

Streszczenie pracy doktorskiej pt.

***Model zrównoważonej eksploatacji zbiornika wód geotermalnych w centralnej części
Podhala do produkcji energii cieplnej i elektrycznej***

Mgr inż. Maciej Miecznik

Polska posiada bogate zasoby wód geotermalnych o niskiej i średniej temperaturze. Wody te są wykorzystywane przede wszystkim w ciepłownictwie sieciowym a także do ogrzewania obiektów basenowo-rekreacyjnych. Wykorzystanie wód geotermalnych w sieciach grzewczych w Polsce charakteryzuje się średniorocznym współczynnikiem wykorzystania zainstalowanej mocy rzędu 0,25–0,30. Oznacza to, że potencjał cieplny systemu geotermalnego udostępnionego za pomocą otworów wiertniczych jest wykorzystywany w skali roku w zaledwie 25–30% zatwierdzonych zasobów. Tak niski współczynnik wykorzystania mocy uwarunkowany jest problemem ze zbytem energii cieplnej poza sezonem grzewczym i jest powszechnym zjawiskiem w krajach o klimacie umiarkowanym. Zwiększenie stopnia wykorzystania mocy cieplnej otworów geotermalnych powinno przyczynić się do szybszej amortyzacji kosztu ich wykonania, które stanowią najbardziej kapitałochłonny element inwestycji w pozyskanie wód geotermalnych. Rozwiązaniem powyższego problemu zaproponowanym przez autora jest wykorzystanie nadwyżek strumienia wód geotermalnych do wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni binarnej pracującej w Organicznym Cyklu Rankine'a (ORC). Rozwiązanie takie zwiększyłoby stopień wykorzystania mocy zainstalowanej nie wpływając na jego priorytetową funkcję, tj. zaopatrywanie odbiorców w energię ciepłą.

Autor wykonał w tym celu szczegółową analizę podhalańskiego systemu geotermalnego w jego centralnej części (obszar górniczy Podhale 1; OG Podhale 1), z którego wydobywana woda zasila jeden z największych w Europie systemów ciepłowniczych bazujących na energii geotermalnej. Wody geotermalne eksploatowane przez PEC Geotermię Podhalańską S.A. w OG Podhale 1 posiadają temperaturę rzędu 82–86°C. Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne z trzech otworów produkcyjnych wynoszą 960 m³/h, natomiast sumaryczna chłonność dwóch otworów, którymi wody są zatłaczane do zbiornika wynosi 875 m³/h. Ze względów technicznych wydobywanie wód jest możliwe na poziomie 780 m³/h, podczas gdy w okresie letnim łączne wydobywanie wynosi ok. 250–300 m³/h. Wody te wydobywane są z głębokości ok. 2,6–3,4 km z węglanowych utworów triasu środkowego jednostki Białego Dunajca oraz z bezpośrednio nadległych utworów eocenu środkowego, które łącznie stanowią główny zbiornik wód geotermalnych w systemie podhalańskim. Skały te – zwłaszcza w obrębie utworów triasowych – są silnie spękane oraz poprzecinane sieciami uskoku o zrzutach dochodzących do kilkuset metrów. W takim systemie geologiczno-tektonicznym przepływ wód

odbywa się głównie wzdłuż powierzchni dyslokacji tektonicznych oraz dzięki znacznemu spękaniu skał będącego efektem ruchów górotwórczych.

