

Wiesław BUJAKOWSKI*, Antoni P. BARBACKI*, Leszek PAJĄK*

Możliwość wykorzystania niskotemperaturowych wód w kąpieliskach termalnych w rejonie Krakowa

STRESZCZENIE. W pracy wykazano możliwości ujęcia i gospodarczego wykorzystania wód termalnych z horyzontów złożowych w obszarze miasta Krakowa. Rozpoznane zbiorniki wodonośne wykazują temperatury osiągające 20—40°C. Najmniej ryzykowne jest zagospodarowanie horyzontów dewonu i jury występujących we wschodniej części miasta. Wykazano, że najbardziej celowym byłoby zagospodarowanie energii i wód do celów rekreacyjnych w kąpieliskach termalne. Wyniki analiz przedstawiono w zestawieniach kosztów produkcji jednostki energii umożliwiając wybór rozwiązania optymalnego i podjęcie decyzji o charakterze komercyjnym.

SŁOWA KLUCZOWE: energia odnawialna, energia geotermalna, wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej w skojarzeniu, koszty wytwarzania energii

Wprowadzenie

Artykuł niniejszy powstał w oparciu o wyniki pracy pn. „Ocena możliwości pozyskania energii cieplnej z wód geotermalnych na terenie gminy miejskiej Kraków oraz wstępna analiza ekonomiczna dla przedsięwzięcia pod nazwą budowa miejskiego zakładu geo-

* Dr inż. — Zakład Energii Odnawialnej, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi PAN, Kraków.

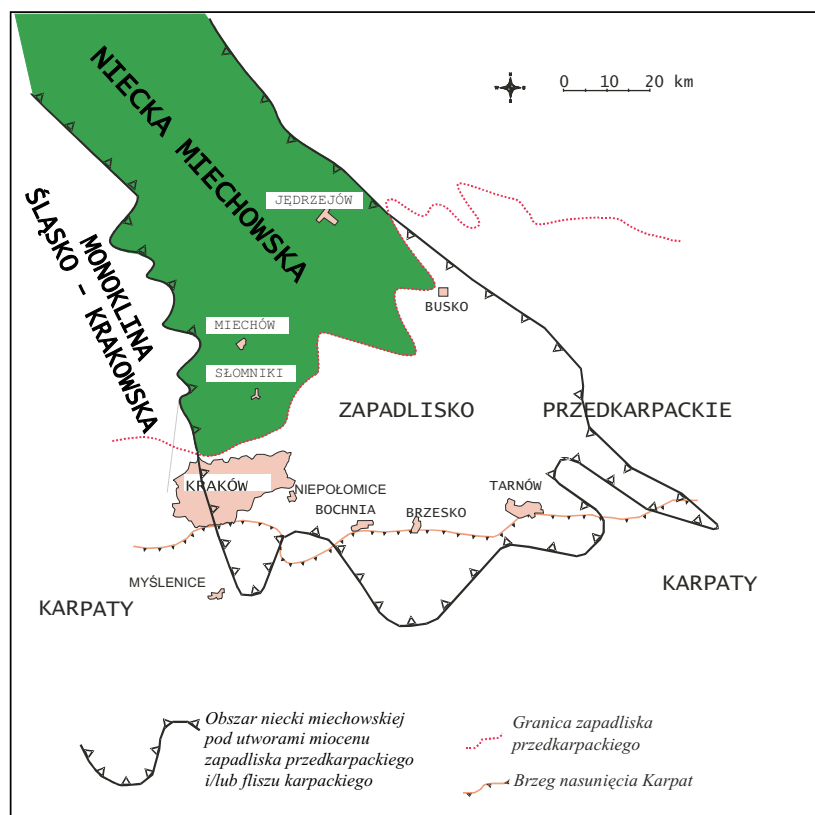
Recenzent: prof. dr hab. inż Roman NEY

termalnego” (Bujakowski i in. 2005), wykonanej w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie dla Zarządu miasta Krakowa.

Na obszarze Małopolski wody podziemne występują w zbiornikach usytuowanych w wielu piętrach stratygraficznych. Są to zbiorniki w obrębie utworów paleozoicznych (dewon, karbon), mezozoicznych (trias, jura, kreda), trzeciorzędowych (miocen, eocen) oraz czwartorzędowych. Wody występujące w obrębie poszczególnych zbiorników charakteryzują się jednak bardzo zróżnicowanymi parametrami hydrogeotermalnymi, tj. wydajnością, temperaturą i mineralizacją (Bujakowski, Barbacki 2004). Przyjmując, że dla geotermalnych systemów główne znaczenie mają wody o temperaturach powyżej 10°C i o wydajnościach powyżej 50 m³/h, możliwość wykorzystania w geotermii wód zbiorników czwartorzędowych może mieć miejsce głównie w przypadku indywidualnych, niedużych odbiorców. Większe znaczenie mają trzeciorzędowe (paleogen, neogen) zbiorniki wód termalnych, które związane są z mioceńskimi utworami piaskowcowymi zapadliska przedkarpackiego oraz węglanowymi i piaskowcowymi utworami eocenu podhalańskiego (eocen numulitowy i warstwy szaflarskie). Pewne znaczenie dla geotermii mogą mieć również paleogeńskie utwory piaskowcowe na obszarze Karpat fliszowych. Największe możliwości wykorzystania wód termalnych dla celów ciepłowniczych wiążą się jednak ze zbiornikami mezozoicznymi. Najbardziej spektakularnym zbiornikiem wód termalnych Małopolski jest triasowy zbiornik podhalański występujący w obrębie utworów węglanowych jednostki regłowej. Równie interesujący jest cenomański poziom wodonośny występujący na obszarze niecki miechowskiej i zapadliska przedkarpackiego, który co prawda nie charakteryzuje się tak wysokimi temperaturami wód, lecz powierzchniowo obejmuje znacznie większy obszar, a występujące tu wody są często wodami słodkimi. Mniejsze znaczenie w kontekście regionalnym mają natomiast takie piętra mezozoiku jak kreda górna (senon) i jura środkowa (dogger) monokliny śląsko-krakowskiej i niecki miechowskiej (Raclawice). Większe perspektywy dotyczące możliwości wykorzystania wód termalnych wiążą się natomiast ze zbiornikiem górnourajskim. Drugorzędne znaczenie dla geotermalnego wykorzystania przedstawiają zbiorniki wód w utworach paleozoicznych. Spośród dwóch bardziej interesujących pięter: dewonu i kambru, w których stwierdzono przyplawy i samowypływy wód z otworów — korzystniejsze parametry geotermalne posiadają zbiorniki w wapieniach dewońskich.

