na koniec 2010 r., na całym świecie powstało 236 elektrowni geotermalnych, opartych na organicznym obiegu Rankine’a (ORC) lub według cyklu Kaliny (Bertani 2010).

Podobnie jak w innych krajach, także w Polsce wzrasta zainteresowanie perspektywami generacji energii elektrycznej w systemach binarnych przy zastosowaniu wód termalnych. Wśród krajów europejskich posiadających już instalacje binarne i/lub w których działania dla uruchomienia takich systemów zostały zainicjowane, a jednocześnie cechujących się zbliżonymi warunkami hydrogeotermalnymi do rozpoznanych w Polsce zaliczyć należy: Niemcy, Węgry, Słowację i Rumunię.

Przeprowadzone oceny warunków hydrogeotermalnych panujących w Polsce upoważniają do rozpoczęcia badań dla realizacji wdrożeń tych rozwiązań również w naszym kraju. Warunkiem ich realizacji jest pozyskanie (na wypływie z odwiertu) wód termalnych o temperaturze i wydajności (parametry podstawowe) na odpowiednim dla tych technologii poziomie. Na podstawie istniejących danych można spodziewać się spełnienia wymagań technologicznych i uzyskania odpowiednich parametrów ze zbiorników Niżu Polskiego, rejonu Sudetów a także z Podhala.

W rozdziale 4 niniejszego atlasu oraz na podstawie informacji zawartych w istniejących materiałach, takich jak atlasy geotermalne, publikacje z zakresu hydrogeologii, geotermiki, geofizyki itd. przeanalizowano i wytypowano obszary predestynowane do zagospodarowania energii geotermalnej w systemach binarnych w Polsce. Wskazano najbardziej perspektywiczne struktury geologiczne Niżu Polskiego – utwory jury dolnej i triasu dolnego w obrębie niecki mogileńsko-łódzkiej i niecki warszawskiej oraz jury dolnej niecki szczecińskiej, struktury geotermalne niecki podhalańskiej oraz wybrany obszar Sudetów (Karkonosze).

Celem poszerzenia wiedzy i dla lepszego rozpoznania uwarunkowań geologiczno-złożowych występujących w obrębie wytypowanych struktur hydrogeotermalnych, w rozdziale 5 przedstawiono wyniki badań uszczegółwiających stopień rozpoznania geologicznego. Analizie poddano liczne dane otworowe, dokumentacje wyników odwiertów wykonanych w obrębie wytypowanych obszarów, w tym właściwości fizykochemiczne płynów złożowych, stan techniczny odwiertów (w aspekcie oceny możliwości rekonstrukcji odwiertów dla potrzeb ich wykorzystania w systemach binarnych), dostępny materiał skalny (rdzenie wiertnicze). Wykonane zostały badania poszerzające dotychczasowe rozpoznanie, w tym m. in. reprocessing geofizyki powierzchniowej i wiertniczej oraz, dla wybranych odwiertów, badania mineralogiczno-petrograficzne i petrofizyczne materiału skalnego (porowatość, przepuszczalność, właściwości cieplne skał).

W rozdziale 7 przedstawiono strefy predestynowane do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i cieplnej przy zastosowaniu układów binarnych w Polsce. Kluczowymi kryteriami, którymi kierowano się dokonując wskazania wymienionych stref były: 1) charakterystyka hydrogeotermalna badanych struktur geologicznych, 2) stopień rozpoznania geologicznego z dostępnością i jakością informacji geologicznej; 3) obecność potencjalnych odbiorców energii (rejon większych miast) oraz 4) lokalizacja starych otworów wiertniczych/poszukiwawczych możliwych do rekonstrukcji. Na podstawie szczegółowych analiz wytypowano ostatecznie 10 stref perspektywicznych, w tym na Niżu Polskim – 8, z których 7 w obrębie zbiornika jury dolnej i 1 – triasu dolnego. Do grupy lokalizacji ukierunkowanych na wykorzystanie zbiornika jury dolnej zaliczono strefy położone na obszarze: a) niecki mogileńsko-łódzkiej, w rejonie miejscowości Koło, Turek, Ślesin, Żnin i Konin oraz b) niecki szczecińskiej, w rejonie Stargardu Szczecińskiego i Chociwła. W odniesieniu do zbiornika triasowego, za strefę perspektywiczną uznano rejon miasta Łowicza, położonego w niecce warszawskiej. Na obszarze Karpat Wewnętrznych, najlepsze zasoby geotermalne (wydajność, temperatura) występują w północnej części niecki podhalańskiej i tutaj, z uwagi na istniejącą infrastrukturę zakładu geotermalnego i sieci przesyłowe, wytypowano strefę Bańska Niżna. W Sudetach, zgodnie z analizą przedstawioną w rozdziale 4, wskazano na pluton karkonoski i strefę Cieplice Śląskie-Zdrój.

Dla każdej z dziesięciu wytypowanych stref opracowano model lokalnych warunków geologicznych służący do konstrukcji modelu numerycznego symulującego termikę górotworu oraz warunki pracy potencjalnego systemu binarnego. Powierzchnia każdej strefy wynosiła około 150 km<sup>2</sup> i w jej obszarze znajdowała się wytypowana miejscowość, zlokalizowane miejsca optymalnych warunków hydrogeotermalnych oraz kluczowe do analizy i/lub rekonstrukcji otwory wiertnicze. W kolejnym etapie badań i analiz, dla każdej z ww. stref dokonano oceny produkcji energii i dostępnych mocy, przy wykorzystaniu modeli numerycznych pracy złoża. Modele te określają wielkość produkcji energii przy zachowaniu odnawialności naturalnych zasobów energii geotermalnej. Celem analizy było między innymi określenie warunków eksploatacji zapewniającej bezpieczeństwo pracy systemu geotermalnego w długim horyzoncie czasowym (50-letnim). Rozpoznano potencjalnych

użytkowników/odbiorców energii, wraz z określeniem parametrów cieplowniczych istniejących źródeł i odbiorców ciepła oraz systemów dystrybucji energii. Zebrano i przeanalizowano również dane o systemach elektro-energetycznych, które umożliwiałyby podłączenie systemu binarnego do sieci i wprowadzenie do niej wyprodukowanej energii elektrycznej. Dokonano oceny przewidywanych efektów: finansowych, energetycznych i ekologicznych realizacji wskazanych przedsięwzięć.

Wyniki przeprowadzonych badań pozwoliły na sklasyfikowanie potencjalnych obszarów perspektywicznych (por. rozdz. 8). Biorąc pod uwagę prognozowany poziom nakładów inwestycyjnych dla uruchomienia inwestycji, najniższy przewidywany jest dla stref: Bańska Niżna, Cieplice Śląskie-Zdrój, Chociwel, Konin i Łowicz. W kolejnym kroku dokonano klasyfikacji stref w odniesieniu do prognozowanej ceny energii cieplnej, która stanowi jeden z podstawowych czynników dla osiągnięcia rentowności inwestycji. Za obszary perspektywiczne uznano strefy: Bańska Niżna, Koło, Stargard Szczeciński, Cieplice i Konin. Z kolei, uwzględniając potencjalne moce elektrowni binarnych, najlepszych efektów spośród analizowanych lokalizacji spodziewać się można dla stref: Chociwel, Koło, Ślesin, Turek i Bańska Niżna. Zgodnie z przytoczonymi wcześniej kryteriami typowania stref perspektywicznych dla skojarzonej produkcji energii elektrycznej i cieplnej przy zastosowaniu układów binarnych w Polsce, jednym z istotniejszych czynników była obecność potencjalnych odbiorców energii (rejony większych miast). Stąd, biorąc pod uwagę ilości energii cieplnej możliwej do wytworzenia i zagospodarowania w danej lokalizacji, wskazano na strefy: Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło. Kolejnym kryterium oceny stref perspektywicznych były osiągnięte efekty ekologiczne (zdefiniowane jako redukcja emisji zanieczyszczeń przy porównaniu z instalacją bazującą na wykorzystaniu węgla jako paliwa oraz korzystającą z sieci elektroenergetycznej jako źródła energii elektrycznej). W tym kontekście najbardziej interesujące są kolejno lokalizacje: Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło oraz Konin, Ślesin, Turek.

Uwzględniając przedstawione powyżej klasyfikacje analizowanych stref perspektywicznych, dla wytypowania w sposób jednoznaczny lokalizacji priorytetowych, wprowadzono klasyfikację wykorzystującą algorytm oparty na zasadzie wagowania rozpatrywanych czynników. Analiza warunków hydrogeotermalnych w kontekście konwersji energii wód termalnych w energię elektryczną i ciepłą, dokonana na podstawie klasyfikacji wielokryterialnej, wykazała następującą klasyfikację stref perspektywicznych; kolejno są to: Bańska Niżna, Koło, Chociwel, Stargard Szczeciński, Konin i Ślesin, Cieplice, Łowicz, Turek i Żnin.

Za najbardziej perspektywiczną lokalizację – zwłaszcza w kontekście budowy pierwszej instalacji binarnej – uznano strefę Bańskiej Niżnej. Jej niewątpliwym atutem są dobre parametry zbiornikowe, w szczególności wysoka wydajność ujęć geotermalnych, niskie zasolenie wód i istniejąca infrastruktura podziemna (ujęcia geotermalne) i powierzchniowa – największa w Polsce geotermalna sieć cieplownicza. Podhalański system cieplowniczy to jednocześnie największa instalacja geotermalna w Polsce. Jest on zarządzany przez PEC Geotermia Podhalańska SA. Wykorzystuje dwa otwory eksploatacyjne o sumarycznej produkcji wody termalnej 670 m<sup>3</sup>/h i dwa otwory chłonne, którymi zatłaczane może być do 600 m<sup>3</sup>/h (por. rozdz. 7.10). W roku 2013 zakończono wiercenie nowego otworu produkcyjnego Bańska PGP-3. Moc całkowita układu geotermalnego wynosi 15,4 MW, przy całkowitej mocy zainstalowanej w ciepłowni 80,5 MW (moc geotermalna powiększona o moc kotłowni szczytowej gazowo-olejowej i jednostek kogeneracyjnych). Rurociąg przesyłowy pomiędzy ciepłownią a kotłownią szczytową w Zakopanem posiada długość około 14 km. Do systemu podłączonych jest około 1500 odbiorców, przy wykorzystaniu ponad 1350 węzłów

cieplnych. Całkowita długość sieci cieplowniczej dla omawianego systemu wynosi około 100 km. W warunkach istniejącej infrastruktury geotermalnej zasadne byłoby zrealizować budowę i testy produkcyjne pilotowej instalacji binarnej. Z uwagi na ryzyko ekonomiczne takiego przedsięwzięcia, należałoby go zrealizować na warunkach wytworzenia prototypu naukowego o ograniczonej mocy (np. 200 kW<sub>e</sub>), który byłby podstawą do podjęcia dalszych kroków, rozbudowy i upowszechnienia technologii binarnej w innych częściach kraju.

