

państwowa służba
geologiczna

PORADNIK RACJONALNEGO GOSPODAROWANIA ZASOBAMI GEOTERMALNYMI



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

pgi.gov.pl

państwowa służba
geologiczna

PORADNIK RACJONALNEGO GOSPODAROWANIA ZASOBAMI GEOTERMALNYMI

Praca zbiorowa pod redakcją:

Izabelli GRYSZKIEWICZ, Beaty KĘPIŃSKIEJ i Mariusza SOCHY

Zespół autorski:

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

Bogusław BIELEC, Wiesław BUJAKOWSKI, Aleksandra KASZTELEWICZ, Beata KĘPIŃSKA, Maciej MIECZNIK,
Leszek PAJĄK, Karol PIERZCHAŁA, Barbara TOMASZEWSKA, Magdalena TYSZER

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

Michał CZARTORYSKI-GEREMEK, Ewa FILIPPOVITS, Izabella GRYSZKIEWICZ, Paulina KOPERA,
Dorota LASEK-WOROSZKIEWICZ, Jadwiga LASOTA, Mariusz SOCHA

Akceptował:

prof. dr hab. Krzysztof SZAMAŁEK

Dyrektor Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego



**Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy**

pgi.gov.pl

Zespół autorski:

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN:

Bogusław BIELEC, Wiesław BUJAKOWSKI, Aleksandra KASZTELEWICZ, Beata KĘPIŃSKA,
Maciej MIECZNIK, Leszek PAJAŁ, Karol PIERZCHAŁA, Barbara TOMASZEWSKA, Magdalena
TYSZER

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy:

Michał CZARTORYSKI-GEREMEK, Ewa FILIPPOVITS, Izabella GRYSZKIEWICZ, Paulina
KOPERA, Dorota LASEK-WOROSZKIEWICZ, Jadwiga LASOTA, Mariusz SOCHA

Projekt okładki, układ typograficzny: Monika CYRKLEWICZ

Redakcja, skład i opracowanie typograficzne: Monika MASIĄK

Akceptował:

Dyrektor Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego
prof. dr hab. Krzysztof SZAMAŁEK

ISBN 978-83-67807-70-8

© Copyright by Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy,
Warszawa 2025

Adres redakcji:

Dział Wydawnictw

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

00-975 Warszawa, ul. Rakowiecka 4; tel. 22 4592 480



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy
państwowa służba geologiczna

Spis treści

1. WPROWADZENIE <i>Ewa Filippovits, Izabella Gryszkiewicz, Beata Kępińska, Dorota Lasek-Woroszkiewicz</i>	6
1.1. Wstęp.....	6
1.2. Zagadnienia ogólne	6
1.3. Cel i układ Poradnika	7
1.4. Słownik pojęć.....	8
2. ASPEKTY PRAWNE PROJEKTOWANIA OTWORÓW GEOTERMALNYCH I DOKUMENTOWANIA ZASOBÓW ZŁÓŻ WÓD TERMALNYCH ORAZ ICH EKSPLOATACJI <i>Ewa Filippovits</i>	12
3. DOKUMENTOWANIE ZASOBÓW ZŁÓŻ WÓD TERMALNYCH ORAZ GOSPODAROWANIE ZŁOŻEM....	20
3.1. Wprowadzenie <i>Ewa Filippovits</i>	20
3.2. Projektowanie robót geologicznych	22
3.2.1. Wytyczne do sporządzania projektu robót geologicznych <i>Ewa Filippovits</i>	22
3.2.2. Prace przygotowawcze <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	24
3.2.3. Rozpoznanie geologiczne, hydrogeologiczne i geofizyczne <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	25
3.2.4. Potencjalna konfliktowość lokalizacji <i>Mariusz Socha</i>	27
3.2.5. Potencjalne oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko <i>Mariusz Socha</i>	28
3.3. Wykonywanie geotermalnych otworów wiertniczych.....	32
3.3.1. Prace wiertnicze <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	32
3.3.2. Pomiary geofizyczne <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	40
3.3.3. Badania hydrogeologiczne <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	41
3.3.4. Badania próbek skał i wody <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	44
3.3.5. Rekonstrukcja odwiertów geotermalnych przy adaptacji innych otworów <i>Bogusław Bielec, Wiesław Bujakowski, Aleksandra Kasztelewicz, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	46
3.4. Dokumentowanie zasobów złóż wód termalnych.....	52
3.4.1. Opracowanie dokumentacji zasobów złóż wód termalnych <i>Ewa Filippovits</i>	52
3.4.2. Ocena zasobów zbiornika geotermalnego (modelowanie numeryczne) <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	52
3.5. Wydobywanie wód termalnych.....	60
3.5.1. Wniosek koncesyjny i koncesja na wydobywanie wód termalnych <i>Ewa Filippovits</i>	60
3.5.2. Podstawowe zasady i techniczne zalecenia eksploatacji wód termalnych <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	61
3.5.3. Monitoring parametrów eksploatacyjnych instalacji geotermalnej <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	63
3.5.4. Metody ograniczania kolmatacji i korozji w systemach geotermalnych <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	67

3.5.5. Opomiarowanie instalacji geotermalnej <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	72
3.6. Odprowadzanie wykorzystanych wód termalnych do środowiska	76
3.6.1. Oddziaływanie odprowadzania wykorzystanych wód termalnych na środowisko <i>Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer, Karol Pierzchała, Beata Kępińska</i>	76
3.6.2. Wtłaczanie wykorzystanych wód termalnych do górotworu <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	77
3.6.3. Problemy związane z wtłaczaniem wód termalnych do górotworu <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	81
3.6.4. Metody poprawy i utrzymania chłonności i produktywności skał zbiornikowych i otworów geotermalnych <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	91
3.6.5. Monitoring instalacji w kontekście utrzymania chłonności skał zbiornikowych <i>Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer</i>	95
4. EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA PROJEKTÓW GEOTERMALNYCH	99
4.1. Ekonomiczne uwarunkowania projektów geotermalnych	99
4.1.1. Koszty inwestycyjne <i>Michał Czartoryski-Geremek</i>	99
4.1.2. Możliwości dofinansowania inwestycji geotermalnej <i>Izabella Gryszkiewicz, Dorota Lasek-Woroszkiwicz</i>	104
4.1.3. Koszty eksploatacyjne <i>Michał Czartoryski-Geremek</i>	107
4.1.4. Ocena efektywności ekonomicznej <i>Michał Czartoryski-Geremek</i>	108
4.1.5. Geośrodowiskowe uwarunkowania eksploatacji wód termalnych <i>Paulina Kopera</i>	112
4.2. Ryzyko związane z projektami geotermalnymi	115
4.2.1. Podstawowe czynniki ryzyka związanego z projektami geotermalnymi <i>Beata Kępińska, Aleksandra Kasztelewicz</i>	115
4.2.2. Ryzyko geologiczne w projektach geotermalnych <i>Beata Kępińska, Aleksandra Kasztelewicz</i>	117
4.2.3. Wpływ czynników ryzyka na projekty związane z udostępnieniem i eksploatacją wód termalnych <i>Beata Kępińska, Aleksandra Kasztelewicz</i>	118
4.2.4. Główne bariery rozwoju geotermii w Polsce <i>Mariusz Socha</i>	120
4.2.5. Sposoby identyfikacji i oceny wpływu czynników ryzyka w projektach geotermalnych <i>Beata Kępińska</i>	123
4.2.6. Propozycje instrumentów finansowych ograniczających ryzyko w geotermii <i>Beata Kępińska</i>	142
4.2.7. Oceny inwestycji w warunkach ryzyka geologicznego <i>Leszek Pająk</i>	148
5. DOBRE PRAKTYKI I DOŚWIADCZENIA WYKORZYSTANIA WÓD TERMALNYCH W POLSCE I NA ŚWIECIE	150
5.1. Możliwości wykorzystania wody do celów energetycznych, leczniczych i innych <i>Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik</i>	150
5.2. Główne kierunki wykorzystania wód termalnych i energii geotermalnej Polsce <i>Jadwiga Lasota</i>	153
5.3. Przykłady wykorzystywania energii geotermalnej w Polsce i na świecie <i>Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik</i>	155
6. PODSUMOWANIE <i>Ewa Filippovits, Izabella Gryszkiewicz, Beata Kępińska</i>	175
7. WYKORZYSTANE MATERIAŁY	176

1. WPROWADZENIE

Ewa Filippovits, Izabella Gryszkiewicz, Beata Kępińska, Dorota Lasek-Woroszkiewicz

1.1. Wstęp

Poradnik racjonalnego gospodarowania zasobami geotermalnymi został opracowany na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska (MKiŚ) w ramach umowy nr 304/2021/WN-07/FG-GO-DN/D z dnia 21 kwietnia 2021 r., jako zadanie pn. „*Potencjał energetyczny, surowcowy i zagospodarowanie wód termalnych, leczniczych i solanek w Polsce*” i został sfinansowany ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Poradnik powstał we współpracy Państwowego Instytutu Geologicznego - Państwowego Instytutu Badawczego (PIG-PIB) oraz Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk (IGSMiE PAN). *Poradnik* powstał w oparciu o wytyczne dotyczące wykorzystania wód geotermalnych niskotemperaturowych oraz wysokotemperaturowych, które zostały zawarte w *Wieloletnim Programie Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce* opracowanym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w 2021 r.

Program stanowi swego rodzaju „mapę drogową” rozwoju geotermii do 2040 r., z perspektywą do roku 2050, która kierunkuje działania w różnych obszarach geotermii i ma na celu zwiększenie udziału energii geotermalnej w krajowym bilansie energetycznym (<https://www.gov.pl/web/klimat/mapa-drogowa-rozwoju-geotermii-w-polsce>).

Poradnik jest odpowiedzią na stale rosnące zainteresowanie tematyką geotermii, nie tylko w aspekcie transformacji energetycznej kraju oraz szeroko pojętej ekologii, ale także, jako czynnika pobudzającego lokalny rozwój gospodarczy. Autorzy wyrażają nadzieję, że będzie on pomocny dla osób zaangażowanych w projektowanie, budowę oraz eksploatację instalacji geotermalnych, a także dla samych inwestorów (prywatnych i publicznych) zainteresowanych sektorem geotermalnym. Poruszone w nim zagadnienia oraz przedstawione rekomendacje mają pomóc w podejmowaniu świadomych decyzji inwestycyjnych, przy uwzględnieniu aspektów prawnych i proceduralnych, technicznych, ekonomicznych oraz związanych z ochroną środowiska. W swoim założeniu ma być on również źródłem aktualnej wiedzy praktycznej dla uczniów i nauczycieli szkół branżowych oraz studentów i nauczycieli akademickich.

1.2. Zagadnienia ogólne

Energia cieplna Ziemi, zwana *energiją geotermalną*, jest praktycznie niewyczerpalnym źródłem energii, a jej wykorzystanie jest niezależne od warunków pogodowych. Pochodzi ona z różnorodnych przemian i procesów zachodzących w głębi planety (Chmura, Chudek, 2000). *Zasoby geotermalne*, przytoczone w tytule *Poradnika*, stanowią całkowitą ilość ciepła zgromadzonego w obrębie skorupy ziemskiej do danej głębokości na wyznaczonym obszarze bilansowym, w odniesieniu do średniorocznej temperatury zarejestrowanej na powierzchni Ziemi (Muffler, Cataldi, 1978). *Zasoby geotermalne* dzielą się na zasoby hydrotermalne, gdzie nośnikiem energii cieplnej jest woda termalna oraz zasoby petrotermalne, gdy mówimy o energii zgromadzonej w suchych gorących skałach (ang. Hot Dry Rocks, HDR) (Noga i in., 2013). Autorzy opracowania mają świadomość, że tematyka geotermii jest bardzo szeroka i obejmuje różne sposoby zagospodarowania ciepła Ziemi – od tzw. geotermii płytkiej (gruntowe pompy ciepła), poprzez geotermię w ujęciu klasycznym, gdzie wykorzystywane są wody termalne, po systemy HDR. *Poradnik* skupia się jednak na problematyce związanej z ujmowaniem wód termalnych, które w ostatnim czasie zyskują popularność w kontekście wykorzystywania odnawialnych źródeł energii. Stosowany w *Poradniku* termin *woda termalna* przyjęto zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze (PGiG) (Dz. U. 2024, poz. 1290 t.j.). Oznacza on wodę podziemną, która

na wypływie z ujęcia ma temperaturę nie mniejszą niż 20°C, z zastrzeżeniem, że nie może ona pochodzić z odwadniania wyrobisk górniczych. W opracowaniach naukowych oraz w praktyce woda termalna określana jest często mianem *wody geotermalnej*, które stanowi synonim dla terminu użytego w PGiG.