1. Zarys warunków geologicznych i hydrogeologicznych regionu krakowskiego

Zbiorniki geotermalne rejonu Krakowa zawierające wody termalne występują w obrębie jednostek geologicznych, które wykazują specyficzne cechy strukturalne i litologiczne wynikające z kształtujących je procesów tektonicznych i sedymentacyjnych. Na obszarze tym wyróżnia się dwie główne jednostki: niecka miechowska (przykryta utworami miocenu



Rys. 1. Jednostki geologiczne regionu krakowskiego (Barbacki 2004)

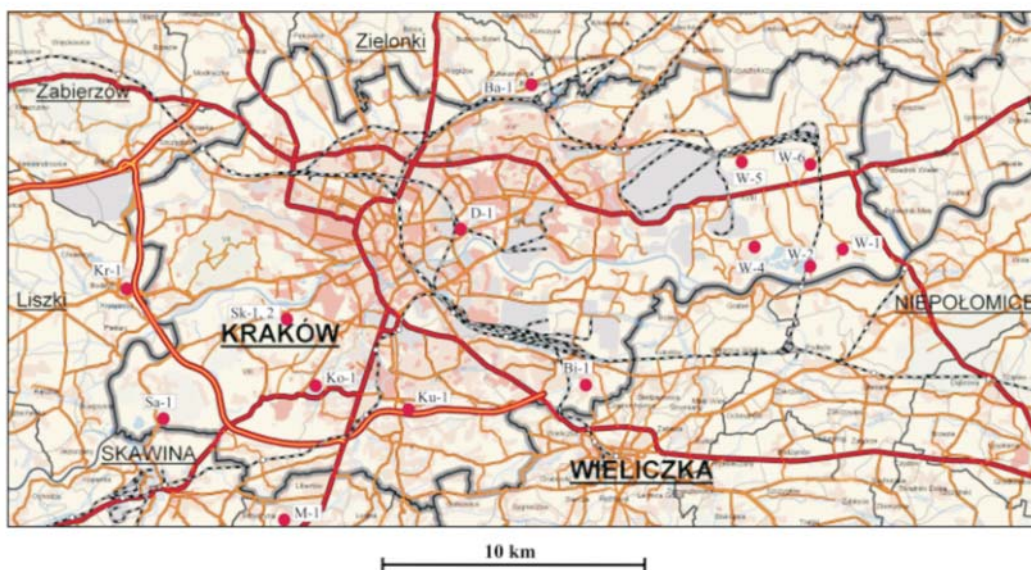
Fig. 1. Geological units in the Cracow region (Barbacki 2004)

zapadliska przedkarpackiego) i monoklina śląsko-krakowska (rys. 1). Występujące w podłożu niecki miechowskiej utwory paleozoiczne należą do masywu małopolskiego, a w podłożu monokliny śląsko-krakowskiej, w części zachodniej miasta do fałdowej strefy lublińsko-krakowskiej.

1.1. Strefa niecki miechowskiej (pod mioceniem zapadliska przedkarpackiego)

We wschodniej części miasta wody termalne związane są z jurajskim kompleksem niecki miechowskiej kontynuującym się pod miocenijskimi utworami zapadliska przedkarpackiego. Wody te występują również w głębszych horyzontach paleozoicznych, jak np. w rejonie Wyciąża (dewon) (rys. 2, 3). Nieperspektywiczne w rejonie miasta są utwory kredowe. Korzystne warunki hydrogeotermalne w obrębie tych utworów występują natomiast w takich rejonach, jak rejon Słomnik, Niepołomic, Grobli, Bochni, Brzeźnicy i w rejonie Rzezawy (utwory cenomanu) (rys. 1). Strefa dobrych warunków geotermalnych w obrębie

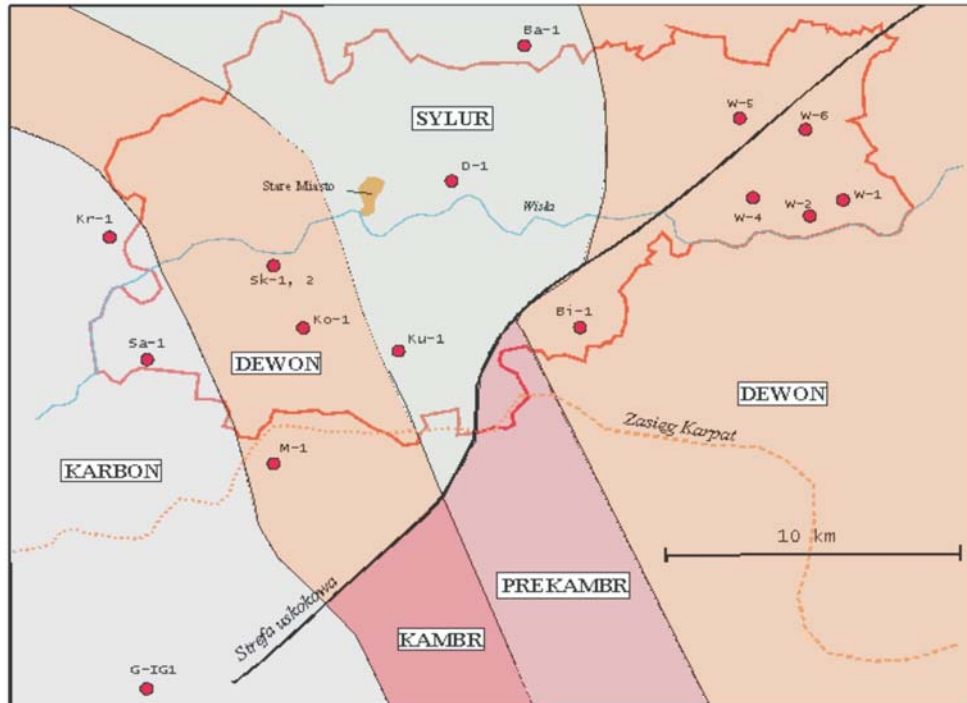
kompleksu cenomańskiego ciągnie się od obszaru gminy Nowy Wiśnicz na północ poprzez gminę Rzezawa, Szczurowa (powiat Brzesko) w kierunku Koszyc (powiat Proszowice). Głębokość horyzontu cenomańskiego na tym obszarze waha się od 200 m w rejonie Kocmyrzowa do 1000 m w rejonie Rzezawy, co oznacza, że zakres możliwych do uzyskania temperatur wód wynosi od 20 do 30°C (Barbacki, Kazanowska 2001a). Utwory doggeru (jura środkowa) posiadają interesujące parametry geotermalne w rejonie Woli Zabierzowskiej koło Niepołomic oraz w wyżej wymienionych rejonach Rzezawy i Brzeźnicy (powiat bocheński), a także w rejonie Raławic. W rejonie Krakowa są one słabo rozpoznane. Wydajności wód z utworów doggeru są jednak znacznie niższe aniżeli w przypadku utworów cenomanu (kilkanaście m³/h), a głębokości horyzontu wodonośnego wahają się od 500 m w rejonie Kocmyrzowa do 1900 m w rejonie Brzeźnicy koło Bochni. Odpowiada to zakresowi temperatur wód 20—54°C (Barbacki, Kazanowska 2001b). Perspektywy wykorzystania wód górnourajskich związane są z kolei ze strefą takich miejscowości, jak: Pietrzejowice koło Kocmyrzowa, Raciborowice, Zesławice, Tropiszów, Wyciąże, jednak ich temperatury nie przekraczają 30°C. W paleozoicznym podłożu niecki miechowskiej stwierdzono samowypływy wód z utworów dewonu w rejonie Niepołomic, Krakowa-Wschód czy w Łapczycy z utworów dewonu środkowego i górnego.