## Summary (Wiesław Bujakowski, Barbara Tomaszewska)

*The first installation to generate electricity from geothermal energy was constructed in Larderello, Italy (Tuscany), where a commercial plant utilising the rich geothermal resources of dry vapour in the region, overall capable of generating 250 kW<sub>e</sub> of power, became operational in 1911. Currently, geothermal power plants are operating in 25 countries. In 2010, their combined power was expected to reach approximately 10,715 MWe (Bertani 2010), compared to annual electricity production of 67,246 GWh (Bertani 2010).*

*The thermal and geological conditions in Europe have resulted in a predominance of thermal waters whose temperatures do not exceed 150°C. High-temperature deposits are located in just a few regions exhibiting contemporary or recent volcanic or tectonic activity (Italy, Turkey, Greece, Portugal–Azores, as well as Iceland outside of the continental part of Europe). The main lithological types found in the rocks forming thermal water reservoirs are sedimentary structures (limestones and dolomites, sandstones) as well as volcanic rocks and fractured sections of crystalline and metamorphic rocks.*

*In Europe and the Asian part of Turkey, the combined power of all the geothermal power plant in 2010 amounted to 1 553 MWe, compared to the annual electricity production of 12 372 GWh. This contributed to 14.5% of the installed power and 18.4% in generation of the electricity from geothermal sources, respectively (Bertani, 2010). As of the end of 2012, electricity was generated in Italy (installed power 880 MWe), Iceland (664 MWe), Turkey (81,6 MWe), Portugal (23 MWe), France (16.2 MWe), Germany (6.6 MWe) and Austria (1.4 MWe) (IGA News 2012).*

*In situations where thermal waters whose outlet temperature is lower than approximately 150°C are being utilised, the electric current is generated in binary installations. It is desirable that the systems operate in a coordinated way, providing both heat for heating purposes and hot tap water. The first binary generator was commissioned by the Russians in Kamchatka in 1967 (Lund 2004). It generated the 680 kW<sub>e</sub> of electricity and produced energy from geothermal sources at a temperature of 81°C. As of the end of 2010, there were 236 geothermal power plants completed worldwide, operating according to the organic Rankine or Kalina cycles (Bertani 2010).*

*In Poland, similarly to other countries, the perspective of generating electricity in the binary systems using geothermal sources draws growing attention. Among the European countries curren-*

tly operating the binary installations and/or those where the activities aimed at construction of such systems already started, the following states exhibiting hydrogeothermal conditions similar to the ones recognised in Poland may be indicated: Germany, Hungary, Slovakia and Romania.

The results of the completed assessment of the hydrogeothermal conditions in Poland support initiatives of research concerning implementation of the above mentioned solutions. A required condition is acquisition (at the well outlet) of thermal water providing temperature and productivity (basic parameters) appropriate for the selected technology. Based on the existing data, fulfilment of the technological requirements and achievement of relevant parameters may be expected from the reservoirs in the Polish Lowland, the Sudetes and the Podhale regions.

In Chapter 4 of the current Atlas, based on information contained in existing materials, such as geothermal atlases, papers on hydrogeology, geothermal technology, geophysics etc., regions constituting prospects for the utilisation of binary technologies in the geothermal energy industry in Poland were analysed and selected. The most promising geological structures of the Polish Lowland were identified – Lower Jurassic and Lower Triassic structures within the Łódź Basin and Warsaw Basin as well as Lower Jurassic structures in the Szczecin Basin, geothermal structures in the Podhale region and selected areas of the Sudetes region.

In order to expand the knowledge and to better recognize the geological and reservoir conditions of the selected hydrogeothermal structures, in Chapter 5 results of the detailed geological assessment were presented. Many borehole-related data were analysed, drilling documentations executed in the prospect areas, including the chemical conditions of the reservoir fluids, technical conditions of the wells (as far as the assessment of their potential reconstruction for re-use in the binary systems is concerned), availability of the reservoir rock material (core samples). Auxiliary research was carried out, including reprocessing of the surface and drilling geophysics as well as, for selected boreholes, mineralogical & petrographic examinations of the rock material (porosity, permeability, thermal properties) of the rock.

In Chapter 7, areas in Poland prospective for combined generation of electricity and heat using binary systems were presented. Key criteria governing the selection became: 1) the hydrogeothermal characteristics of the geological structures examined, 2) the level of geological recognition including the availability and quality of the geological data; 3) the presence of the potential energy end-users (proximity to larger urban areas) and 4) location of existing boreholes available for reconstruction. Based on the detailed analysis, 10 areas were finally selected, including 8 in the Polish Lowland, 7 of which indicate the Lower Jurassic formation as the thermal water reservoir, 1 pointing at the Lower Triassic reservoir. To the first set of locations, focused on the use the Lower Jurassic reservoir, the following areas were assigned, located in: a) Łódź Basin, nearby Koło, Turek, Ślesin, Żnin and Konin and b) Szczecin Basin, in the Stargard Szczeciński and Chociwel region. As for the Triassic reservoir, the prospect zone was identified in the Łowicz region, located within the Warsaw Basin. In the Inner Carpathians region, the best geothermal resources (productivity, temperature) can be found in the northern part of the Podhale region. Due to existing infrastructure of the geothermal facility, the area of Bańska Niżna was selected. In Sudetes, according to the analysis presented in Chapter 4, the Karkonosze pluton and Cieplice Śląskie-Zdrój areas were identified.

For each of the 10 areas selected, the local geological model was created, constituting the basis for the numerical model aimed at simulation of the operating conditions of the potential binary

system. The area of each zone was assumed to be approximately 150 km<sup>2</sup>, incorporating a selected town, including locations presenting the optimal hydrogeothermal conditions and boreholes crucial for the analysis and/or reconstruction. At the next stage of the research and analysis, evaluation of the available power and energy generation potential was carried out for each of the above-mentioned areas using the numerical models of the deposits. The models evaluated the volume of electricity generated in conditions of renewability of the geothermal energy resources. The purpose of the analysis was, among other things, to assess the evaluation of the operating conditions maintaining the safety of use of the geothermal system in the long term perspective. The potential end-users / consumers of energy were identified, in relation to parameters of the existing sources and energy distribution systems. Electric distribution systems were analysed, potentially enabling the connection of the binary system to the grid and introduction of the generated electric power. The anticipated effects of the planned endeavours were assessed against financial, energy-related and ecological criteria.

The results of the research facilitated the classification of the prospect areas (see Chapter 8). Taking into consideration the anticipated level of investments necessary for commissioning the project, the lowest required cost is expected for the following areas: Bańska Niżna, Cieplice Śląskie-Zdrój, Chociwel, Konin and Łowicz. In the next stage, the areas were classified according to the predicted price of heat, constituting one of the primary factors of ultimate profitability of the investment. Promising areas were identified: Bańska Niżna, Koło, Stargard Szczeciński, Cieplice and Konin. Furthermore, considering the potential power levels of the binary plants, the best effects may be expected from the following areas: Chociwel, Koło, Ślesin, Turek and Bańska Niżna. According to the selection criteria for combined electricity and heat generation using binary systems in Poland, presence of the potential energy end-users (proximity of larger urban areas) became one of the most fundamental factors. Hence, taking into consideration the amount of the heating energy potentially obtainable and utilisable in a given location, the following areas were selected: Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło. Another criterion for assessment of the prospect areas were the ecological effects (defined as reduction of polluting emissions), when comparing the generation of electric and thermal energy from geothermal sources with a relevant coal-based installation using the electric grid as the source of the electricity). According to such a viewpoint, the most interesting locations are: Stargard Szczeciński, Bańska Niżna, Koło oraz Konin, Ślesin, Turek, respectively.

Taking into consideration the classification methods of the prospect areas presented above, in order to explicitly select the priority locations, the weighted factors algorithm was used for classification. The analysis of Polish hydrogeothermal conditions related to conversion of the thermal water energy into the electricity and heating, conducted through a multi-criteria evaluation, resulted in the following classification of the prospect areas: Bańska Niżna, Koło, Chociwel, Stargard Szczeciński, Konin i Ślesin, Cieplice, Łowicz, Turek and Żnin, respectively.

The Bańska Niżna area was identified as the most promising location, especially in terms of the construction of a first installation. Good reservoir parameters, specifically high productivity of the geothermal intakes combined with low the water mineralization, pre-existing subterranean (geothermal wells) and surface infrastructure (the largest geothermal heating network in Poland) – undoubtedly form valuable assets of that location. The Podhale geothermal heating system simultaneously constitutes the largest geothermal installation in Poland. It is managed by the PEC Geotermia Podhalańska SA. Two production wells are operating with maximum thermal water

productivity of 670 m<sup>3</sup>/h and two injection wells, potentially of injecting up to 600 m<sup>3</sup>/h (see Chapter 7.10). In 2013, drilling of the new Bańska PGP-3 production well was completed. The total power of the geothermal heating plant equals 15.4 MW with 80.5 MW of total power installed (geothermal power combined with the gas/oil boilers and cogeneration units). The distribution pipeline between the geothermal heating station and the boiler plant in Zakopane is approximately 14 km long. There are about 1500 end-users connected to the system, using more than 1350 heating substations. The

total length of the heating grid for the city transport system equals ca. 100 km. Considering such infrastructure, it is recommended to commence construction and operational tests of the binary installation. Due to economic risk of such endeavour, it should be preceded by creating a research prototype with a limited power (eg. 200 kW<sub>e</sub>), constituting a basis for further proceedings, development and promotion of the binary technology in other areas of the country.