Obszarami perspektywicznymi dla występowania wód termalnych w Polsce są: Niż Polski, Karpaty wewnętrzne (niecka podhalańska), Sudety i blok przedsudecki oraz, lokalnie: zewnętrzne Karpaty fliszowe i zapadlisko przedkarpackie. Najbardziej efektywnym sposobem zagospodarowania wód termalnych, minimalizującym także ilość odprowadzanych do środowiska zużytych wód są instalacje kaskadowe działające w miarę możliwości według schematu: ciepłownia geotermalna – rekreacja/zabiegi lecznicze – lokalne systemy ciepłownicze/akwakultura/agrokultura – cele komunalne. Szczegółowa charakterystyka wód termalnych, w tym wód leczniczych termalnych, a także obszarów perspektywicznych oraz sposobów zagospodarowania wód termalnych znajduje się w opracowaniu *Bilans i zagospodarowanie zasobów złóż wód termalnych oraz energii geotermalnej w Polsce wg stanu na 31 XII 2023 r.* (Gryszkiewicz, Socha, red., 2024). Dodatkowo na stronie internetowej <https://www.pgi.gov.pl/geotermia.html>, oprócz podstawowej wiedzy z zakresu geotermii, zamieszczone są także informacje o aktualnie podejmowanych działaniach zmierzających do ujęcia wód termalnych w różnych częściach kraju.

1.3. Cel i układ Poradnika

Głównym celem opracowania było zebranie, przeanalizowanie i uporządkowanie zagadnień związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem oraz dokumentowaniem zasobów wód termalnych, a także ich zagospodarowaniem i wykorzystaniem w świetle wymagań formalno-prawnych oraz przedstawienie zaleceń i rekomendacji odnoszących się do części technicznej i technologicznej inwestycji geotermalnej, pomocnych na różnych etapach jej planowania i realizacji.

W *Poradniku* ujęto główne zagadnienia dotyczące realizacji inwestycji geotermalnej. W rozdziale 2 zebrano i pokrótce opisano aspekty prawne projektowania otworów geotermalnych i dokumentowania zasobów złóż wód termalnych oraz ich eksploatacji. Inwestor zapozna się tu z podstawą prawną podejmowania i prowadzenia działalności związanej z zagospodarowaniem wód termalnych oraz posiędzie wiedzę na temat niezbędnych dokumentów, pozwoleń oraz obowiązków, jakie musi realizować na każdym etapie inwestycji. W rozdziale 3 inwestor zostaje poprowadzony krok po kroku przez najważniejsze czynności zmierzające do racjonalnego zagospodarowania wód termalnych, od prac przygotowawczych, przez realizację wiercenia i dokumentowanie zasobów, do szeroko pojętego monitoringu funkcjonującej instalacji geotermalnej. Istotne znaczenie mają tu zagadnienia odnoszące się do zapewnienia skutecznego i bezpiecznego wydobywania wód termalnych w świetle zasad i zaleceń technicznych oraz dobrych praktyk. Szczególną uwagę zwrócono na technologię włączania zużytych wód termalnych do górotworu oraz napotykaną w tym procesie trudności wraz z metodami poprawy efektywności tego procesu. W rozdziale 4, dotyczącym efektywności ekonomicznej projektów geotermalnych, przedstawiono zagadnienia obejmujące wyzwania i ograniczenia w rozwoju geotermii w Polsce tak, aby inwestor mógł w pełni świadomie podejść do planów realizacji inwestycji, świadomy jej kosztów i ryzyka związanego z tego typu projektami. W rozdziale 5 wskazano dotychczasowe kierunki wykorzystania wód termalnych w Polsce i na świecie oraz przedstawiono sukcesy i wyzwania związane z rozwojem tego typu inwestycji w różnych regionach świata.

1.4. Słownik pojęć

Balneologia — dziedzina wiedzy medycznej zajmująca się badaniami i praktycznym stosowaniem naturalnych metod leczniczych wykorzystujących wody mineralne, gazy i peloidy (wg Ponikowskiej, red., 2015).

Cieplownictwo — dział energetyki zajmujący się wytwarzaniem energii cieplnej oraz jej przesyłaniem (<https://sjp.pwn.pl/slovníki/ciep%C5%82ownictwo.html>).

Dozór geologiczny — działalność wykonywana bezpośrednio w terenie i pod kierownictwem nadzoru geologicznego, polegająca na kontroli wykonywania robót geologicznych zgodnie z projektem robót geologicznych oraz na bieżącym dokumentowaniu robót geologicznych, prowadzona przez osobę posiadającą odpowiednie uprawnienia geologiczne (w oparciu o *Zarządzenia Prezesa Centralnego Urzędu Geologii z dnia 9 stycznia 1963 r. w sprawie geologicznego nadzoru...*, M.P. 1963 nr 5 poz. 25).

Dublet geotermalny — system eksploatacji wód termalnych składający się z pary otworów połączonych rurociągiem. Jeden z nich jest otworem eksploatacyjnym służącym do wydobywania wody, drugi natomiast otworem chłonnym służącym do wtłaczania wykorzystanej wody do poziomu wodonośnego (z którego wcześniej została wydobyta), w celu m.in. odbudowy części zasobów (wg Dowgiałły i in., red., 2002).

Efekt ekologiczny — zmniejszenie ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do środowiska w relacji przed i po rozpoczęciu eksploatacji nowych urządzeń, będących przedmiotem inwestycji (<https://wfosigw.pl/>).

Energia geotermalna — [1] całkowita ilość energii (ciepła) nagromadzonej w skorupie ziemskiej do danej głębokości w odniesieniu do określonego obszaru bilansowego (obliczeniowego) oraz średniej rocznej temperatury na powierzchni ziemi (wg Mufflera, Cataldiego, 1978). [2] Ciepło Ziemi zgromadzone w systemach hydrotermalnych lub w suchych skałach. Energia pierwotna, będąca pozostałością po procesach formowania się planety, oraz energia powstająca w wyniku procesów rozpadu pierwiastków promieniotwórczych (wg Barbiera, 2002).

Informacja geologiczna — dane i próbki geologiczne wraz z wynikami ich przetworzenia i interpretacji, w szczególności przedstawione w dokumentacjach geologicznych oraz zapisane na informatycznych nośnikach danych (wg PGiG).

Inwestor — to podmiot (osoba fizyczna, prawna lub jednostka organizacyjna), który angażuje swoje środki finansowe w różne instrumenty inwestycyjne lub przedsięwzięcia gospodarcze z zamiarem osiągnięcia określonych korzyści ekonomicznych w przyszłości. Inwestor podejmuje decyzje inwestycyjne, zarządza ryzykiem i ponosi odpowiedzialność za skutki podjętych inwestycji. (Fierla, 2011).

Koncesja geologiczna — tu: decyzja administracyjna, według obowiązującego PGiG regulująca (Dz. U. 2024 poz. 1290 tj.), działalność w zakresie: 1) poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin, o których mowa w art. 10 ust. 1, z wyłączeniem złóż węglowodorów, 2) wydobywania kopalin ze złóż, 2a) poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów ze złóż, 3) podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, 4) podziemnego składowania odpadów, 5) podziemnego składowania dwutlenku węgla.

Mineralizacja — podstawowa cecha chemiczna wody określana w badaniach hydrogeologicznych, m.in. przy ocenie jakości wody i w różnego rodzaju klasyfikacjach wód (wg Dowgiałły i in., red., 2002). Jest sumą rozpuszczonych w wodzie substancji mineralnych wyrażoną w mg/dm^3 lub g/dm^3 . Na substancje te składają się: makroskładniki (jony główne), składniki (jony) podrzędne, mikroskładniki (mikroelementy) i składniki niezdysonowane (wg Ponikowskiej, red., 2015).

Nadzór geologiczny — działalność polegająca na kontroli wykonywania robót geologicznych oraz dokumentowania warunków geologicznych, prowadzona przez osobę posiadającą odpowiednie uprawnienia geologiczne (w oparciu o *Zarządzenia Prezesa Centralnego Urzędu Geologii z dnia 9 stycznia 1963 r. w sprawie geologicznego nadzoru...*, M.P. 1963 nr 5 poz. 25).

Obszar górniczy — przestrzeń, w której granicach przedsiębiorca jest uprawniony do wydobywania kopaliny oraz prowadzenia robót górniczych niezbędnych do wykonywania koncesji (wg PGiG).

Przedsiębiorca — ten, kto posiada koncesję na prowadzenie działalności regulowanej ustawą (wg PGiG).

Rekreacja — tu: wykorzystanie wód leczniczych i termalnych w basenach kąpielowych dostępnych bez nadzoru lekarza.

Robota geologiczna — wykonywanie w ramach prac geologicznych wszelkich czynności poniżej powierzchni ziemi, w tym wykonywanych przy użyciu środków strzałowych, a także likwidacja wyrobisk po tych czynnościach (wg PGiG).

Skaling — proces inkrustacji, czyli tworzenia się twardych osadów mineralnych na powierzchniach instalacji geotermalnych, które utrudniają przepływ i prowadzą do spadku efektywności systemu (Kępińska, Bujakowski, red., 2011).

Solanka — woda podziemna o zawartości rozpuszczonych składników mineralnych stałych nie mniejszej niż $35 \text{ g}/\text{dm}^3$ (wg PGiG).

System geotermalny — odnosi się do poziomów wodonośnych, w których zgromadzone są wody termalne. Złoża wód termalnych występują w strukturach hydrogeologicznych, będących wydzielonymi częściami systemów wodonośnych o zbliżonych warunkach hydrogeologicznych (Ciężkowski, Kapuściński, 2011).

Teren górniczy — przestrzeń objęta przewidywanymi szkodliwymi wpływami robót górniczych zakładu górniczego (wg PGiG).

Typ chemiczny (hydrochemiczny) wody — rozumie się przez to zespół właściwości fizyczno-chemicznych wody, przedstawiony w formie skróconej, wynikającej z powszechnie stosowanych w badaniach hydrogeochemicznych podziałów klasyfikacyjnych wód podziemnych (klasyfikacji hydrogeochemicznych) (wg *Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji...*).

Uzdrowisko — obszar, na którym jest prowadzone leczenie uzdrowiskowe, wydzielony w celu wykorzystania i ochrony znajdujących się na jego obszarze naturalnych surowców leczniczych, spełniający warunki określone w ustawie z 2005 r. o leczeniu uzdrowiskowym, i któremu nadano status uzdrowiska. Miejscowości będące uzdrowiskami oprócz naturalnych surowców leczniczych (wód, gazów i torfów) powinny odznaczać się klimatem o właściwościach leczniczych

oraz dysponować fachowym personelem służby zdrowia i urządzeniami umożliwiającymi prowadzenie lecznictwa, rehabilitacji i profilaktyki (wg *Ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym...*).