Kr-1: Kryspinów	M-1: Gaj-Libertów	D-1: Dąbie	W-1: Przylasek Wyciąski	W-5: Ruszcza
Sa-1: Samborek	Ko-1: Kobierzyn	Ba-1: Batowice	W-2: Przylasek Rusiecki	W-6: Kościelniki
Sk-1,2 Skotniki	Ku-1: Kurdwanów	Bi-1: Biezanów	W-4: Wola Rusiecka	G-IG1: Głogoczów IG-1

Rys. 2. Lokalizacja ważniejszych otworów geologicznych w rejonie Krakowa

Fig. 2. Main bore-holes localization in the Cracow region



Rys. 3. Syntetyczna mapa powierzchni utworów paleozoiku w rejonie Krakowa (wg danych PGNiG oraz Jawor 1970; Konior 1978)

Fig. 3. Synthetic geological map of the Paleozoic formations in the Cracow region (according to data from the PGNiG and Jawor 1970; Konior 1978)

1.2. Strefa monokliny śląsko-krakowskiej

Na obszarze tym, obejmującym zachodnią część Krakowa, ze względu na płytkie zaleganie utworów mezozoiku nie ma odpowiednich warunków dla występowania wód termalnych w obrębie utworów jury górnej i kredy (rys. 1). W rejonie Kryspinowa w podłożu monokliny stwierdzono natomiast samowypływy wód z utworów karbońskich, w rejonie Kobierzyna przyływy wód z dewonu, a w rejonie Libertowa z kambru. Szczególnie interesujące są utwory kambru i z nimi należy głównie wiązać możliwość występowania wód termalnych w zachodniej części Krakowa (rys. 2, 3). Na obszarze monokliny śląsko-krakowskiej (pow. chrzanowski i olkuski) istnieją możliwości pozyskania energii geotermalnej również z utworów triasowych (ewentualnie jurajskich) tworzących tutaj główny, eksploatowany dla celów konsumpcyjnych poziom wodonośny. Bariere dla szerszego wykorzystania zakumulowanej energii geotermalnej stanowią jednak temperatury występujących tutaj wód nie przekraczające 20°C.

2. Główne zbiorniki wód termalnych regionu krakowskiego

Analiza warunków hydrogeotermalnych Krakowa prowadzona była w oparciu o dane z otworów (Moryc 1970a,b, 1976) znajdujących się zarówno na terenie gminy, jak i w jej bezpośrednim sąsiedztwie (rys. 2). Dane te posłużyły do opracowania uszczegółowionej mapy zasięgu występowania wodonośnych utworów dewonu i kambru (rys. 3) oraz do oceny trendu zmian głębokości ich zalegania dla oszacowania temperatur występujących tam wód. Wodonośne utwory jury występują na całym obszarze miasta, stąd analiza dotyczyła głównie oceny głębokości zbiornika jurajskiego oraz jego wydajności.

Jak wynika z mapy na rysunku 3, utwory dewonu w zachodniej części miasta przykrywają utwory kambru (strefa otworów Sk-1,2; Ko-1) i oba kompleksy zapadają monoklinalnie w kierunku SW. W skrajnej zachodniej strefie oba zbiorniki przykryte są utworami karbonu (strefa otworu Sa-1). W rejonie Kobierzyna (otwór Ko-1) zbiornik dewoński zalega na głębokości 250 m (pod jurą), w rejonie Woli Justowskiej w interwale od 800 do 1500 m (nad kambrem występującym w interwale od 1500 do 2500 m), a w rejonie Tyńca, Kryspinowa, Balic na głębokości 1000—1800 m (kambr od 1800 do 3000? m). Jak widać, w strefie tej w przypadku uzyskania przyływów z utworów dewońskich i/lub kambryjskich temperatury wód dochodziłyby nawet do 80°C. Jak dotąd nieduże przyływy solanek z utworów kambru stwierdzono w rejonie Krzywaczki (otwór G-IG1, rys. 3) i Gaju (otwór M-1, rys. 3). Zarówno zbiornik kambryjski jak i dewoński tej strefy wymagają jednak pełnego rozpoznania wiertniczego.

Przeprowadzone analizy wskazują, że z pięter paleozoicznych piętro dewonu ma największe znaczenie hydrogeologiczne oraz stwarza najlepsze perspektywy dla wykorzystania zgromadzonych wód termalnych. Szczególnie korzystnie w aspekcie wykorzystania wód termalnych w utworach dewonu przedstawia się strefa „Kraków Wschód” (Wyciąże, Kościelniki, Przylasek Rusiecki–Niepołomice–Wola Zabierzowska, Branice, Wolica)

W zachodniej strefie miasta (Libertów–Tynec–Wola Justowska–Kryspinów–Balice) zbiornik dewoński oraz kambryjski stwarzają możliwości uzyskania wód termalnych o temperaturach 50—70°C, jednak wydajności tych wód, ciśnienia złożowe oraz ich mineralizacja są nieznane i mogłyby zostać ocenione dopiero po odwiercieniu otworu do głębokości co najmniej 2000 m.

Jednoznaczne rozstrzygnięcie kwestii możliwości wykorzystania wód termalnych paleozoiku w zachodniej części Krakowa wymaga wykonania otworu badawczego. Niemniej przesłanki geologiczne (stan rozpoznania rejonu, nieznana wydajność wód i ciśnienia złożowych) wskazują na znaczne ryzyko lokalizacji tam zakładu geotermalnego.

Mniejsze ryzyko związane jest ze strefą wschodnią miasta, gdzie w rejonie Kościelnik stwierdzono samowypływy wód dewońskich z głębokości 1450—1800 m (temperatury szacowane 40—50°C), jednak wypływy te nie były potwierdzone odpowiednimi badaniami. Tak, więc i w tej strefie istnieje jedynie możliwość lokalizacji zakładu geotermalnego wymagająca potwierdzenia wiertniczego. Niezależnie od powyższego, szacowane temperatury wyraźnie wskazują, że wykorzystanie tych wód na potrzeby centralnego ogrze-

wania wymagałoby zastosowania systemu pomp ciepła, a brak w tej strefie sieci ciepłowniczej stwarza dodatkową barierę. Interesujące byłoby natomiast wykorzystanie wód dewońskich tej strefy dla celów balneo-rekreacji głównie ze względu na mniejsze wymagania dotyczące wydajności i temperatury wód.

Realne możliwości wykorzystania wód termalnych związane są z wodami jurajskimi występującymi we wschodniej części miasta (Wyciąże, Kościelniki, Ruszcza, Przylasek), gdzie znane są zarówno wydajności, jak i temperatury. Temperatury te (ok. 25°C) oraz wydajności (do 60 m³/h) predestynują je jednak wyraźnie do wykorzystania w ramach lokalnych projektów związanych głównie z rekreacją.

Reasumując, wykorzystanie wód termalnych zbiornika górnourajskiego (temperatury ok. 25°C) jest obciążone najmniejszym ryzykiem geologicznym, natomiast w przypadku zbiornika dewońskiego (temperatury 40—45°C) jego rzeczywista przydatność dla celów geotermii winna być potwierdzona przez wykonanie otworów badawczych do głębokości około 1800 m zlokalizowanych we wschodnim i zachodnim rejonie miasta. Pozostałe rejony Krakowa nie stwarzają większych perspektyw dla wykorzystania energii geotermalnej, przede wszystkim ze względu na złe parametry zbiornikowe stref, gdzie występują temperatury powyżej 20°C (np. w centralnej części miasta poniżej głębokości około 500 m występują utwory niemal bezwodne).

3. Ocena wielkości zasobów wód i energii cieplnej w strefie Kraków-Wschód

Przedstawione dane wskazują, że zasoby energii geotermalnej wschodniej strefy miasta związane są głównie z wodami jury i dewonu. Nie można też wykluczyć możliwości wykorzystania wód kambryjskich i dewońskich strefy zachodniej, lecz dostępne dane nie pozwalają na wiarygodną ocenę wydajności wód z tego obszaru. Dane z wytypowanych otworów odwierconych we wschodniej części Krakowa (rys. 2) umożliwiają wstępną ocenę wydajności i temperatur wód z utworów jury i dewonu (pod warunkiem optymalnego udostępnienia pełnego interwału wodonośnego) na około:

- ✧ 60 m³/h, 24°C (jura, otwór W-1, Przylasek Wyciąski),
- ✧ 50 m³/h, 25°C (dewon, otwór W-5, Ruszcza),
- ✧ 60 m³/h, 20°C (jura, otwór W-6, Kościelniki),
- ✧ 70 m³/h, 40°C (dewon, otwór W-6, Kościelniki).