## SPIS LITERATURY

- ALASKA ENERGY AUTHORITY, 2007 – 400kW Geothermal Power Plant at Chena Hot Springs, Alaska. Final Report prepared for: Alaska Energy Authority.
- Ankieta – MZEC Sp. z o. o. w Kole.
- Ankieta – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Stargardzie Szczecińskim.
- Ankieta – Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej oraz Urząd Miasta w Koninie.
- Ankieta – Urząd Miasta Chociwel.
- Ankieta – Zakład Energetyki Ciepłej w Łowiczu Sp. z o.o oraz Łowicką Spółdzielnię Mieszkaniową.
- ANTAL C., ROSCA M., 2008 – Current status of geothermal development in Romania. Proceedings of the 30th Anniversary Workshop of the United Nations University Geothermal Training Programme organized by UNU-GTP, Reykjavik, August 26–27, UNU GTP Pbs.
- ANTICS M., BERTANI R., SANNER B., 2013 – Summary of the 2013 Country update reports on geothermal energy in Europe. Proceedings of the European Geothermal Congress 2013, Pisa, Italy, 2013. Paper no. EGC\_Keynote1 (electronic version).
- ASTURIAS F., 2008 – Geothermal resources and development in Guatemala, 30th Anniversary Workshop August 26–27, Geothermal Training Programme United Nations University.
- BADR O., O'CALLAGHAN W.P., PROBERT S.D., 1985 – Thermodynamic and Thermophysical Properties of Organic Working fluids for Rankine-cycle Engine. Applied Energy 19, pp. 1–40.
- BARAN U., 1969 – Dokumentacja wyników odwiertu geologicznego UNIEJÓW–1, Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, Zjednoczenie Górnictwa Naftowego, Przeds. Poszukiwań Naftowych, Kraków.
- BARBACKI A., BUJAKOWSKI W., CHOWANIEC J., DŁUGOSZ P., DROZDOWSKI B., GRACZYK S., KĘPIŃSKA B., NAGEL J., NAGY S., NEY R., WARTAK W., WIECZOREK J., WITCZAK S., 1998 – Dokumentacja hydrogeologiczna zasobów eksploatacyjnych wód termalnych z utworu eocenu i triasu ujętych otworami Bańska PGP-1 i Biały Dunajec PGP-2. PIG – Oddział Karpacki, IGSMiE PAN, Kraków. Arch. IGSMiE PAN, Kraków; materiały niepublikowane.
- BARBACKI A., BUJAKOWSKI W., PAJĄK L., 2006 – Atlas zbiorników wód geotermalnych Małopolski. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- BARBACKI A., BUJAKOWSKI W., PAJĄK L., 2009 – Optymalne strefy lokalizacji otworów geotermalnych dla zbiorników: kredy dolnej, jury dolnej i triasu oraz potencjalne kierunki wykorzystania zbiornika triasowego. [W:] Bujakowski W. (red.) – Opracowanie i testy zintegrowanej metodyki prac sejsmo-magnetotellurycznych w aspekcie rozpoznania przestrzennego węgłębnej budowy geologicznej dla wskazania optymalnej lokalizacji otworów geotermalnych. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków, stron 164, s. 138–146.
- BARBACKI A., BUJAKOWSKI W., PAJĄK L., TOMASZEWSKA B., KASZTELEWICZ A., SKRZYPCZAK R., HERMAN Z., HAJTO M., CAPIK M., 2013 – Możliwości wykorzystania istniejących otworów do celów eksploatacji wód geotermalnych w rejonie Karpat wschodnich. [W:] Górecki W. (red.) – Atlas Geotermalny Karpat Wschodnich, formacje fliszowe oraz utwory mioceńskie i mezozoicno-paleozoiczne podłoża Karpat Wschodnich. Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków, ISBN 978-83-88927-33-1, stron 791], strony 608–631.
- BATTISTELLI A., CALORE C., PRUESS K., 1997 – The Simulator TOUGH2/EWASG for Modelling Geothermal Reservoir with Brines and Non-Condensable Gases. Geothermics, Vol. 26, No. 4, s. 437–464.
- BATTOCLETTI L., ZHENG L., 2000 – Geothermal resources in China (<http://www.bla.com/ECB/PDFFiles/GeoResChina2000.pdf>)
- BAŻYŃSKI J., GRANICZNY M., OBERC J., WILCZYŃSKI M.S., 1986 – Mapa fotogeologiczna Sudetów, skala 1:200 000.
- BENDEA C., BENDEA G., ROSCA M., CUCUETEANU D., 2013 – Current status of geothermal energy production and utilization in Romania. Journal of Sustainable Energy. Vol. 4, no. 4.
- BERTANI R., 2010 - Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report. Proceedings, World Geothermal Congress, Bali, Indonesia.
- BERTANI R., 2012 – Geothermal power generation in the world 2005–2010 update report, Geothermics 41, 1–29.
- BERTANI R., 2013 – Geothermal Energy Use, Country Update for Italy. European Geothermal Congress. Pisa, Italy, 3–7 June.
- BIELEC B., KĘPIŃSKA K., MIECZNIK M., 2013 – Sprawozdanie z testów hydrodynamicznych. Bańska PGP-3. Arch. IGSMiE PAN, Kraków; materiały niepublikowane.
- BLOOMQUIST G., 2004 – Empire energy, LLC. A case study. GHC Bulletin, June 2004, 11–13.
- BOISSAVY C., VERNIER R., LAPLAIGE P., 2013 – Geothermal Energy Use, Country Update for France. European Geothermal Congress. 3–7 June, Pisa, Italy.
- BOLEWSKI A., PARACHONIAK W., 1974 – Petrografia. Wyd. Geol., Warszawa.
- BOMBARDA P., INVERNIZZI C.M., PIETRA C. 2010 – Heat recovery from Diesel engines: A thermodynamic comparison between Kalina and ORC cycles. Applied Thermal Engineering, 30: 212–219.
- BOROWSKA L., 2006 – Opracowanie badań sejsmicznych z tematu Skierniewice-Łowicz; rejon: Kompina, Archiwum IGSMiE PAN, Kraków (mat. niepublikowane).
- BOROWSKA L., 2008 – Prace sejsmiczne Skierniewice – Łowicz; rejon Kompina. Archiwum IGSMiE PAN, Kraków (mat. niepublikowane).
- BOYD T., DIPIPO R., 2012 – Technical assessment of the combined heat and power plant at the Oregon Institute of Technology, Klamath Falls, Oregon. GHC Bulletin, January 2013.
- BOYD T.L., 2002 – Hawaii and geothermal what has been happening? GHC Bulletin, September 2002.
- BRACKE R., 2012 – Geothermal energy – low enthalpy technologies.
- BRUSZEWSKA B., 2000 – Warunki geotermiczne Dolnego Śląska. Przegląd Geologiczny vol. 48, nr 7.
- BUJAKOWSKI W. (red.), 2009 – Opracowanie i testy zintegrowanej metodyki prac sejsmo-magnetotellurycznych w aspekcie rozpoznania przestrzennego węgłębnej budowy geologicznej dla wskazania optymalnej lokalizacji otworów geotermalnych. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków. ISBN 978-83-61817-00-0.
- BUJAKOWSKI W., 2007 – Energia geotermalna. [W:] Praca zbiorowa – Odnawialne źródła energii w Małopolsce. Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć “Energie Cities”, Kraków 2007, stron 232], str. 72–103.
- BUJAKOWSKI W. (red.), 2009 – Opracowanie i testy zintegrowanej metodyki prac sejsmo-magnetotellurycznych w aspekcie rozpoznania przestrzennego węgłębnej budowy geologicznej dla wskazania optymalnej lokalizacji otworów geotermalnych. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków.
- BUJAKOWSKI W., 2010 – Wykorzystanie wód termalnych w Polsce (stan na rok 2009). Przegląd Geologiczny nr 7, str. 580–588.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., BIELEC B., HOŁOJUCH G., KASZTELEWICZ A., KĘPIŃSKA B., MIECZNIK M., PAJĄK L., SKRZYPCZAK R., TOMASZEWSKA B., 2012a – Analiza mapy gęstości powierzchniowego strumienia ciepłego, map grawimetrycznej i magnetycznej, a także szczegółowa lokalizacja potencjalnych obszarów badawczych dla niekonwencjonalnych systemów geotermicznych (EGS) w masywach krystalicznych. [W:] Ocena potencjału, bilansu ciepłego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. Pracownia Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., BIELEC B., HOŁOJUCH G., KASZTELEWICZ A., KĘPIŃSKA B., MIECZNIK M., PAJĄK L., SKRZYPCZAK R., TOMASZEWSKA B., 2012b – Analiza zasobów archiwalnych w tym materiału rdzeniowego oraz dostępnych parametrów petrofizycznych dla niekonwencjonalnych systemów geotermicznych

- (EGS) w masywach krystalicznych. [W:] Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. Pracownia Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., BIELEC B., HOŁOJUCH G., KASZTELEWICZ A., KĘPIŃSKA B., MIECZNIK M., PAJĄK L., SKRZYPCZAK R., TOMASZEWSKA B., 2012c – Stworzenie regionalnego modelu strukturalno-parametrycznego [W:] Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. Pracownia Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., CZERWIŃSKA B., KĘPIŃSKA B., PUSSAK M., STEFANIUK M., TRZEŚNIEWSKI Z., 2007 – Projekt prac geofizycznych Skierniewice – Łowicz rejon Kompina. Arch. IGSMiE PAN, Kraków; materiały niepublikowane.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., CZERWIŃSKA B., PAJĄK L., PUSSAK M., STEFANIUK M., TRZEŚNIEWSKI Z., 2010 – Integrated seismic and magnetotelluric exploration of the Skierniewice, Poland, geothermal test site. *Geothermics*, Vol. 39, s. 78–93.
- BUJAKOWSKI W., CHOWANIEC J., BARBACKI A., BIELEC B., FREIWALD P., HOŁOJUCH G., KĘPIŃSKA B., MIECZNIK M., OPERACZ T., PAJĄK L., TOMASZEWSKA B., 2011 – Model numeryczny złoża wód termalnych objętego obszarem górniczym „Podhale-1”. Pracownia Energii Odnawialnej IGSMiE PAN, 2011. PEC Geotermia Podhalańska S.A. (materiały niepublikowane)
- BUJAKOWSKI W., DOWGIAŁO J., BARBACKI A., BIELEC B., DRZEWIECKI W., HOŁOJUCH G., KASZTELEWICZ A., KĘPIŃSKA B., MIECZNIK M., PIROWSKI T., PAJĄK L., SKRZYPCZAK R., SŁOTA M., STELMASZCZUK M., TOMASZEWSKA B., 2012d – Trójwymiarowe modelowanie rozkładu gęstości i właściwości magnetycznych dla wytypowanej struktury dla niekonwencjonalnych systemów geotermicznych (EGS) w skałach krystalicznych. [W:] Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. Pracownia Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- BUJAKOWSKI W., KĘPIŃSKA B., TOMASZEWSKA B., 2010a – Propozycje zmian polskich uregulowań prawnych dotyczących energii geotermalnej – podsumowanie projektu UE „GTR-H Geothermal Regulation-Heat” Project. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 439(1): 205–208.
- BUJAKOWSKI W., TOMASZEWSKA B., 2012 – Wykorzystanie energii geotermalnej na Podhalu/ Geothermal energy used in Podhale region. *Technologia Wody* 5/2012 (19), s. 30–36.
- BUSINESSWEEK 2008 – Geothermal power heats up in Germany.
- CABEÇAS R., CARVALHO J.M., NUNES J. C., 2010 – Portugal Country Geothermal Update 2010. *Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April*.
- CARVALHO J.M., COELHO L., NUNES J. C., CARVALHO M., 2013 – Geothermal Energy Use, Country Update for Portugal. *European Geothermal Congress 3–7 June 2013, Pisa, Italy*.
- Centralna Baza Danych Geologicznych, 2013 – <http://web3.pgi.gov.pl/website/cbdg/viewer.htm>
- Centralna Baza Danych Hydrogeologicznych (CBDH), 2013 – Otwór Wojcieszycze WT-1. PIG-PIB Warszawa.
- CHOWANIEC J., 2002 – Strefowość zawodnienia w profilu pionowym fliszu podhalańskiego w świetle badań wodochłonności. *Biuletyn PIG* nr 404. Warszawa, s. 19–28.
- CHOWANIEC J., 2009 – Studium hydrogeologii zachodniej części polskich Karpat. *Biuletyn PIG* nr 434, Warszawa, s. 1–98.
- CHOWANIEC J., DŁUGOSZ P., DROZDOWSKI B., NAGY J., WITCZAK W., WITEK K., 1997 – Dokumentacja hydrogeologiczna wód termalnych niecki podhalańskiej. CAG. Warszawa.
- CHOWANIEC J., WITEK K., 2003 – Ocena możliwości występowania wód termalnych w karpackiej części województwa małopolskiego. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- CIANCIARA K., 1975 – Opracowanie badań sejsmicznych z rejonu Skierniewice–Sochaczew. *Archiwum Geofizyki*, Kraków.
- CIANCIARA L., PIECH K., 1976/77 – Opracowanie badań sejsmicznych z rejonu Brzeziny–Łowicz–Skierniewice; rejon Łowicz. *Archiwum Geofizyki*, Kraków.
- CIĘŻKOWSKI M., CIĘŻKOWSKI W., 1983 – Źródła Łącka Zdroju. *Historia i badania. Balneologia Polska*, 1982/1983, t. XXVII, z. 1–4, s. 5–19.
- CIĘŻKOWSKI W., 1980 – Hydrogeologia i hydrochemia wód termalnych Łącka Zdroju. *Probl. Uzdrow.*, z. 4 (150), s. 125–193.
- CIĘŻKOWSKI W., 1994 – Cieplickie wody termalne. *Karkonosze* nr 3–4 (10–11)/93, s. 20–29.
- CIĘŻKOWSKI W., 1998 – Łądek Zdrój. *Dolnośląskie Wydawnictwo Edukacyjne*, Wrocław, ss. 235.
- CIĘŻKOWSKI W., 2011 – Kierunki rozwoju i możliwości wykorzystania geotermii głębokiej na Dolnym Śląsku. Instytut Górnictwa, Politechnika Wrocławska, Wrocław.
- CIĘŻKOWSKI W., MICHNIEWICZ M., PRZYBYLSKI T.A., 2011 – Wody termalne na Dolnym Śląsku. [W:] Żelaźniewicz A., Wojewoda J., Cieżkowski W. [red.] – *Mezozoik i Kenozoik Dolnego Śląska*. WIND, Wrocław, s. 107–120.
- CIĘŻKOWSKI W., SZTUK T., 1985 – Wody termalne kopalni „Turów”. *Symp. Nauk.-Techn.: Stan rozpoznania i perspektywy wykorzystania wód termalnych*. Kraków, 24–25.10.1985 r., s. 10–17.
- CLEVELAND C.J., MORRIS C., 2006 – *Dictionary of Energy*. Elsevier.
- CZAPOWSKI G. – [http://surowce-chemiczne.pgi.gov.pl/sole\\_Damaslawek.htm](http://surowce-chemiczne.pgi.gov.pl/sole_Damaslawek.htm), dostęp: 23.10.2013.
- CZERSKI M., WOJTKOWIAK A., 1992 – Szczawy termalne w Grabinie. *Materiały III Konferencji: Problemy hydrogeologiczne południowo-zachodniej Polski*, Pokrzywna 10–12.09.1992. Sudety, Wrocław, s. 21–28.
- CZERWIŃSKA B., 2013 – Reinterpretacja archiwalnych danych sejsmicznych dla wybranych rejonów. Arch. IGSMiE PAN, Kraków (mat.niepublikowane).
- DĄBROWSKI S., KAPUŚCIŃSKI J., NOWICKI K., PRZYBYŁEK J., SZCZEPAŃSKI A., 2010 – *Metodyka modelowania matematycznego w badaniach i obliczeniach hydrogeologicznych – poradnik*. Ministerstwo Środowiska, str. 306.
- DADLEZ R., 2003 – Mesozoic thickness pattern in the Mid-Polish Trough. *Geological Quarterly*. Vol. 47 (3). PIG, Warszawa, s. 223–240
- DADLEZ R., FRANCYK M., 1979 – Stratygrafia, litologia, paleogeografia. Retyk i lias. [W:] *Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa*. *Prace Instytutu Geologicznego* XCVI, s. 44–57.
- DADLEZ R., JAROSZEWSKI W., 1994 – Tektonika. *Wyd. Naukowe PWN*, Warszawa.
- DAYCZAK-CALIKOWSKA K., 1979 – Stratygrafia, litologia, paleogeografia. Jura środkowa. [W:] *Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa*. *Prace Instytutu Geologicznego* XCVI, 57–62.
- DECZKOWSKI Z., 1997 – Jura dolna. [W:] Marek S., Pajchłowa M. (red.) – *Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce*. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego* CLIII, Warszawa.
- DEMBOWSKA J., MAREK S. (red.), 1990 – *Koło IG-3*. [W:] *Profilę głębokich otworów wiertniczych PIG. Koło IG-3, Koło IG-4, Poddębice IG 1*. *Zeszyt 69, PIG, Wyd. Geol., Warszawa*, s. 19–40.
- DEPCIUCH T., LIS J., 1971 – Wiek bezwzględny (K-Ar) granitoidów masywu Karkonoszy. *Kwartalnik Geologiczny*, t. 15, nr 4, s. 855–861.
- DERKOWSKA M., SAWICKI J., 2002 – Cechy fizyczne wód leczniczych cieplic Zdroju – zmienność, wzajemne zależności i wpływ warunków meteorologicznych. *Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej*, Nr 102.
- DiPIPPPO R., 2005 – *Geothermal Power Plants Principles, Applications and Case Studies*. Elsevier Advanced Technology.
- DiPIPPPO R., 2008 – *Geothermal Power Plants. Principles, applications, Case Studies, Environmental Impact*. Second edition.
- DiPIPPPO R., 2012 – *Geothermal Power Plants. Principles, Application, Case Studies, Environmental Impact*. Third edition 2012, s. 349–357