Przedstawione na wstępie zagadnienie zwiększenia stopnia wykorzystania ciepła zawartego w wodach geotermalnych wymagało wykonania badań w dziedzinie nauk technicznych w dyscyplinie górnictwa i geologii inżynierskiej wspartych obliczeniami z dyscypliny energetyka. Wykonanie 3-wymiarowego modelu numerycznego przepływu masy oraz transportu ciepła w centralnym fragmencie podhalańskiego systemu geotermalnego umożliwiło wykonanie prognoz dotyczących dalszego zachowania zbiornika w warunkach wzmożonej eksploatacji. Wyniki tych prognoz stanowiły dane wsadowe dla modelu matematycznego elektrowni ORC wykorzystującej nadwyżki dostępnego strumienia wód geotermalnych. Jednym z wyników optymalizacji pracy elektrowni ORC był strumień oraz temperatura wód zatłaczanych do poziomu wodonośnego po odebraniu z nich energii cieplnej. Dane te stanowiły z kolei dane wsadowe do modelu złożowego. Zarówno model numeryczny złoża geotermalnego oraz model matematyczny elektrowni ORC wzajemnie się przenikały i uzupełniały. Służyło to zoptymalizowaniu sposobu zagospodarowania zasobów energetycznych zgromadzonych w poziomie środkowo-triasowym i środkowo-eoceńskim w OG Podhale 1.

Wykonanie badań było następstwem postawionego celu badawczego oraz aplikacyjnego w pracy doktorskiej. Celem badawczym było pogłębione rozpoznanie warunków termicznych i zbiornikowych fragmentu podhalańskiego systemu geotermalnego należącego do OG Podhale 1. Celem aplikacyjnym pracy było natomiast wskazanie optymalnego sposobu pozyskiwania i zagospodarowania wód geotermalnych w centralnej części obszaru Podhala dla celów energetycznych (produkcji energii cieplnej i elektrycznej) w warunkach zrównoważonej i długoterminowej eksploatacji. Definicja zrównoważonej eksploatacji – wzorowana na doświadczeniach islandzkich specjalistów z dziedziny geotermii – oraz wynikające z tego konsekwencje zostały przytoczone w początkowych rozdziałach pracy doktorskiej. W kontekście postawionego celu badawczego i aplikacyjnego, tezy rozprawy doktorskiej brzmiały następująco:

1. podhalański system geotermalny posiada znaczną pojemność cieplną oraz odpowiednie wgłębne warunki termiczne i złożowe, które pozwalają na jego zrównoważoną eksploatację. Biorąc pod uwagę definicję zrównoważonej eksploatacji, obniżenie temperatury złożowej wód geotermalnych w formacji eocenu środkowego i triasu środkowego w okresie 100 lat eksploatacji powinno pozwolić na pozyskiwanie energii cieplnej z mocą nie mniejszą niż 90% nominalnej mocy cieplnej ujęcia,
2. wody geotermalne o temperaturach poniżej 90°C mogą służyć do wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej, nie wpływając negatywnie na stabilną i zrównoważoną eksploatację złoża,
3. produkcja energii elektrycznej w geotermalnej elektrowni ORC w okresie nadpodaży energii cieplnej wytwarzanej przez PEC Geotermia Podhalańska S.A. może być opłacalna ekonomicznie.

Model numeryczny wybranego fragmentu podhalańskiego systemu geotermalnego został wykonany w środowisku symulacyjnym TOUGH2 – jednym ze światowych standardów wśród programów obliczeniowych w dziedzinie geotermii. Autor pracy dołożył szczególnych starań w celu wykonania jak najdokładniejszej kalibracji modelu. Kalibracja statyczna obejmowała odwzorowanie naturalnego rozkładu temperatury i ciśnienia w zbiorniku wód geotermalnych w warunkach poprzedzających eksploatację. Kalibracja dynamiczna polegała na porównaniu symulowanego rozkładu ciśnienia złożowego spowodowanego dotychczasową eksploatacją otworów z ciśnieniem złożowym oszacowanym na podstawie rejestrowanych parametrów głowicowych otworów produkcyjnych. Dane wsadowe do kalibracji dynamicznej modelu stanowił pokaźny zbiór danych z 20-letniego monitoringu wartości parametrów otworowych (historii produkcji) udostępniony przez PEC Geotermia Podhalańska S.A. Żadne z dotychczasowych opracowań poświęconych zagadnieniu modelowania systemów geotermalnych w Polsce nie korzystało z tak bogatego zestawu danych. Autor wykorzystał ponadto pojęcie ciśnienia głowicowego zredukowanego, którego wyznaczenie wartości umożliwia znacznie dokładniejsze oszacowanie wartości dynamicznego ciśnienia złożowego niż miało to miejsce w dotychczas badaniach, których wyniki zostały opublikowanych pracach oraz zawarte dokumentacjach archiwalnych. Autor przeanalizował również takie zagadnienia w problematyce górnictwa otworowego jak wpływ temperatury zatłaczania wód w OG Podhale 1 na wzrost poboru mocy przez pompy oraz wpływ powierzchniowej temperatury zatłaczanych wód na ich rzeczywistą temperaturę w strefie zbiornikowej.