Woda lecznicza — [1] woda podziemna, która pod względem chemicznym i mikrobiologicznym nie jest zanieczyszczona, cechuje się naturalną zmiennością cech fizycznych i chemicznych. Woda ta musi zawierać co najmniej jeden z wymienionych składników:

- rozpuszczone składniki mineralne stałe – nie mniej niż 1000 mg/dm³;
- jon żelazawy – nie mniej niż 10 mg/dm³ (wody żelaziste);
- jon fluorkowy – nie mniej niż 2 mg/dm³ (wody fluorkowe);
- jon jodkowy – nie mniej niż 1 mg/dm³ (wody jodkowe);
- siarkę dwuwartościową – nie mniej niż 1 mg/dm³ (wody siarczkowe);
- kwas metakrzemowy – nie mniej niż 70 mg/dm³ (wody krzemowe);
- radon – nie mniej niż 74 Bq/dm³ (wody radonowe);
- dwutlenek węgla niezwiązany – nie mniej niż 250 mg/dm³ (od 250 do 1000 mg/dm³ to wody kwasowęglowe, a powyżej 1000 mg/dm³ – szczawy) (wg PGiG).

— [2] woda podziemna, w tym: lecznicza woda mineralna, słabozmineralizowana lecznicza woda swoista, lecznicza woda mineralna swoista, której skład chemiczny i/lub właściwości fizykochemiczne warunkują określone działanie lecznicze, potwierdzone empirycznie lub badaniami farmakodynamicznymi oraz klinicznymi, spełniająca wymagania jakościowe dotyczące klasyfikacji balneochemicznej oraz bezpieczeństwa zdrowotnego i przydatności do zabiegów kuracyjnych, potwierdzone świadectwem wydanym wg przepisów aktualnego rozporządzenia Ministra Zdrowia przez uprawnioną instytucję – jednostkę naukowo-badawczą (wg Ponikowskiej, red., 2015).

Woda lecznicza termalna — woda podziemna, która ze względu na swoje właściwości fizykochemiczne (m.in. temperaturę przekraczającą 20°C, skład chemiczny, zawartość składników mineralnych oraz innych substancji biologicznie czynnych) posiada udokumentowane działanie lecznicze i wykorzystywana jest w celach terapeutycznych, zwłaszcza w lecznictwie uzdrowiskowym (wg *Ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym...*).

Woda termalna — woda podziemna, która na wypływie z ujęcia ma temperaturę nie niższą niż 20°C, z wyjątkiem wody pochodzącej z odwadniania wyrobisk górniczych (wg PGiG).

Wydajność studni — objętość wody uzyskana w określonych warunkach hydrogeologicznych i technicznych oraz przy określonej depresji zwierciadła wody podczas pompowania lub samowypływu z otworu studziennego w jednostce czasu (wg Dowgiałły i in., red., 2002).

Zakład górniczy — tu: wyodrębniony technicznie i organizacyjnie zespół środków służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą w zakresie eksploatacji wód termalnych, w tym wyrobiska górnicze, obiekty budowlane, urządzenia oraz instalacje.

Zasoby eksploatacyjne — ilość wód podziemnych możliwa do pobrania z ujęcia w danych warunkach hydrogeologicznych i techniczno-ekonomicznych, z uwzględnieniem zapotrzebowania na wodę i z zachowaniem wymogów ochrony środowiska (wg *Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji...*).

Zbiornik wód podziemnych — zespół przepuszczalnych utworów wodonośnych o użytkowym znaczeniu zasobów wód w nich zawartych, którego granice są określone na podstawie parametrów hydrogeologicznych lub warunków hydrodynamicznych oraz warunków formowania się zasobów

(wg Dowgiałły i in., red., 2002).

Złoże kopaliny — naturalne nagromadzenie minerałów i skał oraz innych substancji, których wydobywanie może przynieść korzyść gospodarczą (wg PGiG). Wody podziemne zaliczone do kopalin są specyficzną grupą kopalin, wyróżniającą się często m.in. odnawialnością zasobów oraz przemieszczaniem się (ruchem) w ośrodku skalnym. Z tego też względu zamiennie jest stosowany termin → **złoże wód podziemnych**.

Złoże wód podziemnych — zbiowisko wód podziemnych, którego eksploatacja może przynieść korzyść gospodarczą. Woda ze złoza wód podziemnych może być ujmowana, pobierana i wykorzystana do celów użytkowych. Ważnymi cechami złoza wód podziemnych są wielkość jego zasobów oraz jakość wód (wg Dowgiałły i in., red., 2002). W opracowaniu stosowany jest również termin - złoże wód termalnych.

2. ASPEKTY PRAWNE PROJEKTOWANIA OTWORÓW GEOTERMALNYCH I DOKUMENTOWANIA ZASOBÓW ZŁÓŻ WÓD TERMALNYCH ORAZ ICH EKSPLOATACJI

Ewa Filippovits

W Polsce zagadnienia dotyczące projektowania otworów geotermalnych, dokumentowania zasobów wód termalnych i ich eksploatacji reguluje PGiG oraz związane z nim rozporządzenia:

- *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonywanie wymaga uzyskania koncesji* (Dz. U. 2023 poz. 155, t.j.);
- *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 czerwca 2015 r. w sprawie przekazywania informacji z bieżącego dokumentowania przebiegu prac geologicznych* (Dz. U. 2015 poz. 903);
- *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej* (Dz. U. 2016 poz. 2033);
- *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów zagospodarowania złóż* (Dz. U. 2012 poz. 511);
- *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi* (Dz. U. 2014 poz. 812, z późn. zm.);
- *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 grudnia 2017 r. w sprawie planów ruchu zakładów górniczych* (Dz. U. 2017 poz. 2293, z późn. zm.);
- *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 28 października 2015 r. w sprawie dokumentacji mierniczo-geologicznej* (Dz. U. 2015 poz. 1941);
- *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 15 listopada 2011 r. w sprawie operatu ewidencyjnego oraz wzorów informacji o zmianach zasobów złoża kopaliny* (Dz. U. 2021 poz. 998, t.j.).

Ponadto działalność w zakresie wykonywania otworów geotermalnych (w określonych przypadkach, por. rozdz. 3.2.1.) oraz eksploatacji wód termalnych wykonuje się również na podstawie *Ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz. U. 2024 poz. 1112, t.j.) oraz *Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko* (Dz. U. 2019 poz. 1839, z późn. zm.).

Wykorzystanie wód termalnych w zależności od rodzaju prowadzonej działalności regulują:

- *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne* (Dz. U. 2024 poz. 266 t.j.);
- *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* (Dz. U. 2024 poz. 1361, t.j.);
- *Ustawa z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych* (Dz. U. 2025 poz. 1135, t.j.);
- *Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 7 grudnia 2017 r. w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi* (Dz. U. 2017 poz. 2294).

Natomiast odprowadzanie zużytych wód termalnych do środowiska regulują:

- *Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne* (Dz. U. 2025 poz. 960, t.j.) wraz z *Rozporządzeniem Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca*

2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych (Dz. U. 2019 poz. 1311);

- Ustawa z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków (Dz. U. 2024 poz. 757, t.j.) wraz z Rozporządzeniem Ministra Budownictwa z dnia 14 lipca 2006 w sprawie sposobu realizacji obowiązków dostawców ścieków przemysłowych oraz warunków wprowadzania ścieków do urządzeń kanalizacyjnych (Dz. U. 2016 poz. 1757 t.j.).

Proces dokumentowania zasobów złoża wód termalnych od strony formalnej rozpoczyna zatwierdzony przez właściwego miejscowo marszałka województwa projekt robót geologicznych (PRG). Na jego podstawie przeprowadza się wiercenie otworu geotermalnego oraz niezbędne badania zmierzające do określenia jego zasobów eksploatacyjnych, które przedstawia się w dokumentacji hydrogeologicznej, zatwierdzanej przez właściwego miejscowo marszałka województwa. Eksploatacja wód termalnych odbywa się na podstawie udzielonej także przez marszałka województwa koncesji na wydobywanie kopaliny ze złoża. Opracowania konieczne do wykonania w procesie udostępniania wód termalnych sporządzane są na zlecenie inwestora na zasadach komercyjnych. Na figurze 2.1 w schematyczny sposób przedstawiono proces udostępniania wód termalnych, bazujący na niezbędnych dokumentach określonych w PGiG i aktach wykonawczych oraz przepisach z zakresu ochrony środowiska. Schemat przedstawia jedynie główne „kroki” procesu, a szerszy opis poszczególnych zagadnień z nim związanych znajduje się w dalszej części rozdziału.

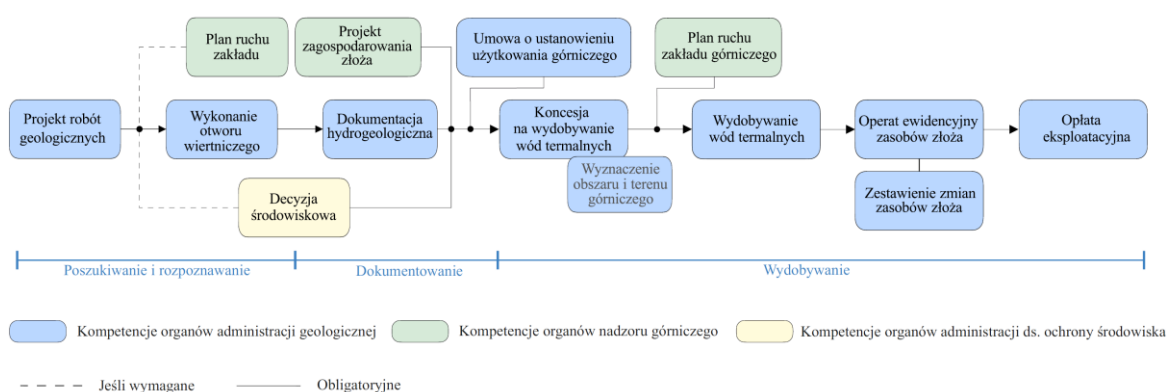


Fig. 2.1 Proces udostępniania wód termalnych

Projekt robót geologicznych

Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż wód termalnych odbywa się za pomocą otworów wiertniczych, których wykonywanie zaliczane jest do robót geologicznych i podlega przepisom PGiG. Zagadnienia dotyczące projektowania robót geologicznych reguluje ponadto *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonywanie wymaga uzyskania koncesji* (Dz. U. 2023 poz. 155, t.j.) (por. rozdz. 3.2.1).

Projekt robót geologicznych sporządzany jest przez osobę posiadającą odpowiednie kwalifikacje w zawodzie geolog (kwalifikacje kategorii IV).

W związku z tym, że wody termalne ujmowane są zazwyczaj otworami wiertniczymi o znacznej głębokości, ich wykonanie wymaga sporządzenia planu ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne niepolegające na badaniach geofizycznych wymagających użycia środków strzałowych (por. rozdz. 3.2.1).

Dokumentacja hydrogeologiczna

W dokumentacji geologicznej przedstawia się wyniki zrealizowanych robót geologicznych wraz z ich interpretacją oraz określeniem stopnia osiągnięcia zamierzonego celu wraz z uzasadnieniem. Jednym z rodzajów dokumentacji geologicznej jest dokumentacja hydrogeologiczna. Dokumentację hydrogeologiczną ustalającą zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych lub wykonaną w związku z zamierzonym wtlaczaniem wód do górotworu sporządza osoba posiadająca kwalifikacje w zawodzie geolog kat. IV. Szczegółowe wymagania, jakie musi spełniać dokumentacja hydrogeologiczna ustalająca zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych lub wykonana w związku z zamierzonym wtlaczaniem wód do górotworu określa *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej* (Dz. U. 2016 poz. 2033) (por. rozdz. 3.3.1).

Inna dokumentacja geologiczna

W przypadku wykonywania prac geologicznych niekończących się udokumentowaniem zasobów wód podziemnych (np. otwór okazał się negatywny lub wydajność nie zaspokaja potrzeb inwestora) lub w przypadku likwidacji otworu wiertniczego (np. nieużytkowany otwór wiertniczy) sporządza się dokumentację geologiczną inną. Nie wymaga ona zatwierdzenia w drodze decyzji, należy ją jednak przekazać właściwemu organowi administracji geologicznej w jednym egzemplarzu w postaci papierowej oraz w trzech egzemplarzach w postaci elektronicznej na informatycznych nośnikach danych, w terminie sześciu miesięcy od dnia zakończenia prac. Szczegółowe wymagania dotyczące dokumentacji geologicznych innych określa *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych* (Dz. U. 2020 poz. 2449).