- DŁUGOSZ P., NAGY S., 1995 – Determination of hydrodynamic parameters of the Podhale geothermal reservoir. *Bull. Pol. Acad. Sci., Earth Sci.*, 43, 4, s. 225–242.
- DON J., 1964 – Góry Złote i Krowiarki jako elementy składowe metamorfiku Śnieżnika. *Geologia Sudetica*, vol. I.
- DOVETON J.H., FÖRSTER A., MERRIAM D.F., 1997 – Predicting thermal conductivity from petrophysical logs: a Midcontinent Paleozoic case study, [In:] Pawlowski Glahn, V. (ed.), *Proceedings of the International Association for Mathematical Geology'97. Part 1: International Centre for Numerical Methods in Engineering*. Barcelona, Spain, 212–217.
- DOWGIAŁO J., 1985 – Geochemiczne wskaźniki temperatury i ich zastosowanie do sudeckich wód termalnych. *Symposium Naukowo-Techniczne: Stan rozpoznania i perspektywy wykorzystania wód termalnych*. Kraków, 24–25.10.1985 r., s. 68–81.
- DOWGIAŁO J., 1987 – A supposed geothermal anomaly in the Duszniki-Kudowa area (Polish Western Sudetes). *Bull. Pol. Acad. Sci.*, 1987, Vol. 35, No. 4, pp. 323–333.
- DOWGIAŁO J., 2000 – Thermal water prospecting results at Jelenia Góra-Cieplice (Sudetes, Poland) versus geothermometric forecasts. *Environmental Geology*, 39 (5), s. 433–436.
- DOWGIAŁO J., 2002 – The Sudetic geothermal region of Poland. *Geothermics*, 2002, Vol. 31 (3).
- DOWGIAŁO J., 2011 – Geologia, hydrogeologia i geotermika polskiej części masywu granitowego Karkonoszy (materiał dla potrzeb modelowania geotermicznego). *Arch. IGSMiE PAN*, Kraków.
- DOWGIAŁO J., FISTEK J., 1998 – Wstępne wyniki hydrogeologiczne wiercenia C-1 w Jeleniej Górze-Cieplicach. *Przegląd Geologiczny* vol.46, nr 2.
- DOWGIAŁO J., FISTEK J., 2003 – New findings in the Walbrzych-Kłodzko geothermal sub-region (Sudetes, Poland). *Geothermics*, vol. 32, s. 689–699.
- DUBIEL S., LUBOŃ K., LUBOŃ W., WARTAK W., 2012 – Problemy rekonstrukcji odwiertów geotermalnych na przykładzie odwiertu Biały Dunajec PAN-1. *AGH Drilling Oil Gas*. Vol. 29, No. 1, s. 115–126.
- DUNSTALL M., 1999 – Small power plants: recent developments in geothermal power generation in New Zealand. *GHC Bulletin*.
- EGEC Geothermal Market Report 2012. EGEC Pbs. Brussels. 2013.
- ENPROS, 2013 – Bruchsal geothermal power station.
- ENPROS, 2013 – Bruchsal geothermal power station. <http://www.enpros.de/en/referenzen/detail/geothermisches-kraftwerk-bruchsal.php>.
- ENRIQUE A., PORRAS M., 2006 – The Momotombo reservoir performance upon 23 years of exploitation and its future potential.
- ERKAN K., HOLDMANN G., BENOIT W., BLACKWELL D., 2008 – Understanding the Chena Hot Springs, Alaska, geothermal system using temperature and pressure data from exploration boreholes. *Geothermics* 37, 565–585.
- EVANS T., R., 1976 – Thermal Properties of North Sea Rocks: Log Analyst, March-April.
- FENDEK M., FENDEKOVA M., 2010 – Country Update of the Slovak Republic. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*. Bali, Indonesia. Paper no. 0139 (CD).
- FISTEK J., 1977 – Szczawy Kotliny Kłodzkiej i Gór Bystrzyckich. *Biul. Geol. UW*, t. 22, s. 61–115.
- FISTEK J., DOWGIAŁO J., 2003 – Wody termalne Cieplic Śląskich w świetle badań geologiczno-poszukiwawczych wykonanych w latach 1969–73 i 1997–98. [W:] Ciężkowski W., Wojewoda J., Żelaźniewicz A. (red.) – *Sudety Zachodnie – od wendy do czwartorzędzu*. WIND, Wrocław, s. 207–224.
- FISTEK J., DOWGIAŁO J., BOROWIEC A., 1987 – Kudowa-Zdrój. Nowy punkt występowania wód termalnych w Sudetach. *Przew. XLVIII Zjazdu Pol. Tow. Geol. Wyd. Geol.*, Warszawa, s. 251–254.
- FISTEK J., DOWGIAŁO J., 2007 – Rozdział 6.3.1 [W:] Sadurski A. (red.), Paczyński B. (red.) – *Hydrogeologia regionalna Polski, tom II*. PIG, Warszawa, s. 61–77.
- FISTEK J., FISTEK A., 1996 – Problematyka poszukiwań nowych wystąpień wód termalnych na obszarze województwa wałbrzyskiego. *Górnictwo Odkrywkowe*, XXXVII, nr 6, s. 85–102.
- FISTEK J., FISTEK A., 2002 – Geotermia Dolnego Śląska – zasoby, wykorzystanie, koszty inwestycyjne. [W:] *Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na przykładzie Dolnego Śląska*. Polski Klub Ekologiczny, Wrocław, s. 41–49.
- FJELDSKAAR W., PRESTHOLM E., GUARGENA C., STEPHENSON M., 1993 – Mineralogical and Diagenetic Control on the Thermal Conductivity of the Sedimentary Sequences in the Bjornoya basin, Barents Sea. *Basin Modelling: Advances and Applications*, ed: Gore A.G. et al. NPF Special Publication 3, Elsevier, Amsterdam.
- GAJEWSKA I., 1979 – Wapień muszlowy i kajper. [W:] *Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa*. Prace Instytutu Geologicznego XCVI.
- GANZ B., RÜDIGER S., RÜDIGER S., BURKHARD S., 2013 – Geothermal Energy Use in Germany. *European Geothermal Congress 3–7 June 2013*, Pisa, Italy.
- GARLICKI A., SZYBIST A., 1986 – Salinarne osady polskiego cechsztynu z solami potasowo-magnezowymi. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* t. 2, z. 3–4, s. 389–404, Kraków.
- GAŚSIOR I., PRZELASKOWSKA A., (w druku) – Estimating thermal conductivity from core and well log data.
- GAŚSIOR I., PRZELASKOWSKA A., 2006 – Ocena współczynnika przewodności cieplnej na podstawie danych otworowych i profilowań geofizycznych w utworach fliszu karpackiego. *Nafta Gaz* 7, 438–445.
- GAŚSIOR I., PRZELASKOWSKA A., 2008 – Ocena współczynnika przewodności cieplnej na podstawie danych geofizyki wiertniczej. *Nafta Gaz* 5, 217–221.
- GEBREGIORGIS S., 2007 – Energy analysis and plant operation optimization of the Aluto Langano geothermal plant related to plant problems, *Reports 2007, Number 6, Geothermal Training Programme*, United Nations University.
- GOLDBRUNNER J., 2009 – ORC-Anlage in Betrieb genommen in Simbach am Inn. *GTE* 4/2009.
- GOLDBRUNNER J., 2005 – Bad Blumau (Styria, Austria). The success story of Combined use of geothermal energy. *GHC Bulletin*.
- GOLDBRUNNER J., 2010 – Austria – Country Update. *Proceedings World Geothermal Congress*, Bali, Indonesia.
- GOLDBRUNNER J., GOETZL G., 2013 – Geothermal Energy Use, Country Update for Austria. *European Geothermal Congress 3–7 June 2013*, Pisa, Italy.
- GÓRECKI W. (red.), 1990 – *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego*. ISE AGH, Kraków.
- GÓRECKI W. (red.), 1995 – *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim*. ZSE AGH, Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS”, Kraków.
- GÓRECKI W. (red.), 1996 – Studium możliwości inwestycyjnych nad wykorzystaniem energii geotermalnej w zbiornikach dolnojurajskim i dolnokredowym w synklinorium mogileńsko-łódzkim na Niżu Polskim. *Arch. ZSE AGH*, Kraków.
- GÓRECKI W. (red.), 1999 – Modele geotermalne formacji mezozoicznej na obszarze niecki warszawskiej konstruowane z wykorzystaniem systemu Landmark i studium techniczno-ekonomiczne. *Zakład Surowców Energetycznych, WGGiOŚ, AGH*, Kraków.
- GÓRECKI W. (red.), 2000 – Analiza geologiczna i ocena zasobów wód i energii geotermalnej w formacjach jury środkowej i górnej oraz triasu na Niżu Polskim. *Zakład Surowców Energetycznych, WGGiOŚ, AGH*. Kraków, czerwiec 2000 r.
- GÓRECKI W. (red.), 2006 – *Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim*. Formacje mezozoiczne. ZSE AGH, Kraków.
- GÓRECKI W. (red.), 2011 – *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich*. Formacje fliszowe oraz utwory miocenijskie i mezozoiczno-paleozoiczne podłoża polskich karpat Zachodnich. KSE AGH, Kraków.
- GÓRECKI W. (red.), 2012 – *Atlas geotermalny Zapadliska Przedkarpackiego*. Utwory miocenijskie oraz podłoże mezozoiczno-paleozoiczne Zapadliska Przedkarpackiego. ZSE AGH, Kraków.