Rzeczywiste parametry złożowe będą jednak możliwe do określenia dopiero po rekonstrukcji wytypowanego otworu lub odwierceniu nowego otworu i opróbowaniu horyzontu wodonośnego. Niezależnie od wykazywanych temperatur wody dewonu charakteryzują się walorami leczniczymi ze względu na podwyższoną zawartość bromu (do 0,5 g/l). Biorąc pod uwagę oszacowane wydajności oraz temperatury wód na wypływie z otworów, maksymalne moce geotermiczne możliwe do uzyskania w warunkach eksploatacji z wy-

mienionych otworów, przy założonym schłodzeniu do 11°C (temperatura wód powierzchniowych), byłyby następujące:

- ✧ otwór W-1, Przylasek Wyciąski: $Moc_{geoter} = 900 \text{ kW}$ (jura),
- ✧ otwór W-5, Ruszcza: $Moc_{geoter} = 800 \text{ kW}$ (dewon),
- ✧ otwór W-6, Kościelniki: $Moc_{geoter} = 600 \text{ kW}$ (jura),
- ✧ otwór W-6, Kościelniki: $Moc_{geoter} = 2300 \text{ kW}$ (dewon).

4. Analiza układów ciepłowniczych wykorzystujących energię geotermalną

Wykorzystanie energii geotermalnej związane jest zazwyczaj z niewielkim (lub zdecydowanie niższym niż w przypadku konwencjonalnych nośników energii) udziałem kosztów zmiennych w całkowitych jednostkowych kosztach produkcji energii cieplnej. Koszty zmienne związane są przede wszystkim z zakupem nośników energii, kosztami osobowymi i remontowymi. Znaczący jest w nich udział kosztów stałych (amortyzacja, obsługa kredytu). Wiąże się to z wysokimi kosztami inwestycyjnymi. Opłacalna realizacja przedsięwzięć geotermalnych wymaga zatem odpowiednio dużego odbiorcy energii cieplnej — zapewniającego osiągnięcie korzystnego stosunku kosztów stałych i zmiennych w strukturze kosztów. Mając na uwadze: oszacowane — realne do otrzymania wartości strumienia wody geotermalnej, prognozowane temperatury, ciśnienia głowicowe oraz charakterystykę potencjalnych odbiorców energii, w analizach wariantowych układów technologicznych skupiono się zarówno na wykorzystaniu własności energetycznych, jak i balneologicznych wód geotermalnych. Pozyskanie wód geotermalnych w celach ciepłowniczych, przy wykorzystaniu istniejącej na terenie miasta sieci ciepłowniczej, nastęrcza wiele problemów. Przeprowadzona analiza istniejących danych geologicznych wskazała dwie strefy zbiornikowe, dla których możliwe jest wykorzystanie energii geotermalnej w celach ciepłowniczych. Obie strefy zlokalizowane są we wschodnim obszarze miasta. Strefa pierwsza związana jest z wodami dewońskimi — w rejonie Kościelnik, strefa druga natomiast z wodami jurajskimi — rejon Wyciąża, Kościelnik, Ruszczy i Przylasku. Obszar ten leży poza zasięgiem miejskiej sieci ciepłowniczej miasta Krakowa. Nie ma tu również istniejących dużych odbiorców energii cieplnej, zapewniających uzyskanie korzystnych parametrów ekonomicznych dla przedsięwzięć związanych z wykorzystaniem energii geotermalnej. Podłączenie źródeł geotermalnych do miejskiej sieci ciepłowniczej miasta Krakowa wymagałoby wykonania wielokilometrowego odcinka połączeniowego i nastęrczałoby wielu problemów technicznych związanych z dopasowaniem parametrów temperaturowych źródła ciepła wykorzystującego geotermię do parametrów panujących w miejskiej sieci ciepłowniczej. Miejska sieć ciepłownicza zaprojektowana jest na dwa przedziały parametrów roboczych, to jest: sieć wysokoparametrowa — 150/80°C i sieć niskoparametrowa — 90/70°C. W lecie, w zależności od rodzaju wymienników stosowanych do

przygotowania ciepłej wody użytkowej, stosuje się następujące parametry robocze: 70/40°C (w przypadku stosowania wymienników płaszczowo-rurowych) lub 70/30°C (w przypadku stosowania wymienników płytowych). Możliwość techniczną osiągnięcia wymaganych parametrów roboczych zapewnia jedynie zbiornik dewoński przy minimalnej temperaturze wód termalnych 40°C (co wymaga wykonania odwiertów o głębokości około 1,8 km oraz wykorzystania absorpcyjnych pomp ciepła i kotłów wspomaganie szczytowego).

Przeprowadzona analiza opłacalności realizacji inwestycji zmierzającej do wykorzystania tych wód w celach ciepłowniczych poprzez włączenie do miejskiej sieci ciepłowniczej miasta Krakowa świadczy o niecelowości prowadzenia takich działań. Jednostkowe koszty produkcji energii netto, loco zakład, oszacowano w tym przypadku na około 38 zł/GJ. Przekraczają one zatem znacznie koszty produkcji energii cieplnej osiągane w istniejących elektrociepłowniach i ciepłowniach węglowych, na których bazuje miejska sieć ciepłownicza miasta Krakowa (jednostkowy koszt produkcji energii cieplnej netto, loco zakład, pochodzącej z nowej kotłowni węglowej oszacowano na ok. 23,6 zł/GJ). Jak już wspomniano, rozwiązanie takie wymagałoby dodatkowo wykonania co najmniej 10-kilometrowego odcinka rurociągu połączeniowego z miejską siecią ciepłowniczą. Stąd realizacja takiego rozwiązania nie jest uzasadniona ekonomicznie. Uzasadnione mogłoby być natomiast lokalne wykorzystanie energii cieplnej z tego źródła, co wymagałoby jednak odpowiednio dużego odbiorcy ciepła. Ze względów technicznych i ekonomicznych obecnie nieopłacalne jest również wykorzystanie przez miejską sieć ciepłowniczą wód zbiornika jurajskiego i dewońskiego o temperaturze do 25°C. Wody o takiej temperaturze mogą być wykorzystywane jako źródło energii niskotemperaturowej (tzw. źródło dolne) przez instalacje sprężarkowych pomp ciepła. W chwili obecnej oferowane standardowo przez producentów sprężarkowe pompy ciepła pozwalają na osiągnięcie maksymalnych temperatur zasilania 60°C (najczęściej 52—55°C). Jest to temperatura za niska, aby wykorzystać cechujący się nią nośnik energii przez miejską sieć ciepłowniczą miasta Krakowa. Możliwe i opłacalne może być natomiast lokalne wykorzystanie ciepłowni bazującej na sprężarkowych pompach ciepła — przy odpowiednio dużej konsumpcji energii i odpowiednio wykonanej instalacji grzewczej u odbiorców. Ostateczny jednostkowy koszt produkcji energii cieplnej netto, loco ciepłownia, dla warunków charakterystycznych dla wód jurajskich rejonu Wyciąża, Kościelnik, Ruszczy i Przyłasku oszacowano na 32,2 zł/GJ¹. Podobnie jak poprzednio, koszty produkcji energii cieplnej przekraczają znacząco koszty jej produkcji w przypadku stosowanego obecnie węgla kamiennego. Są one jednak niższe niż jednostkowe koszty produkcji energii cieplnej z gazu ziemnego, oszacowane przez autorów na około 43 zł/GJ. Biorąc pod uwagę powyższe rozważania stwierdzić można, że na chwilę obecną wykorzystanie energii geotermalnej w celach centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej w obiektach mieszkalnych, za pośrednictwem miejskiej sieci ciepłowniczej na terenie Gminy Miejskiej Kraków nie jest opłacalne ekonomicznie i może przysparzać problemów natury technicznej. Nie ma również w tej chwili odbiorców energii cieplnej będących w stanie zapewnić opłacalność ekonomiczną przedsięwzięć związanych z energetycznym wykorzystaniem