Informacja geologiczna

Informacja geologiczna pochodzi z bieżącego dokumentowania przebiegu prac geologicznych (por. rozdz. 3.2.1) oraz przedstawiona zostaje w końcowej dokumentacji geologicznej (por. rozdz. 3.4.1). Jest gromadzona i udostępniana przez organy administracji geologicznej oraz państwową służbę geologiczną, której rolę pełni Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Tryb i warunki jej udostępniania określa *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2017 r. w sprawie gromadzenia i udostępniania informacji geologicznej* (Dz. U. 2017 poz. 2075).

Prawo do informacji geologicznej przysługuje Skarbowi Państwa. Ten, kto ponosząc koszt prac prowadzonych na podstawie wydanych decyzji, uzyskał informację geologiczną, ma prawo do nieodpłatnego z niej korzystania. Dodatkowo w okresie pięciu lat od dnia doręczenia decyzji zatwierdzającej dokumentację geologiczną przysługuje mu wyłączne nieodpłatne prawo do korzystania z informacji geologicznej w celu ubiegania się o udzielenie koncesji na wydobywanie kopaliny ze złoża. Jeżeli przed upływem wskazanego terminu koncesja taka zostanie udzielona, czas wyłącznego prawa do korzystania z informacji przedłuża się o czas, na jaki została ona udzielona oraz dodatkowo o pięć lat od dnia utraty jej mocy. Prawem do informacji geologicznej rozporządza Skarb Państwa, w przypadku informacji geologicznej dotyczącej wód termalnych, reprezentowany przez właściwego

miejscowo marszałka województwa lub podmiot, który sfinansował uzyskanie informacji w granicach określonych przepisami PGiG.

Korzystanie z informacji geologicznej, do której prawa przysługują Skarbowi Państwa jest nieodpłatne, z kilkoma wyjątkami. Jednym z nich jest korzystanie z informacji geologicznej w celu wykonywania działalności z zakresie wydobywania kopalin ze złóż. W związku z tym korzystanie z informacji geologicznej w celu późniejszego uzyskania koncesji na eksploatację wód termalnych następuje w drodze umowy, za wynagrodzeniem. Podstawę określenia wynagrodzenia za korzystanie z informacji geologicznej stanowi wycena określająca koszty projektowania, wykonywania i dokumentowania prac geologicznych sfinansowana przez podmiot ubiegający się o korzystanie z tej informacji. Wpływy z tytułu rozporządzania prawem do informacji geologicznej należącej do Skarbu Państwa stanowią dochód budżetu państwa. Warunki i tryb korzystania z informacji geologicznej za wynagrodzeniem, wzór wniosku o zawarcie umowy na korzystanie z informacji geologicznej, metody szacowania wartości informacji geologicznej oraz szczegółowe wymagania dotyczące wycen informacji geologicznej określa *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie korzystania z informacji geologicznej za wynagrodzeniem* (Dz. U. 2011 Nr 292 poz. 1724).

Własność górnicza i użytkowanie górniczne

Złoża wód termalnych objęte są prawem własności górnicznej, które przysługuje Skarbowi Państwa. Uprawnienia Skarbu Państwa w zakresie wynikającym z własności górnicznej w odniesieniu do wydobywania wód termalnych, wykonuje właściwy miejscowo marszałek województwa. Ustanowienie użytkowania górniczego na rzecz przedsiębiorcy mającego prowadzić działalność polegającą na eksploatacji wód termalnych, następuje w drodze umowy zawartej na piśmie pod rygorem nieważności. Ustala się w niej wynagrodzenie z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego, które stanowi dochód budżetu państwa oraz sposób jego zapłaty. Umowa ta staje się skuteczna z dniem uzyskania koncesji. Jeżeli w terminie roku od dnia zawarcia umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego koncesja nie zostanie wydana, umowa ta wygasa. Użytkowanie górniczne wygasa również w przypadku wygaśnięcia, cofnięcia lub utraty mocy koncesji, bez względu na przyczynę.

Projekt zagospodarowania złoża

Projekt zagospodarowania złoża (PZZ) sporządza się na podstawie dokumentacji geologicznej i stanowi on podstawę wyznaczenia granic obszaru i terenu górniczego. Projekt zagospodarowania złoża stanowi załącznik do wniosku koncesyjnego (por. rozdz. 3.4.1).

PZZ określa sposób racjonalnego wykorzystania zasobów złoża wód termalnych z uwzględnieniem uwarunkowań techniczno-ekonomicznych ich wydobywania, przewidywany sposób likwidacji zakładu górniczego oraz działania niezbędne w zakresie ochrony środowiska. Szczegółowe wymagania dotyczące projektów zagospodarowania złoża przedstawia *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 kwietnia 2012 r.* (Dz. U. 2012 poz. 511).

Przepisy nie wskazują, kto powinien sporządzać PZZ. Biorąc jednak pod uwagę złożoną tematykę dokumentu, powinny to być osoby posiadające odpowiednią wiedzę i kwalifikacje w danej dziedzinie, aby złoże zagospodarować w sposób najbardziej racjonalny, z ograniczeniem ujemnych wpływów na środowisko. Projekt zagospodarowania złoża nie wymaga zatwierdzenia, jednak jego wykonanie niezgodnie z obowiązującymi przepisami skutkuje odmową udzielenia koncesji na wydobywanie kopaliny ze złoża.

Koncesja na wydobywanie wód termalnych

Działalność polegająca na wydobywaniu wód termalnych może być prowadzona po uzyskaniu koncesji, której udziela właściwy miejscowo marszałek województwa, na wniosek przedsiębiorcy. Koncesja uprawnia do prowadzenia działalności gospodarczej w oznaczonej przestrzeni, jednak nie zwalnia z obowiązków określonych odrębnymi przepisami, w tym uzyskania przewidzianych nimi decyzji (por. rozdz. 3.4.1).

Obszar i teren górniczy

Nie istnieją ustanowione prawnie zasady wskazujące jak należy ustalać granice obszaru i terenu górniczego i w konsekwencji wyznaczane są one w oparciu o różne kryteria, np. granice obszarów zasilania ujęć, obszarów zasobowych, obszarów oddziaływania ujęć lub po prostu granice terenu zajętego przez urządzenia do wydobywania i przesyłania wód (Ciężkowski, Kapuściński, 2011). W granicach obszaru górniczego złoża wód termalnych powinno być chronione przed pogorszeniem stanu jakościowego kopaliny i zmianą warunków hydrodynamicznych. Wyznaczając granice obszaru i terenu górniczego należałoby opierać się na przesłankach hydrogeologicznych, w rzeczywistości jednak mają one często sztuczny charakter i oparte są o charakterystyczne punkty zagospodarowania terenu (Sokołowski i in., 2015). Obszar górniczy podlega wpisowi do rejestru obszarów górniczych (<https://midas-app.pgi.gov.pl/ords/r/public/midas/rog-wyszukiwanie?clear=200,201>) i zamkniętych podziemnych składowisk dwutlenku węgla.

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach

Wydobywanie wód termalnych metodą otworów wiertniczych zalicza się do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Podjęcie tej działalności wymaga zatem uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (*Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko* (Dz. U. 2019 poz. 1839, z późn. zm. oraz *Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz. U. 2024 poz. 1112, t.j.)). Organem właściwym do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w przypadku przedsięwzięcia polegającego na wydobywaniu wód termalnych jest właściwy miejscowo wójt (burmistrz, prezydent miasta).

Plan ruchu zakładu górniczego

Ruch zakładu górniczego utworzonego w celu eksploatacji wód termalnych prowadzony jest na podstawie zatwierdzonego przez właściwy organ nadzoru górniczego planu ruchu zakładu górniczego wydobywającego kopaliny otworami wiertniczymi oraz zgodnie z zasadami techniki górniczej. Zasady i szczegółowe wymagania dotyczące sporządzania planu ruchu zakładu górniczego określa dział VI, rozdział 2 PGiG (*Ruch zakładu górniczego*) oraz *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 grudnia 2017 r. w sprawie planów ruchu zakładów górniczych* (Dz. U. 2017 poz. 2293, z późn. zm.). Szczegółowe wymagania dotyczące prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi określa *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r.* (Dz. U. 2014 poz. 812, z późn. zm.).

Wniosek o zatwierdzenie planu ruchu zakładu górniczego przedkłada się dyrektorowi okręgowego urzędu górniczego, właściwemu dla miejsca wykonywania robót objętych planem, nie później niż trzydzieści dni przed dniem zamierzonego rozpoczęcia wykonywania robót.

Dokumentacja mierniczo-geologiczna

Przedsiębiorca prowadzący działalność polegającą na wydobyciu wód termalnych, jest zobowiązany do posiadania dokumentacji mierniczo-geologicznej, którą w miarę postępu robót, należy aktualizować i uzupełniać. Sporządza ją mierniczy górniczy, a w części, w której przedstawia ona sytuację geologiczną zakładu górniczego – geolog górniczy.

W skład dokumentacji mierniczo-geologicznej w zakładach górniczych wydobywających wody termalne wchodzi dokumenty pomiarowe, takie jak: dzienniki i formularze pomiarowe oraz szkice, dokumenty obliczeniowe w postaci formularzy obliczeniowych oraz dokumenty kartograficzne – karta tytułowa map górniczych, mapy otworów wiertniczych, mapy geologiczne, przekroje geologiczne, profile otworów wiertniczych, mapy terenu przemysłowego obszaru górniczego, mapy ewidencji gruntów w granicach zakładu górniczego, mapy sytuacyjno-wysokościowe powierzchni w granicach terenu górniczego. Szczegółowe wymagania dotyczące sporządzania dokumentacji mierniczo-geologicznej określa *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 28 października 2015 r. w sprawie dokumentacji mierniczo-geologicznej* (Dz. U. 2015 poz. 1941).

Oplata eksploatacyjna

Przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na wydobywanie kopaliny jest zobowiązany do uiszczenia opłaty eksploatacyjnej. Informacje na temat zasad ustalania wysokości opłaty eksploatacyjnej, okresów rozliczeniowych, terminów wpłat oraz zakresu przekazywanych danych znajdują się w dziale VII PGiG (*Oplaty*). Stawki opłat eksploatacyjnych na dany rok podawane są w formie obwieszczenia ministra właściwego ds. środowiska w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej Monitor Polski. Obecnie stawka opłaty eksploatacyjnej dla wód termalnych wynosi 0,0 zł/m³ (M.P. 2024 poz. 995).

Operat ewidencyjny zmian zasobów złoża

W trakcie eksploatacji złoża przedsiębiorca jest zobowiązany do prowadzenia ewidencji zasobów złoża kopaliny, w tym corocznego opracowywania operatu ewidencyjnego zmian zasobów złoża. Zasady jego sporządzania określa dział V, rozdział 3 PGiG (*Ewidencja i bilans zasobów złóż kopalin*), a szczegółowe wymagania, jakie powinien spełniać dokument określa *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 15 listopada 2011 r. w sprawie operatu ewidencyjnego oraz wzorów informacji o zmianach zasobów złoża kopaliny* (Dz. U. 2021 poz. 998, t.j.).

Na podstawie operatu ewidencyjnego przedsiębiorca eksploatujący wody termalne sporządza zestawienie zmian zasobów złoża, zawierające dane dotyczące stanu zasobów złoża oraz przyrostów i ubytków w tych zasobach. Corocznie, w terminie do 15 marca, przekazuje ją właściwemu organowi koncesyjnemu oraz państwowej służbie geologicznej w formie formularza stanowiącego załącznik nr 4 ww. rozporządzenia.