- GÓRECKI W. (red.), 2013 – Atlas geotermalny Karpat Wschodnich. Formacje fliszowe oraz mioceńskie i mezozoiczno-paleozoiczne podłoża Karpat Wschodnich. KSE AGH, Kraków.
- GOSS R., COMBS J., 1976 – Thermal conductivity measurement and prediction from well log parameters with borehole application. [In:] Second United Nations Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources. 1019–1027.
- GOUTORBE B., LUCAZEAU F., BONNEVILLE A., 2006 – Using neural networks to predict thermal conductivity from geophysical well logs. *Geophysical Journal International* 166, 115–125.
- GUTIÉRREZ-NEGRÍN L.C.A., MAYA-GONZÁLEZ R., QUIJANO-LEÓN L.J., 2010 – Current Status of Geothermics in Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia*, 25–29.
- HABRYN R., 2012 – Dokumentacja geologiczna otworu badawczego Czerwony Potok PIG-1. PIG-PIB, Warszawa.
- HAŁADUS A., KANIA J., SOWIŹDZAŁ A., 2012 – Opracowanie podstawowych parametrów hydrogeologicznych w zapadlisku przedkarpackim. [W:] Górecki W. (red.) – Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego. KSE AGH, Kraków.
- HARTMANN A., RATH V., CLAUSER C., 2005 – Thermal conductivity from core and well log data. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 42, 1042–1055.
- HJARNARSSON H., 2005 – Husavik energy multiple use of geothermal energy. *GHC Bulletin*.
- HOŁOJUCH G., CHOWANIEC J., TOMASZEWSKA B., 2009 – Charakterystyka rejonu badań. [W:] Bujakowski W. (red.) – Opracowanie i testy zintegrowanej metodyki prac sejsmo-magnetotellurycznych w aspekcie rozpoznania przestrzennego w głębszej budowy geologicznej dla wskazania optymalnej lokalizacji otworów geotermalnych. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków, s. 7–14.
- <http://chociwel.pl/>
- <http://maps.geoportal.gov.pl/webclient>
- [http://pl.wikipedia.org/wiki/%C5%9Alesin\\_%28gmina%29](http://pl.wikipedia.org/wiki/%C5%9Alesin_%28gmina%29)
- <http://thinkgeoenergy.com/archives/3256>.
- [http://wikipedia.org.pl/wiki/Chociwel\\_%28gmina%29](http://wikipedia.org.pl/wiki/Chociwel_%28gmina%29), dostęp: 18.10. 2013
- <http://wikipedia.org.pl/wiki/Konin>, dostęp: 24.11.2013.
- <http://wikipedia.org.pl/wiki/Ślesin>, dostęp: 24.11.2013.
- <http://wikipedia.org.pl/wiki/Żnin>, dostęp: 18.11.2013.
- [http://www.businessweek.com/globalbiz/content/jun2008/gb2008063\\_168366.htm](http://www.businessweek.com/globalbiz/content/jun2008/gb2008063_168366.htm).
- [http://www.chpcenternw.org/NwChpDocs/ORC\\_and\\_Kalina\\_Analysis\\_and\\_experience.pdf](http://www.chpcenternw.org/NwChpDocs/ORC_and_Kalina_Analysis_and_experience.pdf).
- [http://www.cicr.com/docs/IV\\_Congreso\\_Energia/Rolf-Bracke.pdf](http://www.cicr.com/docs/IV_Congreso_Energia/Rolf-Bracke.pdf).
- <http://www.enpros.de/en/referenzen/detail/geothermisches-kraftwerk-bruchsal.php>.
- <http://www.yourownpower.com/Downloads/PowerPlantReport.pdf>
- <http://zepak.com.pl/pl/>
- IGA News, Nr 90, October-December 2012 (<http://www.geothermal-energy.org/>).
- IWANOWSKI S., 1973 – Dokumentacja hydrogeologiczna wód leczniczych z otworów Cieplice-1 i Cieplice-2 w Cieplicach Śląskich Zdroju. Obsługa Techniczna Uzdrowisk, 1973 (niepublikowane).
- JANKU J., MAGYAR J., 2001 – Prospect of geothermal energy resources use in the East Slovak Basin Area, *Proceedings of XVII Congress of Carpathian-Balkan Geological Association*. Bratislava, Slovakia, (pdf; <http://www.geologicacarthica.sk/>).
- JAROMIN A., JAMRYCH J., KARDASIŃSKA J., KĘPIŃSKA B., NAGEL J., SOKOŁOWSKI J., WIECZOREK J., 1990a – Dokumentacja wynikowa otworu geotermalnego Poronin PAN-1. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- JAROMIN A., JAMRYCH J., KARDASIŃSKA J., KĘPIŃSKA B., NAGEL J., WIECZOREK J., 1990b – Dokumentacja wynikowa otworu geotermalnego Biały Dunajec PAN-1. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- JASKOWIAK-SCHOENEICH M. (red.), 1979 – Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego XCVI*, s. 178.
- JELINEK A., 1996 – Toxic gases emission from stables to environment reduction. *Annual Report 1996 VUZT Praha-Repy*. Z. 2312.
- JIYANG W., 1992 – Lectures on geothermal resources and development in China, Report 2.
- KACZMARCZYK M., 2011 – Wykorzystanie energii geotermalnej do produkcji prądu elektrycznego z zastosowaniem Obiegu Organicznego Rankine’a lub cyklu Kaliny – przegląd instalacji działających na świecie, *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 1–2, 247–248.
- KACZMAREK R., 2011 – Zastosowanie układów z bezpośrednim odparowaniem czynnika roboczego do zasilania elektrowni geotermalnych. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* nr 1-2, str. 189–198.
- KAMENSKA K., 2009 – 3D Modeling of a geothermal reservoir in the central part of Kosice basin in eastern Slovakia, *Report of RES School*. Akureyri, Iceland (pdf; <http://skemman.is/>).
- KAPLAN U., 2007 – Organic Rankine Cycle Configurations. *Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, Germany*, 30 May–1 June.
- KAPLAN U., UMRAN S., 2010 – Developing Geothermal Power Plants for Geothermal Fields in Western Turkey. *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia*, 25–29 April.
- KAPUŚCIŃSKI J., NAGY S., DŁUGOSZ P., BIERNAT H., BENTKOWSKI A., ZAWISZA A., MACUDA J., BUJAKOWSKA K., 1997 – Zasady i metodyka dokumentowania zasobów wód termalnych energii geotermalnej oraz sposoby odprowadzania wód zużytych. *Min. Ochr. Środ. i Zas. Natur.*, Warszawa. ISBN 83-85284-27-3.
- KĘPIŃSKA B., 1995 – Temperatura głównego poziomu wodonośnego pola geotermalnego Podhala. *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geosynoptyka i Geotermia* nr 6, Kraków, s. 3–14.
- KĘPIŃSKA B., 1997 – Model geologiczno-geotermalny niecki podhalańskiej. *Studia, Rozprawy, Monografie*. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków.
- KĘPIŃSKA B., 2001 – Warunki hydrogeotermalne i termiczne podhalańskiego system geotermalnego w rejonie otworu Biały Dunajec PAN-1. *Studia, Rozprawy, Monografie* Nr 93, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- KĘPIŃSKA B., 2006 – Warunki termiczne i hydrotermalne podhalańskiego systemu geotermalnego. *Studia, Rozprawy, Monografie* Nr 135. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- KĘPIŃSKA B., 2011 – Historia badań i wykorzystania wód geotermalnych. [W:] Górecki W. (red.) – Atlas wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. KSE AGH, Kraków.
- KĘPIŃSKA B., 2013 – Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce, 2012–2013. *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój*. 52 (1) 5–24.
- KĘPIŃSKA B., TOMASZEWSKA B., 2010 – Główne bariery rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. *Propozycje zmian. Przegląd Geologiczny* 58(7): 594–598.
- KĘPIŃSKA B., WIECZOREK J., 2011 – Charakterystyka geologiczno-złożowa podhalańskiego systemu geotermalnego [W:] Górecki W. (red.) – Atlas wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. KSE AGH, Kraków.
- KIERZKOWSKA J., SIKORA T., 2009 – Lokalny Plan Rewitalizacji Miasta Stargard Szczeciński na lata 2010–2020 (pol.). [www.stargard.pl](http://www.stargard.pl), ss. 30–31.
- KNAPEK E., KITTL G., 2007 – Unterhaching Power Plant and Overall System. *Proceedings European Geothermal Congress, Unterhaching, Germany*, 30 May–1 June 2007.
- KONDRACKI J., 2002 – *Geografia regionalna Polski*. Warszawa, PWN.
- KUBSKI P., 2008 – Ciepłownia geotermalna w Stargardzie Szczecińskim i jej upadek. *Instal* 2/2008.
- KULMA R., 1995 – *Podstawy obliczeń filtracji wód podziemnych*. Wyd. AGH, Kraków.
- LEGMANN H., 2003 – The Bad-Blumau Geothermal Project. A low temperature, sustainable and environmentally benign power plant. *Geothermics* 32, 497–503.
- LEGMANN H., SULLIVAN P., 2003 – The 30 MW Rotokawa I geothermal project five years of operation, *International Geothermal Conference, Reykjavík, Sept. 2003*.