¹ Koszt ten oszacowano zakładając, że: sprężarkowe pompy ciepła napędzane były energią elektryczną wytwarzaną w modułach ciepłno-prądowych, z których energia cieplna wykorzystywana była w celach grzewczych. Instalację u odbiorców zaprojektowano na parametry 55/40°C.

wód geotermalnych. Obecnie wyraźnie zaznacza się wzrost popularności wykorzystania wód geotermalnych zarówno jako nośnika energii cieplnej, jak i wykorzystanie ich własności balneologicznych przez odkryte kąpieliska całoroczne. W wyniku analiz przeprowadzonych dla tego typu obiektów zaproponowano wykorzystanie wód termalnych w układach technologicznych odkrytych kąpielisk całorocznych o powierzchni tafli wody dobranej tak by wykorzystać w pełni prognozowany potencjał energetyczny ujęć geotermalnych. Przewidziano niezbędną infrastrukturę dla przedmiotowego obiektu kąpieliskowego w postaci kubaturowych ogrzewanych obiektów towarzyszących: pomieszczenia natrysków, przebieralni, szatni, holu wejściowego, małej gastronomii i pomieszczeń obsługi. Łączna powierzchnia użytkowa dla wymienionych pomieszczeń uzależniona jest od wielkości kąpieliska. Założono jej ogrzewanie, co miało zapewnić możliwość całorocznego funkcjonowania obiektu. Mając na uwadze możliwe do wykorzystania zasoby energii geotermalnej poddano analizie techniczno-ekonomicznej kąpielisko o powierzchni 50×50 m. Dodatkowo w szacunkach przeanalizowano celowość sezonowej zmiany ogrzewanej powierzchni kąpieliska.

Określenia zapotrzebowania na moc i energię² przedmiotowego obiektu dokonano bazując na danych meteorologicznych charakterystycznych dla rejonu Krakowa. Średnią temperaturę wody w kąpielisku ustalono na 28°C , a temperaturę powietrza w obiektach towarzyszących na 20°C .

Maksymalne potrzeby na moc cieplną oszacowano uwzględniając:

- ✧ parowanie wody z powierzchni tafli basenu (wg Recknagel i in. 1994),
- ✧ straty ciepła do gruntu przez wodę wypełniającą niecki (przy założeniu lekkiej izolacji termicznej: 5 cm wełny mineralnej),
- ✧ konwekcyjne straty ciepła przez powierzchnię tafli wody (wg Recknagel i in. 1994),
- ✧ uzupełnianie ubytków wody wodą świeżą — chłodniejszą (pochodzącą z ujęcia geotermalnego),
- ✧ potrzeby cieplne związane z ogrzewaniem obiektów infrastruktury,
- ✧ potrzeby cieplne związane z przygotowaniem ciepłej wody użytkowej w instalacji pojemnościowej.

W bilansie energii uwzględniono zyski ciepła od promieniowania słonecznego.

Maksymalne potrzeby na moc cieplną obiektu zależnie od wariantu oszacowano na:

- ✧ około 6,1 MW dla wariantów ze stałą w ciągu roku ogrzewaną powierzchnią lustra wody i obiektów kubaturowych,
- ✧ około 3,3 MW dla wariantów ze zmienną w ciągu roku ogrzewaną powierzchnią lustra wody i obiektów kubaturowych.

Roczne potrzeby na energię cieplną dla tych obiektów oszacowano na:

- ✧ około 82,4 TJ/rok dla wariantów ze stałą w ciągu roku ogrzewaną powierzchnią lustra wody i obiektów kubaturowych,
- ✧ około 50,4 TJ/rok dla wariantów ze zmienną w ciągu roku ogrzewaną powierzchnią lustra wody i obiektów kubaturowych.

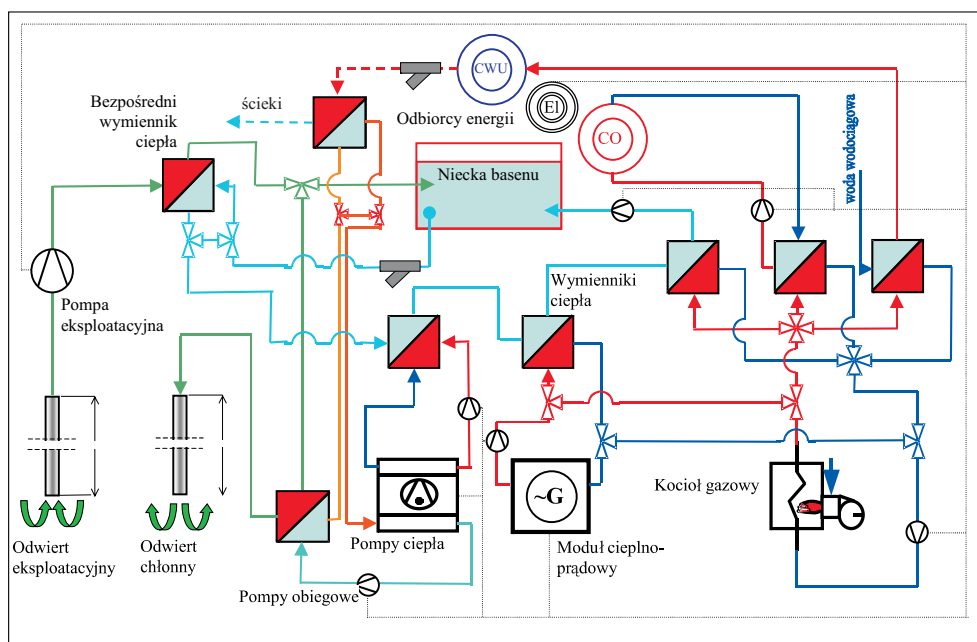
² Szacunki dotyczą zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz cieplną.

Maksymalne zapotrzebowanie na świeżą wodę technologiczną dla nitek basenowych uzupełniające straty związane z parowaniem i płukaniem filtrów nie powinny przekraczać średniodobowo wartości 10 m³/h.

Mając na uwadze mineralizację wód termalnych można je wykorzystać w celach kąpielowych po ewentualnym zmieszaniu z wodami o mniejszej mineralizacji (przewiduje się, że mieszanie wydobywanych wód termalnych z wodami o mniejszej mineralizacji będzie konieczne dla horyzontu dewonu, gdzie prognozowana mineralizacja wynosi 85 kg/m³), natomiast ich wykorzystanie do przygotowania ciepłej wody użytkowej nie jest zalecane. Ze względu na to w proponowanych rozwiązaniach założono, że ciepła woda użytkowa będzie przygotowywana z wody pitnej. Ze względu na niską temperaturę głowicową wody termalnej i strukturę potencjalnych odbiorców energii cieplnej nie przewiduje się możliwości komercyjnego wykorzystania energii geotermalnej w układach centralnego ogrzewania obiektów.

W analizowanym przypadku kąpielisk proponuje się wykorzystanie gazu ziemnego i/lub sieciowej energii elektrycznej jako nośnika energii napędowej. Obok potencjału cieplnego proponowane rozwiązania podkreślają celowość wykorzystania własności balneologicznych wód termalnych.