Likwidacja zakładu górniczego

Przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na wydobywanie kopaliny ze złoża tworzy fundusz likwidacji zakładu górniczego. Zasady tworzenia funduszu i gromadzenia na nim środków określa dział

VI, rozdział 5 PGiG (*Likwidacja zakładu górniczego*). W rozdziale tym zawarto także inne obowiązki spoczywające na przedsiębiorcy kończącym działalność w zakresie prowadzenia zakładu górniczego.

Środki na fundusz przeznacza się od dnia wymagalności opłaty eksploatacyjnej i mogą być przeznaczone jedynie na pokrycie kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, a także zbędnych ze względów technicznych i technologicznych urządzeń, instalacji, obiektów lub wyrobisk górniczych tego zakładu. Do likwidacji zakładu górniczego stosuje się odpowiednio przepisy o ruchu zakładu górniczego, które nakładają na przedsiębiorcę obowiązek sporządzenia planu ruchu likwidowanego zakładu górniczego lub jego oznaczonej części.

Odprowadzanie wykorzystanych wód termalnych do środowiska

Odprowadzanie wód do środowiska poprzez ich wtłaczanie do górotworu podlega przepisom PGiG i odbywa się w ramach udzielonej koncesji na wydobywanie wód termalnych. Wtłaczanie wód do górotworu odbywa się pod warunkiem niezmienności rodzaju i ilości substancji obecnych w wodzie zatłaczanej w stosunku do wody wydobytej (Zachora-Buławska, 2022). Zgodnie z PGiG wtłaczanie wód jest możliwe tylko do formacji geologicznych izolowanych od użytkowych poziomów wodonośnych.

Odprowadzanie zużytych wód termalnych do wód powierzchniowych podlega przepisom *Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne* (Dz. U. 2025 poz. 960, t.j.) oraz *Ustawy z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków* (Dz. U. 2024 poz. 757, t.j.), według których odprowadzane wody zalicza się do ścieków przemysłowych. Wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi uznawane jest za usługę wodną, której wykonywanie wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego. Odprowadzanie i utylizacja wód termalnych powinna odbywać się w sposób minimalizujący negatywny wpływ na środowisko naturalne. Czynnikiem zagrażającymi są: mineralizacja i temperatura wody oraz zawartość składników chemicznych powodujących degradację środowiska, a także zanieczyszczenia bakteriologiczne (w przypadku tzw. wód pozabiegowych oraz wód z basenów rekreacyjnych). Jakość zużytych wód termalnych odprowadzanych do środowiska (bezpośrednio do cieków powierzchniowych lub kolektorów odprowadzających oczyszczone ścieki komunalne) określa *Rozporządzenie Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych* (Dz. U. 2019 poz. 1311). Kryteria jakości odprowadzanych wykorzystanych wód termalnych dotyczą m.in. ich składu chemicznego i stanu bakteriologicznego oraz temperatury. W przypadku wód termalnych wykorzystywanych jedynie do zabiegów leczniczych i w sposób ograniczony w rekreacji, wody pozabiegowe i z basenów rekreacyjnych stanowią potencjalne zagrożenie dla środowiska. Wynika ono z możliwego zanieczyszczenia bakteriologicznego oraz obecności składników swoistych. Przy niewielkich ilościach zużytych wód nie buduje się specjalnych instalacji do ich utylizacji i są one wprowadzane do zbiorczych instalacji komunalnych jako ścieki przemysłowe. Przed wprowadzeniem do instalacji wody pozabiegowe muszą spełniać wymogi *Rozporządzenia Ministra Budownictwa z dnia 14 lipca 2006 r. w sprawie sposobu realizacji obowiązków dostawców ścieków przemysłowych oraz warunków wprowadzania ścieków do urządzeń kanalizacyjnych* (Dz. U. 2016 poz. 1757 t.j.).

Wykorzystywanie wód termalnych w Polsce

Eksploatacja wód termalnych odbywa się w oparciu o przepisy PGiG, natomiast sposób ich dalszego wykorzystania regulują dodatkowe przepisy prawa.

Działalność przedsiębiorstw energetycznych oraz warunki zaopatrzenia i użytkowania ciepła, w tym przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii do sieci określają przepisy *Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne* (Dz. U. 2024 poz. 266 t.j.). Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii określa natomiast *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* (Dz. U. 2024 poz. 1361, t.j.). Wskazane przepisy nie wykluczają także możliwości wykorzystywania energii geotermalnej do wytwarzania energii elektrycznej. Uważa się, że w polskich warunkach geotermalnych możliwa jest produkcja energii elektrycznej w kogeneracji w instalacjach binarnych, jednak istniejące obecnie rozwiązania technologiczne w tym zakresie mają charakter pilotażowy (np. Pająk, Bujakowski, 2013; <https://www.gov.pl/web/kontaktowe/instalacje-geotermalne>).

Wody lecznicze termalne wykorzystywane są w ośrodkach uzdrowiskowych w oparciu o przepisy *Ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych* (Dz. U. 2025 poz. 1135, t.j.).

Aby wody termalne o niskiej mineralizacji mogły być wykorzystywane do celów komunalnych (po ich uprzednim schłodzeniu), muszą spełniać wymogi *Rozporządzenia Ministra Zdrowia z dnia 7 grudnia 2017 r. w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi* (Dz. U. 2017 poz. 2294).

Odrębne zagadnienie stanowi potencjalna możliwość pozyskiwania z wód termalnych pierwiastków, np. magnezu, potasu, bromu, boru, strontu, krzemionki dla potrzeb różnych gałęzi gospodarki (Razowska-Jaworek i in., 2022). Aktualnie produkcja pierwiastków i substancji chemicznych z wód termalnych w Polsce nie jest prowadzona na skalę przemysłową, natomiast trwają badania nad opracowywaniem metod ich odzyskiwania. Jediną formą odzyskiwania substancji z wód termalnych jest wytwarzanie na bazie wód leczniczych termalnych produktów zdrojowych w postaci soli kąpielowych, m.in. w Ciechocinku, Iwoniczu, Konstancinie-Jeziornie czy Rabce-Zdroju (Sokołowski i in., 2024).

3. DOKUMENTOWANIE ZASOBÓW ZŁÓŻ WÓD TERMALNYCH ORAZ GOSPODAROWANIE ZŁOŻEM

3.1. Wprowadzenie

Ewa Filippovits

Proces inwestycyjny zmierzający do wykorzystania zasobów geotermalnych ma charakter interdyscyplinarny. Wymaga nie tylko prawidłowego rozpoznania wybranego obszaru pod względem warunków środowiskowych, ale także jego oceny z punktu widzenia racjonalnego wykorzystania kopaliny przy uwzględnieniu czynników ekonomicznych. Zagospodarowanie wód termalnych można przedstawić schematycznie, jako proces rozpoczynający się rozpoznaniem obszaru pod inwestycję i dążący do eksploatacji wód termalnych w systemie jednootworowym lub w dublecie geotermalnym (lub większej ilości otworów) (fig. 3.1.1).

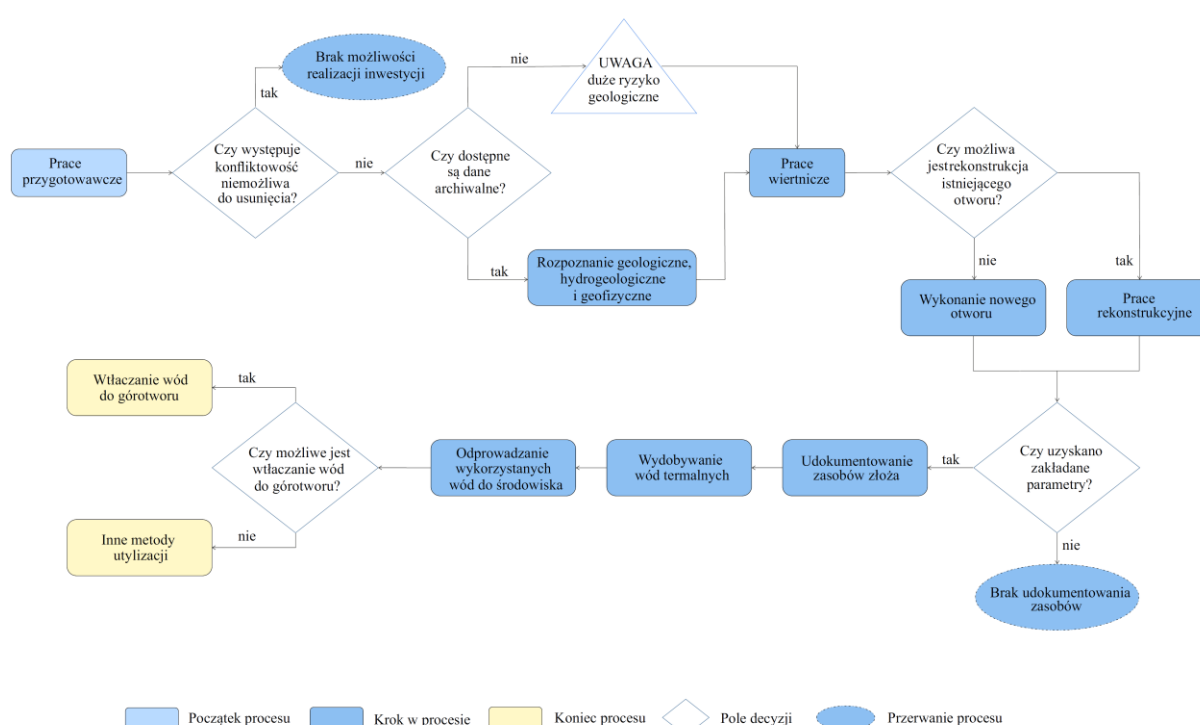


Fig. 3.1.1. Uproszczony schemat zagospodarowania wód termalnych (oprac. własne)

Prace przygotowawcze mają na celu określenie stopnia przydatności wybranej lokalizacji dla podejmowania inwestycji. Należy zatem określić potencjalną jej **konfliktowość**, m.in. względem innych obszarów górniczych oraz obszarów chronionych (por. rozdz. 3.2.4). Na tym etapie ważne jest uwzględnienie możliwego przeciwdziałania występującej konfliktowości. Natomiast zdarzają się przypadki, kiedy z różnych powodów konfliktowości wyeliminować się nie da (np. obecność obiektów zagospodarowania terenu niemożliwych do usunięcia, zagrożenie dla form ochrony przyrody, realne zagrożenie dla jakości już ujmowanych wód podziemnych), co skutkuje brakiem możliwości podjęcia dalszych kroków inwestycyjnych. Niezwykle istotne z punktu widzenia projektowania robót geologicznych mających na celu rozpoznanie warunków występowania wód termalnych jest **analiza materiałów archiwalnych**. Im więcej dostępnych danych możliwych do interpretacji, tym istotnie

zmniejsza się ryzyko geologiczne, zwłaszcza przy prostych warunkach hydrogeologicznych (por. rozdz. 3.2.2 i 3.2.3).

Zasadniczym etapem procesu jest **odwiercenie otworu geotermalnego** lub ewentualnie **rekonstrukcja otworu już istniejącego** (por. rozdz. 3.3). W obu przypadkach celem jest **udokumentowanie zasobów wód termalnych** spełniających kryteria przyjęte dla efektywnego funkcjonowania inwestycji (por. rozdz. 3.4). Zdarzają się jednak sytuacje, kiedy nie osiąga się zakładanych parametrów i zasoby wód termalnych nie zostają udokumentowane, a w konsekwencji inwestycja geotermalna nie może zostać zrealizowana.