Wody geotermalne o temperaturze w zakresie 80–180°C umożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach binarnych pracujących w Organicznym Cyklu Rankine’a (ORC). Czynnikiem roboczym jest czynnik chłodniczy o temperaturze wrzenia znacznie niższej od temperatury wód kierowanych do parowacza elektrowni. Autor wykonał model matematyczny w programie MS Excel z wykorzystaniem narzędzia Solver do rozwiązywania zagadnień optymalizacyjnych oraz bazy właściwości termodynamicznych czynników chłodniczych CoolProp.

Elementem nowatorskim przeprowadzonych badań było wykonanie modelu matematycznego elektrowni ORC pracującej w warunkach dynamicznych. Model dynamiczny elektrowni ORC był koniecznością wynikającą z faktu występowania dużej zmienności strumienia wód geotermalnych dostępnego dla układu ORC oraz ze zmienności temperatury chłodziwa w układzie odbioru ciepła ze skraplacza elektrowni. Model dynamiczny elektrowni ORC składał się z 8760 modeli cząstkowych – osobnego dla każdej z godzin w roku, w której zmieniają się wartości parametrów wymienionych w poprzednim zdaniu. Zmienna wartość strumienia wód kierowanych do układu ORC rzutuje na jego moc brutto, natomiast temperatura chłodziwa na moc netto elektrowni. W analizie autor uwzględnił sześć czynników roboczych charakteryzujących się stosunkowo niską temperaturą w punkcie krytycznym, mianowicie: R134a, R227ea, R236fa, R600, R600a oraz R45fa. Układ bezpośredniego przepływu wody z rzeki Biały Dunajec przez skraplacz elektrowni ORC oraz wykorzystanie

wyparych chłodni wentylatorowych zostały przeanalizowane jako potencjalny system odbioru ciepła ze skraplacza. Proces optymalizacji był przeprowadzony dla dwóch funkcji celu:

- maksymalizacji mocy brutto elektrowni,
- maksymalizacji wartości bieżącej netto (NPV) inwestycji w elektrownię ORC.

Znaczną część pracy autor poświęcił ocenie ekonomicznej proponowanego rozwiązania elektrowni ORC. Koszt zakupu poszczególnych komponentów elektrowni oraz pozostałe nakłady inwestycyjne zostały przedstawione w sposób parametryczny, co umożliwiło wykorzystanie narzędzia Solver w zagadnieniu optymalizacyjnym. Wszystkie koszty publikowane w literaturze branżowej związane z zakupem wyposażenia elektrowni zostały urealnione do wartości obecnych dzięki wykorzystaniu indeksów cenowych CEPCI (ang. *Chemical Engineering Plant Cost Index*). W pracy autor wykorzystał metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, na podstawie których oszacował takie parametry jak: wysokość poniesionych nakładów inwestycyjnych, wysokość rocznych kosztów operacyjnych, wartość bieżącą netto (NPV), wewnętrzną stopę zwrotu, uśredniony koszt wytwarzania energii elektrycznej oraz prosty i zdyskontowany czas zwrotu w inwestycję.