Schemat technologiczny rozważanej instalacji przedstawiono na rysunku 4. Jeżeli temperatura wody termalnej wydobywanej odwiertem eksploatacyjnym jest na tyle wysoka,



Rys. 4. Schemat technologiczny wykorzystania wód termalnych do ogrzewania całorocznego kąpieliska otwartego oraz wykorzystania ich własności balneologicznych

Fig. 4. Technological scheme of thermal water utilization for heating of annual outdoor swimming pools and utilization of their therapeutic properties

że przekracza temperaturę wody w nieckach basenowych (kąpieliskowych), wykorzystuje się jej energię do wstępnego podgrzewania wody w basenach w wymienniku przeponowym odpornym na działanie zmineralizowanych wód termalnych i wody basenowej. Następnie woda oddaje ciepło w wymienniku dolnego (niskotemperaturowego) źródła pompy ciepła, po czym zatłaczana jest odwiertem chłonnym. Odebrana od niej przez pompę ciepła energia służy dogrzeniu wody basenowej do wyższej temperatury. Wykorzystując ten sam układ pomp ciepła zaproponowano również wykorzystanie energii odpadowej ścieków pochodzących z instalacji natrysków.

Mając na uwadze wysoki koszt energii elektrycznej, która jest powszechnie stosowaną energią napędową dla pomp ciepła i pomp obiegowych postanowiono przeanalizować wariantowo celowość wykorzystania lokalnego skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i energii cieplnej. Funkcję tę pełnić mają agregaty kogeneracyjne zasilane sieciowym gazem ziemnym GZ50. Agregaty te dobrano tak, by wytwarzana w nich energia elektryczna całkowicie zabezpieczała potrzeby na energię elektryczną dla obiektu, przy równoczesnym wykorzystaniu energii cieplnej do podgrzewania wody w basenach (na drugim stopniu — po pompach ciepła). Moduł ciepłno-prądowy oraz kocioł gazowy służą do zabezpieczenia potrzeb cieplnych instalacji centralnego ogrzewania oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej. Jeżeli temperatura ogrzewanej wody basenowej nie jest wystarczająco wysoka możliwe jest jej dogrzenie przez moduł ciepłno-prądowy lub kocioł gazowy. Część wydobywanej wody termalnej odwiertem eksploatacyjnym jest kierowana bezpośrednio do niecki basenu kąpielowego. Ilość eksploatowanej wody jest uzależniona od jej strat związanych z parowaniem i czyszczeniem filtrów. Dzięki dobrym temperaturowym warunkom pracy spodziewać się można wysokich wartości współczynnika efektywności energetycznej osiąganych przez system pomp ciepła pracujących w omawianym układzie. Analizowane rozwiązanie technologiczne zakłada wytworzenie pojemnościowego systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej. W celu określenia potrzeb energetycznych obiektu założono jego eksploatację przez 29 dni/miesiąc i 18 godzin/dzień.

5. Warianty technologiczne eksploatacji i wykorzystania energii geotermalnej

W celu wyboru optymalnego rozwiązania przeanalizowano wcześniej wyspecyfikowane i ocenione horyzonty wodonośne. W ten sposób, w zależności od lokalizacji i warunków hydrogeotermalnych, sformułowane zostały trzy główne warianty. Przylasek Wyciąski — eksploatacja wody termalnej z horyzontu jurajskiego, Ruszcza — eksploatacja wody termalnej z dewonu, Kościelniki — eksploatacja wody termalnej z jury i dewonu. Ze względu na to, że parametry hydrogeotermalne dla lokalizacji Przylasek Wyciąski i Ruszcza są niemal identyczne, postanowiono stworzyć dla nich wspólną grupę rozwiązań technologicznych.

Ostatecznie dokonano podziału na następujące warianty (oznaczone cyframi rzymskimi):

- ✧ Wariant I — Przyłasek Wyciąski — jura, Ruszcza — dewon,
- ✧ Wariant II — Kościelniki — jura,
- ✧ Wariant III — Kościelniki — dewon.

Dla każdego z powyższych wariantów przyjęto trzy różne schematy technologiczne układu źródła energii uwzględniające różne opcje wyposażenia i sposobu eksploatacji całorocznego kąpieliska otwartego (oznaczone cyframi arabskimi):

Wariant 1. Przewiduje zaspokojenie potrzeb cieplnych kąpieliska o stałej w ciągu roku powierzchni ogrzewanej tafli wody i obiektów infrastruktury. Wymiary kąpieliska wynosiły w tym wariantcie 50×50 m. Łączna powierzchnia obiektów kubaturowych infrastruktury wynosiła 1750 m^2 . Maksymalne potrzeby na moc cieplną wynosiły około 6,1 MW przy zapotrzebowaniu na energię cieplną 82,4 TJ/rok. Układ technologiczny wyposażony był w system pomp ciepła oraz kocioł gazowy (na gaz sieciowy GZ50). Cała niezbędna do funkcjonowania obiektu energia elektryczna pochodziła z krajowych sieci energetycznych. Energia cieplna pochodziła ze spalania gazu ziemnego i geotermii.

Wariant 2. Przewiduje zaspokojenie potrzeb cieplnych kąpieliska o stałej w ciągu roku powierzchni ogrzewanej tafli wody i obiektów infrastruktury. Wymiary kąpieliska wynosiły w tym wariantcie 50×50 m. Łączna powierzchnia obiektów kubaturowych infrastruktury wynosiła 1750 m^2 . Maksymalne potrzeby na moc cieplną wynosiły około 6,1 MW przy zapotrzebowaniu na energię cieplną 82,4 TJ/rok. Układ technologiczny wyposażony był w moduł ciepłno-prądowy, system pomp ciepła oraz kocioł gazowy (na gaz sieciowy GZ50). Cała niezbędna do funkcjonowania obiektu energia (elektryczna i cieplna) pochodziła ze spalania gazu ziemnego i geotermii.

Wariant 3. Przewiduje zaspokojenie potrzeb cieplnych kąpieliska o zmiennej w ciągu roku powierzchni ogrzewanej tafli wody i obiektów infrastruktury. W okresie zimowym (styczeń—kwiecień i październik—grudzień) wymiary kąpieliska wynosiły w tym wariantcie 25×50 m. Dla okresu letniego wymiary te wzrastały do 40×50 m. Łączna powierzchnia obiektów kubaturowych infrastruktury wynosiła: 875 m^2 zimą i 1400 m^2 latem. Maksymalne potrzeby na moc cieplną wynosiły około 3,1 MW przy zapotrzebowaniu na energię cieplną 50,4 TJ/rok. Układ technologiczny wyposażony był w wymiennik pośredni (jeżeli temperatura wody geotermalnej była wystarczająco wysoka), moduł ciepłno-prądowy, system pomp ciepła oraz kocioł gazowy (na gaz sieciowy GZ50). Cała niezbędna do funkcjonowania obiektu energia (elektryczna i cieplna) pochodziła ze spalania gazu ziemnego i geotermii. Układ pracy kąpieliska reprezentowany w wariantcie 3 pozwala na osiągnięcie bardzo wysokiej wartości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej, wartość tego współczynnika wynosi dla tego wariantu około 52%, zaś dla wariantów 1 i 2 około 42%. Przeciętne systemy zaopatrujące odbiorców w centralne ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową osiągają wartości współczynnika wykorzystania mocy cieplnej zainstalowanej na poziomie 22—28%.