W Polsce ciepłownie geotermalne działają przeważnie w oparciu o ujęcia składające się z otworów eksploatacyjnych oraz otworów chłonnych (Gryszkiewicz, Socha, red., 2024). W trakcie **wydobywania** wód termalnych ważnym elementem jest monitoring parametrów eksploatacyjnych oraz utrzymanie sprawnego funkcjonowania systemów geotermalnych (por. rozdz. 3.5.2-3.5.5). Gospodarowanie złożem to także utylizacja wykorzystanych wód termalnych. Wody, które nie mogą być **wtłoczone do górotworu** poddawane są innym formom **utylicacji** (por. rozdz. 3.6).

3.2. Projektowanie robót geologicznych

3.2.1. Wytyczne do sporządzania projektu robót geologicznych

Ewa Filippovits

Przepisy odnoszące się do projektu robót geologicznych mają charakter ogólny, to znaczy odnoszą się generalnie do robót geologicznych, bez rozróżnienia na cel tych robót (np. ujęcie wód termalnych, wtlaczanie wód do górotworu). Dlatego tak ważne jest, aby PRG wykonywane były przez osoby o odpowiedniej wiedzy i doświadczeniu. Głównym założeniem projektu robót geologicznych na wykonanie otworu, za pomocą którego mają być wydobywane wody termalne jest przedstawienie możliwości ich ujęcia w danej lokalizacji. Należy w nim więc określić przewidywaną konstrukcję i wydajność eksploatacyjną otworu lub otworów oraz przedstawić spodziewane właściwości fizykochemiczne wód termalnych. W przypadku projektu robót geologicznych na wykonanie otworu, poprzez który planuje się wtlaczanie wód do górotworu głównym celem jest przedstawienie przewidywanych warunków wtlaczania wód (przewidywana ilość i konstrukcja otworu lub otworów, ilość i właściwości fizykochemiczne wtlaczanych wód). W przypadku etapowego wykonywania robót geologicznych lub znacznej zmiany założeń przedstawionych w pierwotnym projekcie należy wykonać dodatek do projektu robót geologicznych.

Przy sporządzaniu projektu robót geologicznych warto wziąć pod uwagę rekomendacje i zalecenia MKiŚ opracowane na potrzeby programu *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* (<https://www.gov.pl/web/nfosigw/udostepnianie-wod-termalnych-w-polsce-2021>), które zawierają szereg wskazówek pozwalających opracować go w sposób uporządkowany, zgodny z przepisami i dobrymi praktykami.

Projekt robót geologicznych oraz dodatek do projektu robót dotyczący wód termalnych zatwierdza w drodze decyzji właściwy miejscowo marszałek województwa.

W sytuacji, gdy planowane w projekcie robót poszukiwanie i rozpoznawanie złóż wód termalnych ma odbywać się w strefach ochronnych ujęć wód, na obszarach ochronnych zbiorników wód śródlądowych, na obszarach objętych formami ochrony przyrody lub w otulinach form ochrony przyrody poprzez wykonywanie otworów wiertniczych o głębokości przekraczającej 1000 m oraz o głębokości przekraczającej 5000 m na innych obszarach, konieczne jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (zwyczajowo nazywanej decyzją środowiskową), ponieważ jest to przedsięwzięcie mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Decyzję środowiskową w odniesieniu do wód termalnych wydaje właściwy miejscowo wójt (burmistrz, prezydent miasta). Odpowiednie regulacje w tym zakresie znajdują się w *Ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz. U. 2024 poz. 1112, t.j.) oraz *Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko* (Dz. U. 2019 poz. 1839, z późn. zm.).

Dodatkowo, zgodnie z PGiG, do robót geologicznych, które służą poszukiwaniu i rozpoznawaniu złóż kopalin wykonywanych z użyciem środków strzałowych albo na głębokości większej niż 100 m albo wykonywanych na obszarze górniczym utworzonym w celu wykonywania działalności metodą robót podziemnych albo metodą otworów wiertniczych, stosuje się odpowiednio przepisy dotyczące zakładu górniczego i jego ruchu oraz ratownictwa górniczego. W związku z tym wykonanie otworu geotermalnego wymaga zazwyczaj sporządzenia planu ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne niepolegające na badaniach geofizycznych wymagających użycia środków strzałowych. Plan ruchu zakładu określa zasady bezpieczeństwa zakładu, bezpieczeństwa powszechnego oraz

ochrony środowiska. Przed rozpoczęciem prac wiertniczych należy uzyskać decyzję zatwierdzającą plan ruchu zakładu, którą wydaje dyrektor właściwego okręgowego urzędu górniczego. Zasady i szczegółowe wymagania dotyczące sporządzania planu ruchu zakładu górniczego określa dział VI, rozdział 2 PGiG (*Ruch zakładu górniczego*) oraz *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 grudnia 2017 r. w sprawie planów ruchu zakładów górniczych* (Dz. U. 2017 poz. 2293, z późn. zm.).

Zamiar rozpoczęcia robót geologicznych należy zgłosić na piśmie właściwemu organowi administracji geologicznej, wójtowi (burmistrzowi, prezydentowi miasta) właściwemu ze względu na miejsce wykonywanych robót oraz organowi nadzoru górniczego najpóźniej na dwa tygodnie przed zamierzonym terminem rozpoczęcia robót geologicznych. W zgłoszeniu należy określić zamierzone terminy rozpoczęcia i zakończenia robót, ich rodzaj i podstawowe dane oraz dane osób sprawujących dozór i kierownictwo wraz z podaniem numerów świadectw stwierdzających kwalifikacje do wykonywania tych czynności. Osoba wykonująca czynności polegające na wykonywaniu, dozorowaniu i kierowaniu pracami geologicznymi dotyczącymi wód leczniczych, termalnych i solanek powinna posiadać kwalifikacje geologiczne kategorii IV. Wykonywanie czynności dozoru geologicznego nad pracami geologicznymi (z wyjątkiem badań sejsmicznych i geofizyki wiertniczej) może podejmować także osoba posiadająca kwalifikacje geologiczne kategorii XIII.

Przebieg prac geologicznych, w tym robót geologicznych, oraz wyniki tych prac należy na bieżąco dokumentować. Szczegółowe wymagania dotyczące bieżącego dokumentowania robót geologicznych określa *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 czerwca 2015 r. w sprawie przekazywania informacji z bieżącego dokumentowania przebiegu prac geologicznych* (Dz. U. 2015 poz. 903).

Realizacja robót geologicznych nie może naruszać praw właścicieli (użytkowników wieczystych) nieruchomości gruntowych, w obrębie których roboty te będą wykonywane.

Organ administracji geologicznej odmawia zatwierdzenia projektu robót geologicznych, jeśli:

- projektowane roboty geologiczne naruszałoby wymagania ochrony środowiska;
- projekt robót geologicznych nie odpowiada wymaganiom prawa;
- rodzaj i zakres projektowanych robót oraz sposób ich wykonania nie odpowiadają celowi tych robót;
- projektowane roboty mogą zagrażać interesowi publicznemu wskazanym w PGiG.

3.2.2. Prace przygotowawcze

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Paják, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Sporządzając projekt robót geologicznych, autorzy wykorzystują wszelkie dostępne materiały i dane geologiczne, które pozwolą na jak najbardziej rzetelną realizację założonego w projekcie zadania geologicznego. Zebrane dane pozwolą na optymalizację zakresu i sposobu prowadzenia wierceń, a także na doprecyzowanie planowanych badań. Kompleksowo przeprowadzone prace przygotowawcze minimalizują ryzyko wystąpienia nieprzewidzianych trudności podczas realizacji robót, zwiększając tym samym ich efektywność i bezpieczeństwo.

Znaczny zasób informacji geologicznych znajduje się w bazach danych, które są dostępne na internetowych stronach PIG-PIB w portalu mapowym (<https://geologia.pgi.gov.pl/mapy/>). Portal ten prezentuje w układzie przestrzennym różnego rodzaju grupy danych, które pozwalają zapoznać się w sposób szczegółowy z dostępnymi w wybranej lokalizacji danymi geologicznymi. Znajdziemy w nim informacje między innymi o:

- wykonanych seryjnych mapach geologicznych (szczegółowe mapy geologiczne, mapy hydrogeologiczne, mapy geośrodowiskowe, mapy litogenetyczne),
- złożach surowców mineralnych;
- obszarach i terenach górniczych kopalni;
- otworach wiertniczych, w tym otworach hydrogeologicznych;
- wodach podziemnych;
- opracowanych dokumentacjach i badaniach geofizycznych.

W portalu <https://geologia.pgi.gov.pl/mapy/> są również odnośniki do bardziej szczegółowych baz danych, w tym m.in.:

- Centralny Bank Danych Geologicznych (Otwory wiertnicze) – <https://otworywiertnicze.pgi.gov.pl/>;
- Centralny Bank Danych Geologicznych (Dokumenty) – <https://dokumenty.pgi.gov.pl/wyszukiwarka2/>;
- Centralny Bank Danych Hydrogeologicznych (Pobory, Monitoring, Mineralne) – <https://spd.pgi.gov.pl/PSH/>;
- System Gospodarki i Ochrony Bogactw Mineralnych Polski – MIDAS (Złoża kopalni, Rejestr Obszarów Górniczych) – <https://geoportal.pgi.gov.pl/midas-web/>;
- Centralna Baza Danych Geologicznych (Menadżer pobierania) – <https://dm.pgi.gov.pl/>.

Dostępna publicznie Aplikacja *CBDG Otwory wiertnicze* pozwala na zaawansowane wyszukiwanie i prezentację danych m.in. o profilach stratygraficznych, litologicznych, badaniach geofizycznych i rdzeniach wiertniczych wykonanych w Polsce otworów wiertniczych. Umożliwia uzyskanie informacji o lokalizacji, głębokości otworu, celu wiercenia, dokumentacji powiązanej z otworem, stratygrafii, litologii, parametrach technicznych (m. in. o rdzeniach, parametrach płuczki), geofizyce wiertniczej, profilach, itp. W ramach wskazanej aplikacji możliwe jest przeglądanie danych z danego otworu wiertniczego w formie graficznej i opisowej.

Dostęp do niektórych z wymienionych powyżej danych jest bezpośredni (np. do uproszczonych profili głębokich otworów wiertniczych). Dostęp do bardziej szczegółowych danych możliwy jest po złożeniu odpowiedniego wniosku do Centralnego Archiwum Geologicznego prowadzonego przez PIG-PIB o wgląd lub udostępnienie informacji geologicznej.

Podsystem *CBDG Menadżer pobierania* zawiera pliki typu shapefile, możliwe do pozyskania (wysyłany jest link na adres poczty elektronicznej podany przez zainteresowanego) i graficznej obróbki przez użytkownika. Pliki zawierają m.in. dane geofizyczne (dokumentacje geofizyczne: grawimetria, sejsmika 2D, sejsmika 3D itp.), hydrogeologiczne (Jednolite Części Wód Podziemnych, Główne Zbiorniki Wód Podziemnych), dane o otworach wiertniczych, koncesjach na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin chemicznych, skalnych i metali, a także węgla kamiennego i metanu oraz węglowodorów, dane o projektach robót geologicznych na poszukiwanie i rozpoznanie złóż wód leczniczych, termalnych i solanek, a także dane o terenach i obszarach górniczych.

Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie w ramach swojej działalności prowadzi publiczny, internetowy portal mapowy – *Hydroportal* (<https://wody.isok.gov.pl/hydroportal.html>), gdzie zgromadzone są w układzie przestrzennym różnego rodzaju dane związane z tematyką wodną Polski, w tym ryzyka powodziowego, przeciwdziałania suszy, a w szczególności planów gospodarowania wodami.

3.2.3. Rozpoznanie geologiczne, hydrogeologiczne i geofizyczne

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Paják, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Rozpoznanie terenu jest niezbędnym i fundamentalnym etapem w procesie projektowania robót geologicznych mających na celu poszukiwanie oraz ocenę zasobów wód termalnych. Celem tego etapu jest zebranie, analiza i interpretacja danych o budowie geologicznej, warunkach hydrogeologicznych oraz strukturze podłoża w aspekcie ich przydatności dla występowania i eksploatacji wód geotermalnych. Tylko kompleksowe i wieloaspektowe rozpoznanie umożliwia właściwą ocenę potencjału geotermalnego danego obszaru oraz ograniczenie ryzyka inwestycyjnego związanego z prowadzeniem głębokich wierceń geotermalnych.