Przeprowadzone obliczenia wykazały, że chociaż możliwe jest wytworzenia nawet 1 MW mocy elektrycznej brutto w elektrowni ORC stosując czynniki chłodnicze R227ea lub R134a to taka moc szczytowa dostępna byłaby przez zaledwie 23% czasu w roku, kiedy to można skierować do elektrowni strumień wód geotermalnych w ilości ok. 486 m³/h. W pozostałym okresie moc ta byłaby znacznie mniejsza, co prowadziłoby do przewymiarowania instalacji i w rezultacie poniesienia strat finansowych. Jednocześnie moc netto takiej elektrowni byłaby stosunkowo niska – rzędu 560–590 kW, jeśli uwzględni się pobór mocy pasożytniczych, wśród których dominuje pobór mocy przez pompy zatłaczające wodę do złoża.

Z ekonomicznego punktu widzenia najkorzystniejszym rozwiązaniem byłaby budowa geotermalnej elektrowni ORC o mocy brutto około 410 kW, która umożliwia wykorzystanie mocy szczytowej przez ok. 54% czasu w roku. Moc netto takiej elektrowni – po uwzględnieniu wszystkich procesów pasożytniczych – wyniosłaby ok. 360 kW. Przeprowadzona analiza wskazuje, że optymalnym rozwiązaniem byłoby zastosowanie czynnika roboczego R245fa lub R600 (n-butan) w układzie z bezpośrednim przepływem wody z rzeki Biały Dunajec przez skraplacz elektrowni. W założonym okresie symulacji finansowej wynoszącej 30 lat, przy stopie dyskontowej wynoszącej 8% oraz inflacji na poziomie 2%, inwestycja taka byłaby ekonomicznie opłacalna (NPV > 0). Uśredniona cena wytworzenia energii elektrycznej (LCOE) wyniosłaby w tym przypadku ok. 304 zł/MWh.

W pracy autor szacuje potencjalny efekt ekologiczny związany z emisją unikniętą jak również wykazuje, że wykorzystanie wody z rzeki Biały Dunajec do odbioru ciepła z elektrowni o mocy brutto ok. 400 kW nie powinno prowadzić do jej termicznego zanieczyszczenia a ilość pobieranej wody nie powinna wpłynąć negatywnie na zachowanie obecnych stosunków wodnych.

Temperatura wody geotermalnej zatłaczanej do poziomu wodonośnego – będącego efektem zmieszania wody po oddaniu ciepła do sieci grzewczej oraz w elektrowni ORC – wyniosłaby 58–60°C. Jest to zachowanie obecnej temperatury zatłaczania. Symulacja programem TOUGH2 wskazuje, że front chłodny dotarłby w ciągu ok. 40–50 lat przy maksymalnej rozpatrywanej eksploatacji (pobór w ilości 780 m³/h oraz zatłaczanie na poziomie 640 m³/h) tylko do otworu Bańska IG-1, natomiast ze względu na jego stosunkowo niewielką wydajność – moc cieplna zespołu trzech otworów produkcyjnych spadłaby w symulowanym okresie 100 lat nieznacznie – ok. 2,2% względem obecnej mocy nominalnej (24 MW). Symulacja taka pozwoliła autorowi na pozytywną weryfikację tezy o znacznej pojemności cieplnej podhalańskiego systemu geotermalnego, co umożliwia prowadzenie zrównoważonej eksploatacji wód geotermalnych nawet przy znacznym zwiększeniu średniorocznego współczynnika wykorzystania mocy. Jednocześnie autor wykazał, że wykorzystanie wód geotermalnych o temperaturze 86°C do produkcji energii elektrycznej może być ekonomicznie uzasadnione, jeżeli uwzględni się fakt, że koszt wykonania otworów ponoszony jest ze względu na spełnienie priorytetowej funkcji większości zakładów geotermalnych w Polsce, tj. produkcji energii cieplnej.