Ostatecznie analiza objęła 9 wariantów technologicznych w każdej z wytypowanych lokalizacji:

- ✧ Wariant I.1, Wariant I.2, Wariant I.3 (Przyłasek Wyciąski — jura, Ruszcza — dewon),
- ✧ Wariant II.1, Wariant II.2, Wariant II.3 (Kościelniki — jura),

TABELA 1. Charakterystyka analizowanych wariantów technologicznych wraz z prognozą ich parametrów roboczych

TABLE 1. Description of the analyzed technological solution versions with forecasting working parameters

Parametr Wariant	Lokalizacja, eksploatowany horyzont wodonosny	Moc pomp ciepła [kW]	Moc agregatu ciepłno-prądowego [kW _e /kW _J]*	Moc kotłów gazowych [kW]	Moc sumaryczna rozwiązania [kW _e /kW _J]*	Roczna produkcja energii [MW·h _e /GJ]*	Roczna konsumpcja gazu ziemnego [tys. m ³]	Energia elektryczna kupowana rocznie z sieci [MW·h]
Wariant I.1	Przylasek Wyciąski — jura, Ruszcza — dewon	2 017	0/0	4 072	0/6089	0/82177	1 369	5 212
Wariant I.2	Przylasek Wyciąski — jura, Ruszcza — dewon	2 017	986/1233	2 873	986/6123	5226/82414	1 971	0
Wariant I.3	Przylasek Wyciąski — jura, Ruszcza — dewon	1 949	888/1110	286	888/3345	3709/50369	1 025	0
Wariant II.1	Kościelniki — jura	1 893	0/0	4 237	0/6130	0/82125	1 449	4 933
Wariant II.2	Kościelniki — jura	1 893	923/1154	3 126	923/6173	4957/82346	2 017	0
Wariant II.3	Kościelniki — jura	1 762	822/1028	518	822/3308	3736/50354	1 051	0
Wariant III.1+	Kościelniki — dewon	2 372	0/0	2 404	0/6073	0/82458	935	3 957
Wariant III.2 +	Kościelniki — dewon	2 372	1183/1479	925	1183/6073	4033/82466	1 380	0
Wariant III.3 +	Kościelniki — dewon	798	400/500	728	400/3323	1574/50385	758	0

* Indeks: e — dotyczy energii elektrycznej, t — dotyczy energii cieplnej;

+ warianty z grupy III wyposażone są dodatkowo w bezpośredni wymiennik ciepła (patrz rys. 4) o jednakowej dla wszystkich wariantów mocy 1297 kW.

✧ Wariant III.1, Wariant III.2, Wariant III.3 (Kościelniki — dewon).

Opis podstawowych parametrów eksploatacyjnych dla poszczególnych wariantów przedstawiono w tabeli 1.

W przypadku wariantów z grupy III pokazany udział w strukturze mocy cieplnej rozwiązania zajmuje energia geotermalna pozyskiwana we wstępnym wymienniku bezpośrednim. Wynosi ona w przyjętych warunkach roboczych około 1,2 MW.

6. Analiza ekonomiczna dla przyjętych układów technologicznych

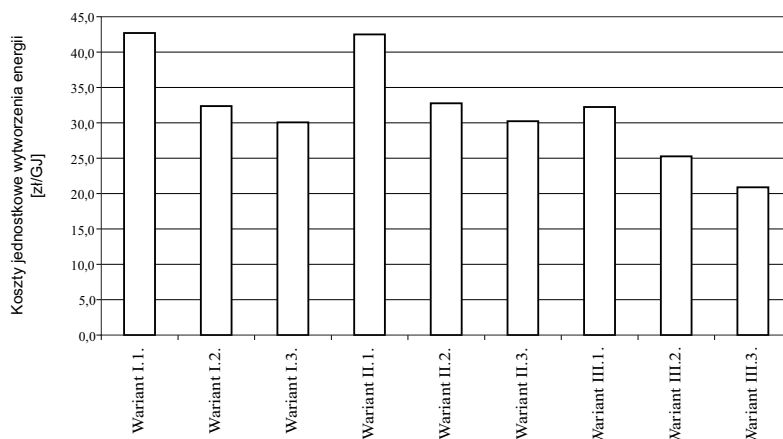
Analiza ekonomiczna wykonana została w oparciu o założenia dotyczące: stosowanych urządzeń, cen nośników energii, kosztów obsługi instalacji, scenariusza i warunków finansowania. W celu przeprowadzenia analiz ekonomicznych założono następujący schemat finansowania inwestycji:

- ✧ 70% przewidywanych kosztów inwestycyjnych zostanie pokrytych ze środków dotacyjnych;
- ✧ 20% kosztów inwestycyjnych zabezpieczonych zostanie z komercyjnego kredytu bankowego zaciągniętego na okres dziesięciu lat, przy oprocentowaniu 7%/rok;
- ✧ 10% kosztów inwestycyjnych stanowić będzie udział własny potencjalnego inwestora.

W celu określenia wysokości amortyzacji posłużono się uproszczonym sposobem jej określenia. Przyjęto, że wszystkie urządzenia (pompy, obiegowe, pompy ciepła, wymienniki, kotły, agregaty kogeneracyjne, rurociągi itp.) amortyzują się w cyklu 11 lat (9,09%/rok), dla odwiertów i budynku ciepłowni przyjęto 22-letni okres amortyzacji (4,55%/rok).

Bazując na aktualnych — średnich cenach — nośników energii określono roczne koszty zakupu nośników energii (cena netto gazu ziemnego 1 zł/m³, cena netto energii elektrycznej 33 gr/kW·h). Na rysunku 5 przedstawiono szacunkowe jednostkowe koszty produkcji energii cieplnej dla analizowanych wariantów technologicznych — uwzględniające wszystkie koszty inwestycyjne związane z uruchomieniem źródła energii i wód termalnych oraz całkowite koszty funkcjonowania. Dodatkowo w kosztach wytwarzania energii cieplnej ujęto również całkowite (przewidywane) koszty zabezpieczenia potrzeb obiektów w energię elektryczną.

W celach porównawczych, wykorzystując opracowany algorytm, dokonano oceny kosztów jednostkowych produkcji energii cieplnej w rozwiązaniach nie wykorzystujących energii geotermalnej. W tym przypadku z analizy wyłączono między innymi koszty następujących elementów: odwierty, dodatkowe wymienniki, pompy obiegowe itp. Pewnym modyfikacjom ulec musiał także schemat finansowania inwestycji. Ze względu na problemy z uzyskaniem 70-procentowego poziomu dotacji na wykorzystanie konwencjonalnych nośników energii, wielkość tych środków zredukowano do 50% kosztów inwestycji. Ponadto założono, że 40% kosztów inwestycji będzie pokryte z kredytu komercyjnego (na iden-



Rys. 5. Zestawienie prognozowanych kosztów jednostkowych wytworzenia energii ciepłej przy wliczeniu kosztów zakupu lub produkcji energii elektrycznej na własne cele [zł/GJ]

Fig. 5. Forecasting costs of thermal energy production with taking into account electricity buying or production for own needs [zł/GJ]

tycznych jak opisane wcześniej warunkach). Pozostałe 10% pochodzić ma ze środków własnych inwestora. Przyjęty algorytm miał za zadanie urealnić wyniki obliczeń. Nie powoduje on istotnych zmian w wynikach, ponieważ dominującym składnikiem dla tych instalacji jest koszt zakupu nośników energii, a nie (jak w przypadku geotermii) pochodne kosztów inwestycyjnych (amortyzacja, obsługa kredytu, koszty remontów i konserwacji urządzeń).