Rozpoznanie realizowane jest w trzech głównych obszarach:

- geologicznym,
- hydrogeologicznym,
- geofizycznym.

Każdy z nich dostarcza odmiennych, lecz wzajemnie uzupełniających się informacji — od opisu budowy geologicznej i struktur tektonicznych, przez warunki krążenia oraz skład chemiczny i właściwości fizykochemiczne wód podziemnych, aż po przestrzenny obraz podłoża uzyskany za pomocą nowoczesnych metod geofizycznych. Zintegrowana analiza tych danych umożliwia precyzyjne określenie lokalizacji i głębokości otworów wiertniczych, ocenę potencjału zasobów geotermalnych oraz dobór optymalnych rozwiązań technologicznych. Co istotne, kompleksowe rozpoznanie znacząco zmniejsza ryzyko inwestycyjne związane z prowadzeniem kosztownych robót

geologicznych i pozwala na bardziej świadome planowanie zagospodarowania wód termalnych, zarówno w celach energetycznych, jak i leczniczych czy rekreacyjnych.

Rozpoznanie geologiczne

Rozpoznanie budowy geologicznej rejonu projektowanych robót jest jednym z kluczowych elementów w procesie projektowania otworów geotermalnych. Dokładne poznanie warunków geologicznych ma fundamentalne znaczenie, ponieważ wpływa na skuteczność i bezpieczeństwo prowadzonych działań, a także pozwala na optymalizację kosztów inwestycji. Ze względu na wysokie nakłady finansowe związane z wierceniami, niezwykle ważne jest zminimalizowanie ryzyka niepowodzenia, które może wynikać z niewłaściwego doboru lokalizacji, błędnej oceny głębokości zalegania zasobów czy zaskakujących warunków geologicznych. Dlatego rozpoznanie geologiczne stanowi podstawę do podejmowania świadomych decyzji inwestycyjnych oraz technicznych w całym procesie poszukiwania i eksploatacji wód termalnych.

Najpewniejsze informacje dotyczące budowy geologicznej pochodzą przede wszystkim z głębokich wierceń wykonywanych w różnym celu — zarówno z otworów badawczych prowadzonych przez instytucje naukowe i geologiczne, jak Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB), jak i z otworów poszukiwawczych za złożami kopalin, czy otworów dedykowanych rozpoznaniu budowy geologicznej i geotermalnej. Wiedza ta jest uzupełniana o analizy dostępnych danych archiwalnych, które pozwalają na stworzenie kompleksowego obrazu warunków geologicznych obszaru badań.

Rozpoznanie hydrogeologiczne

Dane o spodziewanych wydajnościach i mineralizacji wody w zbiorniku wód termalnych pochodzą zazwyczaj z badań hydrogeologicznych przeprowadzonych w głębokich otworach. Najbardziej wiarygodne są dane z pompowań pomiarowych wykonanych w otworach hydrogeologicznych (otwory geotermalne, niektóre badawcze otwory PIG-PIB). Innym rodzajem badań hydrogeologicznych są otworowe pomiary geofizyczne Production Logging (PL), zwane inaczej profilowaniem eksploatacyjnym oraz badania rurowym próbnikiem złoża (RPZ).

Ważny zakres rozpoznania stanowi ocena właściwości fizykochemicznych wód, określane mianem rozpoznania hydrochemicznego lub hydrogeochemicznego. Badania te pozwalają określić spodziewaną temperaturę, odczyn, mineralizację i skład chemiczny wody. Podstawą rozpoznania hydrogeochemicznego jest analiza istniejącej dokumentacji hydrogeologicznych i geologicznych, w tym wyników wierceń poszukiwawczych z sektora naftowego.

Rozpoznanie geofizyczne

Poza rozpoznaniem otworowym do kanonu należy wykorzystanie archiwalnych badań geofizycznych. Wyniki badań geofizycznych często wymagają reprocessingu, poprzez dokonanie ponownej ich analizy w nawiązaniu do danych źródłowych z wykorzystaniem nowoczesnych narzędzi informatycznych. Wstępne rozpoznanie geofizyczne stanowi istotny element przygotowania prac geologicznych ukierunkowanych na poszukiwanie wód termalnych. Zastosowanie metod geofizyki pozwala na wykrycie i wstępną interpretację budowy geologicznej terenu, w tym obecności struktur tektonicznych oraz poziomów wodonośnych, które mogą stanowić potencjalne zbiorniki wód termalnych.

Uzyskane wyniki umożliwiają określenie głębokości zalegania warstw o podwyższonej przepuszczalności i przewodnictwie, co jest kluczowe dla prawidłowego doboru lokalizacji otworu poszukiwawczego. Przeprowadzenie takich badań pozwala ograniczyć ryzyko niepowodzenia prac wiertniczych oraz zoptymalizować koszty inwestycji poprzez ukierunkowanie działań na najbardziej perspektywiczne rejony. Dodatkowo, dane geofizyczne są pomocne przy opracowaniu projektu technicznego wiercenia, umożliwiając m.in. ocenę warunków litologicznych, hydrodynamicznych i termicznych. Jeżeli dostępne dane nie gwarantują odpowiedniego rozpoznania geologicznego, konieczne może się okazać zaprojektowanie i wykonanie wyprzedzających badań rozpoznawczych. W przypadku projektowania otworów geotermalnych, najczęściej stosowanymi badaniami są pomiary geofizyczne (sejsmika 2D i 3D, magnetotelluryka).

3.2.4. Potencjalna konfliktowość lokalizacji

Mariusz Socha

Przed rozpoczęciem prac wiertniczych należy przeanalizować lokalizację projektowanego otworu pod względem ewentualnej konfliktowości z obszarami i terenami górnictwami oraz obszarami koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin. Taka analiza pozwala uniknąć kolizji prawnych i technicznych, które mogą skutkować opóźnieniami, ograniczeniami w prowadzeniu prac lub nawet koniecznością zmiany lokalizacji otworu.

W przypadku pokrywania się występowania złóż wód termalnych i węglowodorów, prace wiertnicze i inne prace związane z eksploatacją mogą skutkować przenikaniem węglowodorów do warstw wodonośnych. Taka migracja zanieczyszczeń może prowadzić do obecności węglowodorów w wodach termalnych i zmiany ich składu chemicznego, co negatywnie wpłynie na ich potencjalną wartość leczniczą i rekreacyjną. W regionach, w których występują oba rodzaje kopalin, realny jest konflikt interesów między przemysłem energetycznym i sektorem balneoterapeutyczno-rekreacyjnym. Intensywna eksploatacja zasobów może zaburzyć naturalny przepływ wód termalnych, co będzie skutkowało zmianą ich temperatury oraz dynamiki przepływu. Natomiast ekstrakcja może wywołać nieprzewidywalne reakcje chemiczne, mobilizując pierwiastki, które w normalnych warunkach występują w zrównoważonym stanie. Aby zminimalizować ryzyko konfliktu między eksploatacją wód termalnych a obecnością węglowodorów, konieczne jest wdrożenie szeregu działań o charakterze technicznym i organizacyjnym. Kluczowe jest przeprowadzenie precyzyjnych badań geologicznych w celu identyfikacji obszarów ryzyka, rozgraniczając strefy potencjalnego konfliktu. Zaawansowane modele hydrogeologiczne umożliwiają natomiast przewidywanie zmian w systemach przepływu wód termalnych pod wpływem działań wydobywczych.

W celu ograniczenia ryzyka konfliktowości eksploatacji wód termalnych i węglowodorów konieczne jest również wdrożenie barier technicznych, takich jak systemy cementowania i hydroizolacji, które pomagają zapobiegać migracji węglowodorów pomiędzy warstwami, a także wdrożenie technologii regulujących ciśnienie w obrębie odwiertów, które minimalizują ryzyko niekontrolowanej migracji substancji.

W przypadku lokalizacji otworu wiertniczego, urządzeń i zabudowy wiertni uwzględnia się także infrastrukturę terenu, w tym napowietrzne linie energetyczne oraz podziemne uzbrojenie, w szczególności kable energetyczne i telefoniczne, rurociągi, kolektory sanitarne, na podstawie geodezyjnej ewidencji sieci uzbrojenia terenu lub innej dostępnej dokumentacji uzbrojenia terenu i map

sytuacyjno-wysokościowych powierzchni, a także uwzględnia się przeważający kierunek wiatru. Lokalizacja projektowanego otworu nie może wykazywać konfliktowości z wyżej wymienionymi obszarami. Otwór wiertniczy lokalizuje się co najmniej w odległości wynoszącej 1,5 wysokości wieży wiertniczej lub masztu od linii kolejowych, kanałów i zbiorników wodnych, rzek, dróg publicznych, zabudowań, z tym że odległość od napowietrznych linii wysokiego napięcia wynosi 1,5 wysokości wieży lub masztu, lecz nie mniej niż 30 m. W przypadku gdy lokalizacja projektowanego otworu będzie znajdować się w sąsiedztwie zabudowań, konieczne może być zmniejszenie przez kierownika ruchu zakładu wymagań dotyczących odległości otworu wiertniczego od obiektów, zgodnie z § 44, ustęp 3 *Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi* (Dz. U. 2014 poz. 812).

Kompleksowe podejście oparte na dokładnych badaniach, wdrażaniu nowoczesnych technologii zabezpieczających, stałym monitoringu oraz ścisłej współpracy międzysektorowej stanowi klucz do minimalizacji potencjalnych zagrożeń. Odpowiedzialne zarządzanie zasobami wód termalnych gwarantuje nie tylko ochronę środowiska, ale również zapewnienie trwałych korzyści gospodarczych i zdrowotnych dla lokalnych społeczności.

3.2.5. Potencjalne oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko

Mariusz Socha

W wyniku realizacji projektowanego otworu geotermalnego możliwe jest występowanie negatywnych oddziaływań na środowisko. Dlatego też w procesie projektowania i realizacji otworów geotermalnych niezbędne jest przeprowadzenie szczegółowej oceny oddziaływania na środowisko oraz wdrożenie odpowiednich środków zapobiegawczych i ochronnych, minimalizujących ryzyko wystąpienia negatywnych skutków.

W ramach identyfikacji ryzyka dla środowiska naturalnego w otoczeniu projektowanego otworu można stwierdzić potencjalne zagrożenia w postaci:

- oddziaływania na powierzchnię ziemi;
- oddziaływania na przyrodę i obszary chronione;
- oddziaływania na wody podziemne i powierzchniowe;
- oddziaływania na klimat akustyczny;
- oddziaływania na powietrze;
- gospodarki odpadami;

Oddziaływanie na powierzchnię ziemi

W trakcie przygotowania do procesu wiercenia z terenu wiertni usuwana jest warstwa gleby, którą zwyczajowo magazynuje się w postaci pryzmy lub wału. Natomiast odsłonięta powierzchnia zostaje wyłożona płytami betonowymi a także stosuje się również izolację membranową aby zapobiec przedostawaniu się do gruntu szkodliwych substancji i zanieczyszczeń. Na tak przygotowanym terenie są instalowane zbiorniki płuczkowe oraz zbiorniki do magazynowania wody z pompowań

oczyszczających i pomiarowych. Innym stosowanym rozwiązaniem w przypadku magazynowania wody z pompowań są doły zrzutowe, które wykonywane są w gruncie i wykładane szczelnym materiałem izolacyjnym tak, żeby zapobiec przesączaniu się zanieczyszczeń do podłoża. Działania te mają na celu niedopuszczenie do zanieczyszczenia gruntu substancjami niebezpiecznymi (oleje, smary, płuczka, itp.). Po zakończeniu robót wiertniczych, teren musi zostać przywrócony do stanu pierwotnego.