- LEMMON E.W., MARCIA L.H., MCLINDEN M.O., 2010 – NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 9.0, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Data Program, Gaithersburg.
- LEŚNIAK G., SUCH P., 2005 – Fractal approach, Analysis of images and diagenesis in pore space evolution. Natural Resources Research ISSN: 1520-7439.
- LESZCZYŃSKI K. (red.), 2007 – Profile głębokich otworów wiertniczych – Piotrków.
- LIS-MARTYNIAK B., 1973 – Dokumentacja wynikowa otworu badawczego PONĘTÓW-1. Min. Górnictwa i Energetyki, Zjednoczenie Górnictwa Naftowego, Przeds. Poszukiwań Naftowych w Krakowie. Kraków (wrzesień).
- LOW P., MORRIS G., 2000 – Recommissioning of Nagqu power station, Tibet, PRC, Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28–June 10.
- LUND J., 2004 – 100 years of geothermal power production. GHC Bulletin September 2004. <http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull25-3/art2.pdf>
- LUND J., CHIASSON A., 2007 – Examples Of Combined Heat And Power Plants Using Geothermal Energy. Proceedings European Geothermal Congress 2007. Unterhaching, Germany.
- LUND J., FREESTON D.H., BOYD T.L., 2010 – Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review. Proceedings of the World Geothermal Congress, Bali, 2010. Paper no. 0007 (CD).
- LUND J.W., 1999 – Small geothermal power project examples, GHC Bulletin, June 1999.
- LUND J.W., 2005 – Combined heat and power plant Neustadt-Glewe, Germany. GHC Bulletin, June.
- LUND J.W., GAWELL K., BOYD T.L., JENNEJOHN D., 2010 – The United States of America Country Update 2010. Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April.
- MACHOŃ K., 2012 – Ciepłownictwo geotermalne w Niemczech. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój Nr 2.
- MAŁECKA D., 1981 – Hydrogeologia Podhala. Inst. Geol. Prace Hydrogeologiczne - seria specjalna, z. 14, Wyd. Geol., Warszawa.
- MAREK S., 1988 – Dokumentacja wynikowa otworu badawczego RÓŻYCE IG-1. PIG, Zakład Geologii Wgłębnej Niżu, Warszawa.
- MAREK S., FELDMAN A., 1986 – Dokumentacja wynikowa otworu badawczego BANACHÓW IG-1. PIG, Zakład Geologii Wgłębnej Niżu, Warszawa.
- MASTELLA L., 1975 – Tektonika fliszu we wschodniej części Podhala. Roczn. PTG. T.45, z. 3–4.
- 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.
- MERTOGLU O., SIMSEK S., DAGISTAN H., BAKIR N., DOGDU N., 2010 – Geothermal Country Update Report of Turkey (2005–2010). Poceedings World Geothermal Congress, Bali.
- MIDTTOMME L., ROALDSET E., AAGARD P., 1998 – Thermal Conductivity of Selected Claystones and Mudstones from England. Clay Minerals v. 33, 131–145.
- MIECZNIK M., 2010 – Problematyka modelowania numerycznego 3D złóż geotermalnych. Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1–2, str. 61–71.
- MIECZNIK M., 2013 – Błąd oszacowania potencjału dla wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach binarnych typu ORC związany ze zmiennością parametrów termodynamicznych wody geotermalnej. Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 2.
- MIERZEJEWSKI M.P., 1985 – Geologia granitowej części Karkonoszy. [W:] A. Jahna (red.) - Karkonosze polskie. Wyd. Polska Akademia Nauk, Wrocław, ISBN 83-04-01586-2.
- MILEWICZ J., SZAŁAMACHA J., SZAŁAMACHA M., 1979 – Mapa Geologiczna Polski 1:200 000, B – mapa bez utworów czwartorzędowych. Arkusz Jelenia Góra.
- MILEWICZ J., SZAŁAMACHA J., SZAŁAMACHA M., 1979 – Mapa Geologiczna Polski 1:200 000 – mapa bez utworów czwartorzędowych. Arkusz Jelenia Góra. Wyd. Geologiczna PIG.
- MING-LUNG M., YUAN-KUNG CH., 2006 – Geothermal energy potential in Taiwan, Proceedings, Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 30-February 1, SGP-TR-179.
- Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju: [http://www.transport.gov.pl/2-48203f1e24e2f-1787735-p\\_1.htm#](http://www.transport.gov.pl/2-48203f1e24e2f-1787735-p_1.htm#), data dostępu 2014.01.08.
- MÍSAŘ Z., DUDEK A., HAVLENA V., WEISS J., 1983 – Geologie ČSSR I, Český Masiv. SPN, Praha.
- MORAWSKI T., SAWICKI L., 1984 – Wystąpienie szczaw termalnych w Grabinie koło Niemodlina. Materiały i Studia Opolskie, 1984, R. XXVI, z. 52/53, s. 235–240.
- MOYA P., DiPIPO R., 2007 – Unit 5 bottoming binary plant at Miravalles geothermal field, Costa Rica: Planning, design, performance and impact, Geothermics, Volume 36, Issue 1, 63–96.
- MOYA P., NIETZEN F., CASTRO S., 2012 – Production and injection at Miravalles and Las Pailas geothermal fields, Costa Rica, Geothermal Training Programme, United Nations University,
- MWAKIO P., 2009 – Tole and Colleagues, Environmental Audit Report Olkaria III Geothermal Power Plant.
- NADOR A., TOTH A. N., KUJBUS A., BELA A., 2013 – Geothermal energy use. Country update from Hungary. Proceedings of the European Geothermal Congress, Pisa, Paper no. EGEC2015\_CUR-13.pdf (CD).
- NAGY S., DŁUGOSZ P., 2000 – Identification of the low-enthalpy Podhale geothermal reservoir based upon long term interference and pulse hydrodynamic testing. [W:] World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japonia, May 28 – June 10, 2000, s. 2739–2744.
- NAGY S., SUCH J., SZOTT W., 1999 – Weryfikacja hydrodynamicznego modelu złożowego podfliszowych wód termalnych niecki podhalańskiej na podstawie testów hydrodynamicznych. X-ta Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna: Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, eksploatacji otworowej i gazownictwie, Kraków 24–25 czerwca 1999. T. 2.
- NEY R., SOKOŁOWSKI J., 1987 – Wody geotermalne Polski i możliwości ich wykorzystania, Nauka Polska. Nr 6.
- NOCOŃ W., 1984 – Dokumentacja wynikowa otworów badawczych KOMPINA 2 i RÓŻYCE 1. Ministerstwo Górnictwa, PGNiG Zakład Poszukiwań Nafty i Gazu Wołomin, 1984. PIG - Centralne Archiwum Geologicznych PIG-PIB, nr inw. 129220 i 129221.
- NOWAK W., BORSUKIEWICZ-GOZDUR A., KLONOWICZ P., STACHEL A. A., HANAUSEK P., KLONOWICZ W., 2010 – Wstępne wyniki badań prototypowego układu minisiłowni z ORC zasilanej wodą o temperaturze 100°C. Przegląd Geologiczny, 58: 622–625.
- NOWAK W., STACHEL A.A., BORSUKIEWICZ-GOZDUR A., 2008 – Zastosowania odnawialnych źródeł energii. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej.
- NOWAK W., SOBAŃSKI R., KABAT M., KUJAWA T., 2000 – Systemy pozyskiwania i wykorzystania energii geotermicznej. Wydawnictwo Uczelniane PS, Szczecin.
- OBERC J., 1972 – Budowa geologiczna Polski. T. IV, Tektonika, cz. 2: Sudety i obszary przyległe. Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa, 1972.
- OCHAŁ J., GAŚSIÓREK E., 2002 – Opracowanie wyników badań sejsmicznych. Temat: Bańska Niżna–Biały Dunajec – 3D. Rok: 2001/2002 – Rozdz. 9, 10. Geofizyka Kraków (materiały niepublikowane).
- OGRISEC S., 2009 – Integration of Kalina cycle in a combined heat and power plant, a case study. Appl. Therm. Eng., 29: 2843-2848
- OLCZAK D., 1965 – Karta otworu wiertniczego NIESTRONNO 1. Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Pile, Przedsiębiorstwo Państwowe. Piła.
- O’SULLIVAN M.J., PRUESS K., LIPPMANN M.J., 2000 – Geothermal reservoir simulation: The state-of-practice and emerging trends. Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku.
- PAJĄK L., 2007 – Wybrane zagadnienia dotyczące pozyskania ciepła z pierwotnych nośników biomasy. Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja nr 3/2007. str. 22–27.

- PAJAŁ L., BARBACKI A., 2013 – Ocena możliwości akumulacji ciepła w rozległych systemach przesyłowych współpracujących z hybrydowymi źródłami wykorzystującymi zasoby energii odnawialnej. *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja* nr 7 t. 44/2013, strony 267–273.
- PAJAŁ L., BUJAKOWSKI W., 2013a – Porównanie cen energii cieplnej pochodzącej z instalacji geotermalnych z cenami konwencjonalnych źródeł energii na podstawie taryf rozliczeniowych obowiązujących w 2013 roku. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój* nr 1/2013. strony 35-45.
- PAJAŁ L., BUJAKOWSKI W., 2013b – Energia geotermalna w systemach binarnych. *Przegląd Geologiczny* nr 11/2 2013 tom 61, s. 699–705.
- PARLAKTUNA M., MERTOGLU O., SIMSEK S., PAKSOY H., BASARIR N., 2013 – Geothermal Country Update Report of Turkey (2010–2013). *European Geothermal Congress, Pisa, Italy, 3–7 June*.
- PERNAL J., 1989 – Dokumentacja wynikowa odwiertu poszukiwawczego PRZYBYŁÓW-2. *Min. Ochrony Środowiska i Zasobów Naturalnych, PGNiG, Zakład Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie. Kraków*.
- PERNECKER G., UHLIG S., 2003 – Low-enthalpy power generation with ORC-Turbogenerator the Altheim Project ([http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/ISS/2003Germany/III/6\\_1.per.pdf](http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/ISS/2003Germany/III/6_1.per.pdf))
- Plan odnowy miejscowości Ślesin na lata 2010–2017, 2010. Załącznik do uchwały nr 335/XL/10 Rady Miejskiej Gminy Ślesin z dnia 29 czerwca 2010 r.
- Plan Rozwoju Lokalnego Miasta Koła obejmujący lata 2005–2006 r. oraz 2007–2013 r., 2005.
- PLEWA M., PLEWA S., 1992 – *Petrofizyka*. Wyd. Geol., Warszawa.
- PLEWA S., 1994 – Rozkład parametrów geotermicznych na obszarze Polski. *Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków*.
- POMIANOWSKI P., 1988 – Anomalie termiczne nad strefą kontaktu pienińskiego pasa skałkowego i fliszu podhalańskiego. *Przegląd Geologiczny*, nr 2, Warszawa, s. 127–128.
- POROWSKI A., DOWGIAŁO J., 2009 – Application of selected geothermometers to exploration of low-enthalpy thermal water: the Sudetic Geothermal Region in Poland. *Environ. Geol.*, 2009, 58, p. 1629–1638.
- POŻARYSKI W., 1969 – Podział obszaru Polski na jednostki tektoniczne. *Przegląd Geologiczny* nr 2.
- POŻARYSKI W., 1974 – Budowa geologiczna Polski. Tom IV – Tektonika cz. 1, Niż Polski, *Wyd. Geol., Warszawa*.
- PREUSS K., OLDENBURG C., MORIDIS G., 1999 – TOUGH2 User's Guide, Version 2.0 Lawrence Berkley National Laboratory, California.
- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Informacja nr 10/2012 w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011.
- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Informacja nr 8/2013 w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2012.
- Przewodnik LXVI Zjazdu Polskiego Towarzystwa Geologicznego – Geologia i ochrona środowiska bloku przed-sudeckiego. *Wrocław, 1995*.
- PRZYLIBSKI T.A. (red.), 2007 – Studium możliwości rozpoznania nowych wystąpień wód zmineralizowanych, swoistych i termalnych na obszarze bloku przed-sudeckiego. *Politechnika Wrocławska, Instytut Górnictwa, Raport Ser. SPR. I-11/S-5 (niepublikowane)*.
- PUSSAK M., BAUER K., STILLER M., BUJAKOWSKI W., 2014 – Improved 3D seismic attribute mapping by CRS stacking instead of NMO stacking: Application to a geothermal reservoir in the Polish Basin. *Journal of Applied Geophysics (in press)*.
- PWC 2012. Rynek ciepła w Polsce. Internet: [http://www.pwc.pl/pl\\_PL/pl/publikacje/assets/raport\\_rynek\\_ciepla\\_w\\_polsce\\_2012.pdf](http://www.pwc.pl/pl_PL/pl/publikacje/assets/raport_rynek_ciepla_w_polsce_2012.pdf), dostęp 2014.01.09.
- RAGNARSSON Á., 2010 – Geothermal Development in Iceland 2005-2009. *Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010*.
- RAGNARSSON Á., 2013 – Geothermal Energy Use, Country Update for Iceland. *European Geothermal Congress, Pisa, Italy, 3–7 June 2013*.
- RESHEF T., CITRIN D., 2003 – Review of Olkaria III geothermal project. History, Present Status, and Salient Characteristics of Kenya's Pioneering.
- RICHTER B., 2010 – Geothermal Energy Plant Unterhaching, Germany. *Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010*.
- ROSCA M., BENDEA C., CUCUETEANU D., 2013 – Geothermal Energy Use, Country Update for Romania. *European Geothermal Congress, Pisa, Italy, 3–7 June 2013*.
- SAS-KORCZYŃSKI S., 1992 – Dokumentacja wynikowa otworu poszukiwawczego PONĘTÓW2. *PGNiG, Zakład Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie. Kraków*.
- SHELLSCHMIDT R., SANNER B., PESTER S., SCHULZ R., 2010 – Geothermal energy use in Germany. *Proceedings of the World Geothermal Congress, Bali (Indonesia), Paper no. 0152 (CD)*.
- SCHOCHET D.N., 2000 – Case histories of small scale geothermal power plants, *Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28–June 10*.
- SCHOCHET D.N., KRIEGER Z., CAMPBELL D., 2004 – Upgrading Ormesa Geothermal Operations, *Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 28, August 29–September 1*.
- SCHOCHET L., PRICE J.G., HESS R.H., 2012 – Data Tables and Graphs of Geothermal Power Production in Nevada, 1985–2011, *Nevada Bureau of Mines and Geology Open-File Report 12-3, University of Nevada, Reno*.
- SEIBT P., KABUS F., HOTH P., 2005 – The Neustadt-Glewe geothermal power plant – practical experience in the reinjection of cooled thermal waters into sandstone aquifers. *Proceedings of the World Geothermal Congress, Antalya (Turkey), Paper no. 1209 (CD)*.
- SERPEN U., AKSOY N., ÖNGÜR T., 2010 – Present status of geothermal energy in Turkey. *PROCEEDINGS, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, California, February 1–3, 2010. SGP-TR-188*.
- SOKOŁOWSKI J. (red.), 1998 – Studium możliwości inwestycyjnych nad wykorzystaniem energii geotermalnej w zbiorniku mezozoicznym w niecce szczecińskiej i północnej części monokliny przed-sudeckiej. *Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków. Arch. IGSMiE PAN, Kraków; materiały niepublikowane*.
- SOKOŁOWSKI J., 1987 – Możliwości wykorzystania wód geotermalnych dla uzupełnienia bilansu energetycznego Polski. *Mat. Konf. Wołomin*.
- SOKOŁOWSKI J., 1992 – Dokumentacja geosynoptyczna otworu geotermalnego Bańska IG-1. *Geosynoptyka i Geotermia, t. 1, CPPGSMiE, Kraków. Arch. IGSMiE PAN (materiały niepublikowane)*.
- SOKOŁOWSKI J., DOKTOR S., GÓRECKI W., GRANICZNY M., MYŚKO A., JAWOR E., KARNKOWSKI P., NEY R., NOWOTARSKI CZ., POPRAWA D., SŁUSZKIEWICZ T., WYSOPAL Z., 1987 – Projekt badań geologicznych określających zasoby i warunki eksploatacji surowców energetycznych w niecce podhalańskiej. *Arch. OK. PIG, Kraków*.
- SOKOŁOWSKI S., 1973 – Geologia paleogenu i mezozoicznego podłoża południowego skrzydła niecki podhalańskiej w profilu głębokiego wiercenia w Zakopanem. *Biul. IG, nr 265, Warszawa*.
- SONES R., KRIEGER Z., 2000 – Case history of the binary power plant development at the Heber, California geothermal resource, *Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu – Tohoku, Japan, May 28–June 10*.
- SONNELITTER P., KRIEGER Z., SCHOCHET D.N., 2000 – The Ormesa Power Plants at the East Mesa California Resource After 12 Years of Operation, *Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 24, September 24–27*.
- SOWIŹDZAŁ A., 2009a – Analiza geologiczna i ocena zasobów wód i energii geotermalnej formacji mezozoicznej niecki szczecińskiej. *Rozprawa doktorska, promotor: Wojciech Górecki. Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Surowców Energetycznych*.