Stosując opisane założenia uzyskano następujące wyniki analiz:

- ✧ dla układu wykorzystującego kotły gazowe na gaz sieciowy (GZ50): 43,2 zł/GJ;
- ✧ dla układu wykorzystującego kotły gazowe i pompy ciepła odzyskujące energię odpadową ze ścieków (pompy ciepła napędzane energią elektryczną kupowaną z sieci): 42,0 zł/GJ;
- ✧ dla układu wykorzystującego kotły gazowe oraz moduły ciepłno-prądowe zaspokajające całkowite potrzeby na energię elektryczną obiektu (bez pomp ciepła): 42,0 zł/GJ;
- ✧ dla układu wykorzystującego kotły gazowe, pompy ciepła odzyskujące energię odpadową ze ścieków oraz moduły ciepłno-prądowe zaspokajające całkowite potrzeby na energię elektryczną obiektu: 38,5 zł/GJ.

Jak widać, najtańszy z układów zakładających wykorzystanie gazu ziemnego i ewentualnie sieciowej energii elektrycznej jako podstawowych nośników energii pozwala uzyskać jednostkowe koszty produkcji energii na poziomie 38,5 zł/GJ. Spośród wcześniej analizowanych wariantów wykorzystujących energię geotermalną (tab. 2) wszystkie warianty poza I.1 i II.1 wykazują niższe koszty jednostkowe produkcji energii ciepłej. Jednostkowe koszty produkcji energii ciepłej w przypadku nośników konwencjonalnych mogą być niższe, jeżeli jako paliwo porównawcze przyjęty zostanie węgiel kamienny. Spodziewać się wówczas można osiągnięcia jednostkowych kosztów produkcji energii ciepłej na poziomie 23,6 zł/GJ. Konkurować cenowo z tym nośnikiem energii mogą

rozwiązania zaprezentowane w wariantach III.2 i III.3 (tab. 2). W przypadku wykorzystania węgla kamiennego jako nośnika energii cieplnej problematyczne może być jednak osiągnięcie 50-procentowego poziomu dotacji.

Podsumowanie

Analiza warunków hydrogeotermalnych rejonu Krakowa przeprowadzona została w oparciu o informacje geologiczne pochodzące z 15 otworów. Zdecydowana większość z nich (12) znajduje w granicach administracyjnych miasta. Zestawione dane umożliwiają sformułowanie dwojakiego rodzaju wniosków; teoretyczno-poznawczych i techniczno-komercyjnych. Wnioski pierwszego typu mówią o możliwym potencjale geotermalnym horyzontów kambryjskiego i dewońskiego (w strefie zachodniej miasta), które wymagają znacznie szczegółowszego rozpoznania i udokumentowania poprzez wykonanie głębokich odwiertów badawczych. Drugi rodzaj wniosków wynika z informacji dotyczących konkretnych wyników testów otworowych. Na tej podstawie wytypowane zostały, występujące we wschodniej części miasta, horyzonty jurajski (malmu) oraz dewoński. Główne parametry złożowe (przyływ wód i jej temperatura na wypływie) zostały oszacowane dla strefy wschodniej (o powierzchni około 20 km²) na podstawie danych z pięciu otworów.

Uwzględniając charakter pracy, wnioski o charakterze komercyjnym mają znacznie większą szansę wdrożenia. Wskazana strefa, w obrębie miasta, obejmuje: Wolę Rusiecką, Przylasek Rusiecki, Przylasek Wyciąski, Wolice, Wyciąże, Branice Kościelniki, Ruszczę. W rejonie tym w pełni realne jest uzyskanie przyływów wód termalnych o wydajnościach na poziomie 50—70 m³/godz., zarówno z utworów malmu (jura górna) jak i dewonu. Temperatura wód złożowych przekracza 20—25° C (z utworów jury i dewonu rejonu Ruszczy) i 40° C z horyzontu dewonu (na S od Ruszczy).

Względnie niska temperatura wód predestynuje je do wykorzystania w rekreacji, a podwyższona zawartość składników mineralnych dodatkowo podnosi walory wód w kierunku leczniczo-balneologicznym.

Zgodnie z tym wnioskiem została wykonana wielowariantowa analiza technologiczna, której wyniki przedstawione zostały w postaci oceny energetycznej rozwiązań oraz kosztu wytworzenia jednostki energii z danego rozwiązania, umożliwiając jednocześnie porównanie z analogicznymi kosztami tradycyjnych układów technologicznych bazujących na gazie ziemnym i węglu kamiennym.

Wynikiem analiz i jednocześnie wnioskiem końcowym może być stwierdzenie, że najbardziej opłacalne i jednocześnie konkurencyjne dla tradycyjnych paliw, a także obciążone minimalnym ryzykiem geologicznym jest ujęcie i zagospodarowanie do celów rekreacyjnych w kąpieliskach otwartych horyzontu dewońskiego w rejonie wschodnim Krakowa.

W przypadku podjęcia decyzji o wykonaniu nowego odwiertu lub rekonstrukcji już istniejącego, zalecane jest bardzo szczegółowe przetestowanie występującego powyżej dewonu horyzontu jury górnej (malmu).

Literatura

- BARBACKI A.P., 2004 — Zbiorniki wód geotermalnych niecki miechowskiej i środkowej części zapadliska karpackiego. *Studia Rozprawy Monografie* nr 125.
- BARBACKI A.P., KAZANOWSKA A., 2001a — Cenomańskie wody geotermalne zapadliska przedkarpackiego i obszarów przyległych. *Przegląd Geologiczny* nr 6.
- BARBACKI A.P., KAZANOWSKA A., 2001b — Środkowojurajska formacja geotermalna centralnej części zapadliska przedkarpackiego i obszarów przyległych. *Przegląd Geologiczny* nr 10.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., CHOWANIEC J., HOŁOJUCH G., KĘPIŃSKA B., PAJĄK L., 2005 — Ocena możliwości pozyskania energii cieplnej z wód geotermalnych na terenie gminy miejskiej Kraków oraz wstępna analiza ekonomiczna dla przedsięwzięcia pod nazwą budowa miejskiego zakładu geotermalnego” *Arch. IGSMiE PAN, Kraków*.
- BUJAKOWSKI W., BARBACKI A., 2004 — Potential for geothermal development in Southern Poland. *Geothermics* nr 33.
- JAWOR E., 1970 — Wgłębna budowa geologiczna na wschód od Krakowa. *Acta Geologica Polonica* nr 20.
- KONIOR K., 1978 — Ogólna analiza paleostrukturalna i charakterystyka skał zbiornikowych wypiętrzenia rzeszotarskiego i obszarów sąsiadujących. *Komisja Nauk Geologicznych PAN, Prace Geologiczne* nr 112, Kraków.
- MORYC W., 1970 — Katalog Wierceń Górnictwa Naftowego. *Geonafta*, t. I, cz. 3, 4.
- MORYC W., 1976 — Katalog Wierceń Górnictwa Naftowego. *Geonafta*, t.I, cz. 5.
- RECKNAGEL H., SPRENGER E., HÖNLMANN W., SCHREMEK E.R., 1994 — *Poradnik ogrzewanie i klimatyzacja z uwzględnieniem chłodnictwa i zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową* — EWFE, Gdańsk.

Wiesław BUJAKOWSKI, Antoni P. BARBACKI, Leszek PAJĄK

Possibility of low temperature water utilization in an thermal outdoor swimming pools in the Cracow region

Abstract

The possibility of economical utilization of thermal water connected with water bearing horizons in the Cracow region are pointed out in the paper. Water in identified aquifers has temperature from 20°C up to 40°C. Utilization of the Devonian and Jurassic aquifers in the Eastern part of the city is connected with the smallest risk. It was pointed out that the utilization of water and energy for recreation purposes in outdoor thermal swimming pools is most advisable. As the results of analyses the forecasting energy production costs are showed. It will enable the most optimal solution and make a commercial decision.

KEY WORDS: renewable energy sources, geothermal energy, combined heat and electricity production, energy production costs