- SOWIŹDŹAŁ A., 2009b – Perspektywy wykorzystania zasobów geotermalnych jury dolnej w północno-zachodniej części Polski do celów ciepłowniczych, balneologicznych i rekreacyjnych – II Ogólnopolski Kongres Geotermalny, 23–25 wrzesień, Bukowina Tatrzańska/PSG, KSE, Państwowy Instytut Geologiczny, (CD).
- SOWIŹDŹAŁ A., 2009c – Hydrogeological modeling as a tool to assess geothermal water resources of Lower Jurassic formation in the NW part of Poland [W:] XXXVIII IAH Congress : Groundwater quality sustainability: Krakow, 12–17 September 2010 : abstract book, Vol. 2 S. 1715–1717.
- SOWIŹDŹAŁ A., 2009d – Zasoby geotermalne warstw wodonośnych dolnej jury w niecce szczecińskiej. *Geologia* t. 35, z. 2/1 s. 213–221.
- SOWIŹDŹAŁ A., 2010a – Perspektywy wykorzystania zasobów wód termalnych jury dolnej z regionu niecki szczecińskiej (północno-zachodnia Polska) w ciepłownictwie, balneologii i rekreacji. *Przegląd Geologiczny* t. 58, nr 7, s. 613–621.
- SOWIŹDŹAŁ A., 2010b – Geotermalne perspektywy dla miast północno-zachodniej Polski; *GLOBEnergia* nr 3, s. 42–45.
- SOWIŹDŹAŁ A., 2010c – Assessment of geothermal water and energy resources of Lower Jurassic formations in the NW part of Polish Lowland (Szczecin Trough) [W:] Proceedings of the World Geothermal Congress, 25–30 April 2010, Bali – Indonesia, (CD).
- SOWIŹDŹAŁ A., 2012 – Potencjał geotermalny niecki szczecińskiej. *Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, GEOS, Kraków*, s. 110–117.
- 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). *Geological Quarterly* 57 (4), 729–744.
- SROKA Z., 1991 – Nowe oznaczenie gęstości powierzchniowego strumienia ciepłego Ziemi w polskiej części Karpat. *Zeszyty Naukowe AGH. Geofizyka Stosowana*, z. 8. Kraków, 153–162.
- STACHEL A. A., 2013 – Wykorzystanie energii Ziemi. Wydawnictwo Uczelniane ZUT.
- STEFANIUK M., CZERWIŃSKI T., KLITYŃSKI W., WOJDYŁA M., 2008 – Zastosowanie metody magnetotelurycznych profilowań ciągłych w badaniach strukturalnych. *Zeszyty AGH, Geologia* t. 34, z. 1, Kraków, 43–68.
- STUPNICKA E., 1997 – *Geologia regionalna Polski*. Wyd. Uniwersytetu Warszawskiego.
- STUPNICKA T., 1989 – *Geologia regionalna Polski*. Wyd. Geologiczne, Warszawa.
- SUCH P., LEŚNIAK G., 2003a – Parametry przestrzeni porowej skał. *Prace IGNiG No 119* (1–63 str.).
- SUCH P., LEŚNIAK G., 2003b – Factors Affecting relative Permeability Measurements for the Miocene and the Rotliegend Poorly Consolidated Sandstones” SCA 2003-61 Paper.
- SUCH P., LEŚNIAK G., BUDAK P., 2007 – Kompleksowa metodyka badania właściwości petrofizycznych skał. *Prace INiG 142* (69 str.).
- SUCH P., 2002 – Wykorzystanie porozymetrii rtęciowej w analizie przestrzeni porowej skał zbiornikowych. *Prace IGNiG nr 113*, 1–84.
- SUTTER J., KIPYEGO E., MUTAI D., 2012 – The use of portable geothermal wellhead generators as small power plants to accelerate geothermal development and power generation in Kenya. *GHC Bulletin*, February 2012.
- SZARGUT J., 1991 – *Termodynamika techniczna*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice.
- SZCZEPAŃSKI A., HAŁADUS A., HAJTO M., 2006 – *Metodyka analizy podstawowych parametrów zbiorników wód geotermalnych na Niżu Polskim*. [W:] Górecki W. (red.), *Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim*. Ministerstwo Środowiska. AGH, Kraków.
- SZCZEPAŃSKI A., HAŁADUS A., HAJTO M., 2011 – *Metodyka analizy podstawowych parametrów hydrogeologicznych w Karpatach zachodnich* [W:] Górecki W. (red.) - *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat zachodnich*. KSE AGH.
- SZEWCZYK J., GIENKA D., 2009 – Terrestrial heat flow density in Poland – a new approach. *Geological Quarterly*, Vol. 53 (1), s. 125–140.
- SZEWCZYK J., HAJTO M., 2006 – Strumień ciepły a temperatury wgłębne na obszarze Niżu Polskiego. [W:] Górecki W. (red.) – *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*. ZSE AGH, Kraków.
- SZLENK L., 1983 – *Opracowanie badań sejsmicznych Kalisz – Ostrzeszów – Złoczew*.
- SZYPERKO-ŚLIWCZYŃSKA A., 1979 – Trias dolny w północno-wschodniej Polsce. *Prace Inst.Geol.* T.91.
- SZYPERKO-TELLER A., 1982 – Litostratygrafia pstrego piaskowca na Pomorzu Zachodnim. *Kwartalnik Geologiczny*, 26, nr 2.
- SZYPERKO-TELLER A., 1997 – Trias dolny (pstry piaskowiec). *Sedymentacja, paleogeografia i paleotektonika*. W: Marek S., Pajchłowa M. (red.) *Epikontynentalny perm i mezozoik*.
- ŚLIMAK Cz., 2013 – PEC Geotermia Podhalańska S.A. – stan obecny, perspektywy rozwoju. *Ekologicznie i ekonomicznie „na plusie”*. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* nr 1 (251), s. 25–34.
- TAYLOR A., ZHENG L., 1996 – Geothermal resources in China, ([www.bla.com/ECB/PDFFile/China1996.PDF](http://www.bla.com/ECB/PDFFile/China1996.PDF))
- THINK GEOENERGY, 2013 – Germany: Bruchsal’s Kalina plant goes online.
- THOROLFSSON G., 2005 – Sudurnes regional heating corporation Svartsengi, Iceland. *GHC Bulletin*, June.
- TOMASZEWSKA B., PAJĄK L., 2013 – Using treated geothermal water to replenish network water losses in a district heating system. *Polish Journal of Environmental Studies*, 22 (1) s. 243–250.
- TOTH A., 2010: Hungary Country Update 2005-2009. *Proceedings of the World Geothermal Congress, Indonesia 2010*. Paper No. 0125 (CD).
- VACQUIER V., MATHIEU Y., LEGENDRE E., BLONDIN E., 1988 – An Experiment on Estimating the Thermal Conductivity of Sedimentary Rocks from Oil Well Logging. *AAPG Bulletin* 74, 9, 758–764.
- VALDIMARSSON P., 2003 – ORC and Kalina Analysis and experience.
- VANKEIRSBILCK I., VANSLAMBROUCK B., GUSEV S., DE PAEPE M., 2011 – Organic Rankine Cycle as efficient alternative to steam cycle for small scale power generation. *HEFAT 2011 – 8th International Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamic*. 11–13.07.2011. Pointe Aux Piments, Mauritius.
- VETTER A., 2012 – The Influence of Geothermal Plants on the Biogeochemistry of the Microbial Ecosystems in Aquifers. *Technischen Universität Berlin*.
- WASHBURN R.N., 1921 – Note on the method of determining the distribution of pore size in a porous material. *Proceedings of National Academy of Science*, 7: 115–116.
- WIECZOREK J., 2002 – Koreferat do tematu: *Opracowanie wyników badań sejsmicznych. Temat: Bańska Niżna–Biały Dunajec 3D. Rok 2001/2002. Interpretacja wyników badań – część geologiczna*. Arch. PEC Geotermia Podhalańska S.A.; Arch. IGSMiE PAN, Kraków (materiały niepublikowane).
- WINIARSKA Z., 1975 – *Opracowanie badań sejsmicznych: Kalisz – Turek – Sieradz*, Arch. Geofizyka, Kraków.
- WINIARSKA Z., 1984 – *Opracowanie badań sejsmicznych: Ponętów – Wartkowice; rejon: Ponętów*. Arch. Geofizyka Kraków.
- WINIARSKA Z., 1984–86 – *Opracowanie badań sejsmicznych: Ponętów – Wartkowice; rejon: Wartkowice*. Arch. Geofizyka Kraków.
- WITCZAK S., 1999 – Analiza i interpretacja składu fizykochemicznego wód eksploatowanych w Białym Dunajcu i Bańskiej pod kątem poznawania systemu geotermalnego Podhala. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- WOŚ A., 1999 – *Klimat Polski*. Wyd. PWN, ISBN 83 01 12780 5.
- WÓJCICKI A. (red.), SOWIŹDŹAŁ A. (red.), BUJAKOWSKI W. (red.), 2013 – Ocena potencjału, bilansu ciepłego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. *PIG-PIB, Ministerstwo Środowiska, Warszawa*, ISBN 978-83-7863-263-4.
- WRÓBEL J., 1970 – *Dokumentacja wynikowa otworu WILCZNA 1. Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych w Pile*.
- <http://www.aluminium-konin.pl/>
- <http://www.gmina.turek.pl/>

[www.gtn-online.de](http://www.gtn-online.de)

[www.jeleniagora.pl](http://www.jeleniagora.pl)

<http://www.lowicz.eu/>

<http://www.powiat.turek.pl/>

<http://www.stargard.pl/>

[www.um.znin.pl](http://www.um.znin.pl)

WYSOCKA-KUDŁA H., 1990 – Dokumentacja wynikowa odwiertu poszukiwawczego TRZEŚNIEW 1. Ministerstwo Przemysłu, PGNiG, Wołomin.

ZBOIŃSKA A., 1987 – Dokumentacja wynikowa odwiertu poszukiwawczego CHOCIWEL 3. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, PGNiG – Piła.

ZBOIŃSKA A., 1989 – Dokumentacja wynikowa odwiertu poszukiwawczego DAMASŁAWEK 22. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, PGNiG – Piła.

ZUBER A., WEISE S., OSENBRÜCK K., GRABCZAK J., CIĘŻKOWSKI W., 1995 – Age and recharge area of thermal waters in Łądek Spa (Sudeten, Poland) deduced from environmental isotope and noble gas data. *Journal of Hydrology*, 167, s. 327–349.

ŻELAŻNIEWICZ A., 2005 – Przeszłość geologiczna. [W:] Fabiszewski J. (red.) – *Przyroda Dolnego Śląska*. Polska Akademia Nauk, Oddział we Wrocławiu, s. 61–134.

ŻELICHOWSKI A.M., 1983 – Tektonika niecki brzeżnej i jej podłoża między Warszawą i Dęblinem w strefie uskoku Grójca. *Biuletyn IG 344*, s. 199–224.

## SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

- Załącznik 3.1. Mapa lokalizacji geotermalnych elektrowni binarnych na Świecie
- Załącznik 4.2.1. Mapa lokalizacji otworów wiertniczych dla zbiornika jury dolnej (niecka mogileńsko-łódzka)
- Załącznik 4.2.2. Lokalizacja obszaru perspektywicznego dla zbiornika jury dolnej na tle podziału administracyjnego Polski
- Załącznik 4.2.3. Przekrój korealacyjny A-A' (przebieg na załącznik 4.2.1)
- Załącznik 4.2.4. Przekrój korealacyjny B-B' (przebieg na załącznik 4.2.1)
- Załącznik 4.2.5. Mapa strukturalna stropu utworów jury dolnej (niecka mogileńsko-łódzka)
- Załącznik 4.2.6. Mapa miąższości całkowitej utworów jury dolnej (niecka mogileńsko-łódzka)
- Załącznik 4.2.7. Mapa temperatury w stropie utworów jury dolnej (niecka mogileńsko-łódzka)
- Załącznik 4.2.8. Mapa mineralizacji wody w utworach jury dolnej (niecka mogileńsko-łódzka)
- Załącznik 4.2.9. Mapa wydajności potencjalnej otworów wiertniczych w utworach jury dolnej (niecka mogileńsko-łódzka)
- Załącznik 4.2.10. Mapa lokalizacji otworów wiertniczych i obszarów wiertniczych i obszaru perspektywicznego dla zbiornika jury dolnej na tle podziału administracyjnego Polski (centralna część niecki szczecińskiej)
- Załącznik 4.2.11. Korelacja litostratygraficzna utworów jury dolnej C-C' (przebieg na załącznik 4.2.10)
- Załącznik 4.2.12. Mapa strukturalna stropu utworów jury dolnej (centralna część niecki szczecińskiej)
- Załącznik 4.2.13. Mapa miąższości całkowitej utworów jury dolnej (centralna część niecki szczecińskiej)
- Załącznik 4.2.14. Mapa temperatury w stropie utworów jury dolnej (centralna część niecki szczecińskiej)
- Załącznik 4.2.15. Mapa mineralizacji wody w utworach jury dolnej (centralna część niecki szczecińskiej)
- Załącznik 4.2.16. Mapa wydajności potencjalnej w otworach wiertniczych w utworach jury dolnej (centralna część niecki szczecińskiej)
- Załącznik 4.2.17. Mapa lokalizacji otworów wiertniczych dla zbiornika triasu dolnego
- Załącznik 4.2.18. Mapa lokalizacji obszaru perspektywicznego dla zbiornika triasu dolnego na tle podziału administracyjnego Polski
- Załącznik 4.2.19. Przekrój korelacyjny D-D' (przebieg na załącznik 4.2.17)
- Załącznik 4.2.20. Przekrój korelacyjny E-E' (przebieg na załącznik 4.2.17)
- Załącznik 4.2.21. Mapa strukturalna stropu utworów triasu dolnego
- Załącznik 4.2.22. Mapa miąższości całkowitej utworów triasu dolnego
- Załącznik 4.2.23. Mapa temperatury w stropie utworów triasu dolnego
- Załącznik 4.2.24. Mapa mineralizacji wody w stropie utworów triasu dolnego
- Załącznik 4.3.1. Mapa lokalizacji otworów geotermalnych i obszaru perspektywicznego niecki podhalańskiej na tle podziału administracyjnego Polski
- Załącznik 4.3.2. Przekrój korelacyjny F-F' (przebieg na załącznik 4.3.1)
- Załącznik 4.3.3. Mapa strukturalna stropu głównego poziomu wód termalnych niecki podhalańskiej
- Załącznik 4.3.4. Mapa temperatury w niecce podhalańskiej na głębokości: 1) 2000 m p.p.t., 2) 3000 m p.p.t., 3) 4000 m p.p.t.
- Załącznik 4.4.1. Mapa lokalizacji otworów wiertniczych na obszarze Sudetów
- Załącznik 4.4.2. Lokalizacja obszaru perspektywicznego Sudetów na tle podziału administracyjnego
- Załącznik 4.4.3. Mapa występowania wód termalnych w Sudetach
- Załącznik 4.4.4. Mapa temperatury w Sudetach na głębokości 1500 m p.p.t.

- Załącznik 5.2.1. Mapa lokalizacji analizowanych otworów wiertniczych
- Załącznik 5.2.2. Próbkę rdzeni
- Załącznik 5.5.1. Głębokościowy przekrój sejsmiczny linia 191 Kompina 2D/3D, 2007 R
- Załącznik 5.5.2. Mapa strukturalna granicy sejsmicznej J2a (strop aalenu dolnego) Kompina 2D/3D, 2007 R
- Załącznik 5.5.3. Mapa strukturalna granicy sejsmicznej Tp2a (granica z utworów pstrego piaskowca środkowego) Kompina 2D/3D, 2007 R
- Załącznik 5.5.4. Głębokościowy przekrój sejsmiczny 12-4-84K Turek, Wartkowice-Poddębice i Koło-Ponętów, 2013 R
- Załącznik 5.5.5. Mapa strukturalna granicy sejsmicznej Tp2 (strop środkowego pstrego piaskowca środkowego) Turek, Wartkowice-Poddębice i Koło-Ponętów, 2013
- Załącznik 5.5.6. Mapa strukturalna granicy sejsmicznej J1\_str (strop jury dolnej) Turek, Wartkowice-Poddębice i Koło-Ponętów, 2013
- Załącznik 5.5.7. Mapa strukturalna granicy sejsmicznej K1\_str (strop kredy dolnej) Turek, Wartkowice-Poddębice i Koło-Ponętów, 2013
- Załącznik 7.2.1. Mapa stropu utworów dolnej jury w strefie Koła
- Załącznik 7.2.2. Przekroje geologiczne przez strefę Koła (przebieg na załącznik 7.2.1)
- Załącznik 7.2.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Koła
- Załącznik 7.3.1. Mapa stropu utworów dolnej jury w strefie Turka
- Załącznik 7.3.2. Przekroje geologiczne przez strefę Turka (przebieg na załącznik 7.3.1)
- Załącznik 7.3.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Turka
- Załącznik 7.4.1. Mapa stropu utworów jury dolnej w strefie Konina
- Załącznik 7.4.2. Przekroje geologiczne przez strefę Konina (przebieg na załącznik 7.4.1)
- Załącznik 7.4.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Konina
- Załącznik 7.5.1. Mapa stropu utworów jury dolnej w strefie Ślesina
- Załącznik 7.5.2. Przekroje geologiczne przez strefę Ślesina (przebieg na załącznik 7.5.1)
- Załącznik 7.5.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Ślesina
- Załącznik 7.6.1. Mapa stropu utworów jury dolnej w strefie Żnina
- Załącznik 7.6.2. Przekroje geologiczne przez strefę Żnina (przebieg na załącznik 7.6.1)
- Załącznik 7.6.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Żnina
- Załącznik 7.7.1. Mapa stropu utworów środkowego pstrego piaskowca strefy Łowicz
- Załącznik 7.7.2. Przekroje geologiczne przez strefę Łowicza (przebieg na załącznik 7.7.1)
- Załącznik 7.7.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Łowicza
- Załącznik 7.8.1. Mapa stropu utworów dolnej jury w strefie Stargardu Szczecińskiego
- Załącznik 7.8.2. Przekroje geologiczne przez strefę Stargardu Szczecińskiego (przebieg na załącznik 7.8.1)
- Załącznik 7.8.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Stargardu Szczecińskiego
- Załącznik 7.9.1. Mapa stropu utworów dolnej jury w strefie Chociwła
- Załącznik 7.9.2. Przekroje geologiczne przez strefę Chociwła (przebieg na załącznik 7.9.1)
- Załącznik 7.9.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Chociwła
- Załącznik 7.10.1. Mapa stropu utworów jednostki Białego Dunajca w strefie Bańskiej Niżnej
- Załącznik 7.10.2. Przekroje geologiczne przez strefę Bańskiej Niżnej (przebieg na załącznik 7.10.1)
- Załącznik 7.10.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Bańskiej Niżnej
- Załącznik 7.11.1. Szkic tektoniczny górnokarbońskiego plutonu Karkonoszy w strefie Cieplic Śląskich-Zdroju
- Załącznik 7.11.2. Przekroje geologiczne przez strefę Cieplic Śląskich-Zdroju (przebieg na załącznik 7.11.1)
- Załącznik 7.11.3. Wyniki modelowania numerycznego w strefie Cieplic Śląskich-Zdroju



ISBN: 978-83-62922-33-8