Oddziaływanie na przyrodę i obszary chronione

Na etapie projektowania robót geologicznych należy dokonać identyfikacji i opisu, a także charakterystyki obszarów i obiektów chronionych. Zgodnie z art. 6 ust. 1 *Ustawy o ochronie przyrody z dnia 16 kwietnia 2004 r.* (Dz. U. 2024 poz. 1478, t.j.) pod uwagę należy wziąć parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, obszary Natura 2000, pomniki przyrody, stanowiska dokumentacyjne, użytki ekologiczne, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe oraz ochronę gatunkową roślin, zwierząt i grzybów, a także Główne Zbiorniki Wód Podziemnych (GZWP) (w szczególności należy uwzględnić wyznaczone i projektowane obszary ochronne), złoża surowców oraz obszary i tereny górnicze, obszary koncesyjne i strefy ochrony uzdrowiskowej. W przypadku stwierdzenia kolizyjności z którymś z wymienionych elementów należy wdrożyć odpowiednią procedurę prawną (zgodnie z paragrafem 3 ust. 1 pkt 44 *Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko* (Dz. U. 2019 poz. 1839, z późn. zm.) i ewentualnie techniczną.

Oddziaływanie na wody podziemne i powierzchniowe

W okresie transformacji energetycznej geotermia jest atrakcyjnym źródłem energii, stanowiącym alternatywę dla paliw kopalnych. Niemniej rozwój technologii geotermalnej niesie za sobą szereg wyzwań środowiskowych, zwłaszcza w kontekście ochrony GZWP, które są nie tylko kluczowym zasobem dla gospodarki wodnej, ale również fundamentem ekosystemów. Proces wierceń geotermalnych wiąże się z ingerencją w górotwór, co może prowadzić do migracji zanieczyszczeń. Stosowane podczas wierceń płyny technologiczne, środki zapobiegające korozji lub smary mogą przedostać się do warstw wodonośnych, jeżeli nie zostaną odpowiednio zabezpieczone.

Wykonywanie prac wiertniczych przy prawidłowym wierceniu otworu nie powinno mieć jednak wpływu na wody podziemne i powierzchniowe. W celu ich zabezpieczenia przed potencjalnym zanieczyszczeniem, należy stosować odpowiednie urządzenia i technologie, które ograniczają powstawanie zanieczyszczonych wód odpadowych i ścieków. Materiały płuczkowe przechowywane powinny być w specjalnie do tego przystosowanych magazynach tak, by wyeliminować możliwość wypłukania przez opady atmosferyczne. Ścieki socjalno-bytowe powinny być magazynowane w szczelnych, bezodpływowych zbiornikach i sukcesywnie wywożone przez podmiot do tego uprawniony.

Konstrukcja otworu wiertniczego powinna zostać tak dobrana, żeby zapewnić bezpieczeństwo prowadzonych robót oraz ochronę wód podziemnych. Technologia wierceń z zastosowaniem pełnego zabezpieczenia horyzontów wodonośnych poprzez rurowanie i cementowanie rur okładzinowych będzie uniemożliwiać kontakt wód podziemnych z różnych poziomów wodonośnych. Pompowania oczyszczające i pomiarowe poziomów wodonośnych w wierconym otworze nie powinny spowodować obniżenia zwierciadła wody w występujących w pobliżu ujęciach wód podziemnych. Wypompowywana lub samoczynnie wydobywająca się z otworu w czasie opróbowania woda nie powinna oddziaływać w żaden sposób na wody podziemne i powierzchniowe, przy zastosowaniu technologii magazynowania w zbiornikach lub przechowywania w izolowanych dołach zrzutowych

Stały nadzór nad stanem wód podziemnych pozwala na wczesne wykrywanie zmian wskazujących na możliwość skażenia. Wskazane zatem jest wdrożenie w rejonie oddziaływania instalacji geotermalnej systemu monitoringu chemicznego i hydraulicznego. Regularne pobieranie próbek wód oraz analiza parametrów fizykochemicznych umożliwiają szybkie wykrycie anomalii. Powinny być również opracowane procedury awaryjne. Posiadanie planów szybkiej reakcji w przypadku wykrycia przekroczeń norm jakościowych wód stanowi dodatkowe zabezpieczenie. Plany takie powinny obejmować warianty uwzględniające natychmiastowe zamknięcie instalacji, dodatkowe zabezpieczenia techniczne czy mobilizację specjalistycznych ekip naprawczych.

W trakcie eksploatacji instalacji geotermalnych woda o podwyższonej temperaturze może zmieniać właściwości chemiczne lub mobilizować pierwiastki, które przy kontakcie z wodami podziemnymi stają się potencjalnie szkodliwe. Wprowadzanie lub wyprowadzanie z górotworu wód o nietypowych właściwościach może zmienić naturalną dynamikę przepływu, prowadząc do obniżenia poziomu wód lub ich lokalnego zanieczyszczenia. W wyniku różnicy ciśnień i temperatur może dochodzić do reakcji chemicznych, których skutki są trudne do odwrócenia. Aby zapobiegać tego typu zagrożeniom należy rozważyć na wstępie inwestycji modelowanie przepływów wód podziemnych. Umożliwia ono przewidywanie zmian w dynamice wód w wyniku wierceń oraz projektowanie odpowiednich barier ochronnych.

Nowoczesne technologie nie eliminują ryzyka związanego z otworami geotermalnymi, zwłaszcza na obszarach chronionych, takich jak Główne Zbiorniki Wód Podziemnych (GZWP). Aby zwiększyć bezpieczeństwo, niezbędne jest kompleksowe podejście obejmujące staranne analizy, zaawansowane zabezpieczenia, ciągły monitoring i współpracę międzysektorową. Działania te nie tylko chronią zasoby wodne, ale także budują zaufanie społeczne, co jest fundamentem dla zrównoważonego rozwoju energetyki geotermalnej.

Oddziaływanie na klimat akustyczny

Źródłem hałasu w czasie wykonywania otworu wiertniczego jest praca silników urządzenia wiertniczego, pomp płuczkowych, generatorów, a także funkcjonowanie bazy wiertniczej. Podczas prowadzenia prac wiertniczych należy zakładać powstawanie hałasu przez 24 godziny na dobę. Przepisy prawne regulujące sprawy oceny oddziaływania hałasu w środowisku zewnętrznym, zostały zawarte w *Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku* (Dz. U. 2014 poz. 112, t.j.). W przypadku gdy projektowane prace wiertnicze związane z wykonaniem otworów będą wywierać ujemny wpływ na klimat akustyczny, konieczne będzie podjęcie działań go ograniczających (np. ekrany dźwiękochłonne).

Oddziaływanie na powietrze

Oddziaływanie prac wiertniczych na powietrze atmosferyczne będzie występowało przez cały okres ich prowadzenia. W tym czasie ciągła praca urządzenia wiertniczego i pomp płuczkowych napędzanych silnikami spalinowymi będzie powodowała emisję zanieczyszczeń gazowych, takich jak tlenki azotu i dwutlenek siarki. Wiertnie zaliczane są do słabych emitorów zanieczyszczeń powietrza. Zasięg negatywnego oddziaływania na jakość powietrza szacowany jest na maksymalnie 300 m od urządzeń wiertniczych. W trakcie prowadzenia wiercenia występują jedynie źródła emisji nieorganizowanej. Nie są one objęte uregulowaniami prawnymi ujętymi w *Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu* (Dz. U. 2021 poz. 845, t.j.). Prace wiertnicze związane z wykonaniem otworów będą wywierać niewielki ujemny wpływ na powietrze, który ograniczony jest do bezpośredniej okolicy wiertni.

Gospodarka odpadami

W wyniku prowadzenia robót wiertniczych i procesów technologicznych mogą powstawać odpady zwykłe i niebezpieczne. Aby zapobiec zanieczyszczeniom, magazynowanie odpadów wiertniczych powinno odbywać się w stalowych zbiornikach będących na wyposażeniu wiertni. Wody odpompowane w trakcie pompowań oczyszczających i pomiarowych powinny być magazynowane w szczelnym zbiorniku lub odpowiednio zabezpieczonym dole zrzutowym. Utylizacja zgromadzonych odpadów powinna zostać zlecona podmiotom, które posiadają zezwolenie właściwego organu na prowadzenie działalności w zakresie gospodarowania takimi odpadami. Prowadzenie gospodarki odpadami zgodnie z przepisami prawa nie powinno spowodować zagrożenia dla środowiska naturalnego.

3.3. Wykonywanie geotermalnych otworów wiertniczych

Podczas realizacji otworu geotermalnego wykonuje się szereg czynności, które obejmują prace wiertnicze, pomiary geofizyczne, badania hydrogeologiczne oraz analizy próbek skał, wód i gazów. Wszystkie te działania są niezbędne do dokładnego rozpoznania warunków geologicznych i hydrogeologicznych, oceny parametrów eksploatacyjnych oraz jakości zasobów termalnych, co pozwala na właściwe zaplanowanie dalszej eksploatacji i minimalizację ryzyka inwestycyjnego.

3.3.1. Prace wiertnicze

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pajak, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Otwory geotermalne należą do kategorii górnictwa otworowego i są wykonywane metodami wiertniczymi. Proces wiercenia obejmuje wszelkie operacje związane z realizacją otworu, takie jak urabianie skały narzędziami wiertniczymi, zapuszczanie i wyciąganie przewodu wiertniczego, rurowanie i cementowanie otworu, pomiary geofizyczne oraz opróbowanie warstw produktywnych. Zakres tych działań jest uzależniony od specyfiki otworu oraz technologii wiercenia (Górski, 2007a).

Metody wiertnicze opierają się na zastosowaniu narzędzi wierzących, takich jak świdry i koronki rdzeniowe, których zadaniem jest urabianie skały na dnie otworu. Świder (fig. 3.3.1 A i B) usuwa materiał na całej powierzchni dna otworu, podczas gdy koronka (fig. 3.3.1 C) zwierca skałę w sposób pierścieniowy, umożliwiając pobór rdzeni wiertniczych (Górski, 2007b).

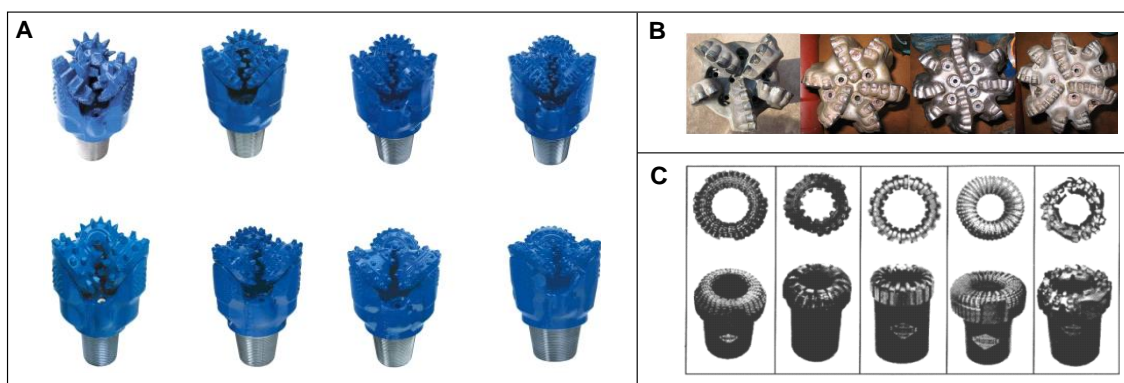


Fig. 3.3.1. Narzędzia wierzące (świdry i koronki).

A – świdry gryzowce, B – świdry PDC, C – koronki (Górski, 2007b)

Głębokość mierzona otworu wiertniczego jest to odległość pomiędzy powierzchnią terenu a dnem otworu wiertniczego wzdłuż osi otworu (MD – ang. *measured depth*).

Głębokość rzeczywista otworu wiertniczego to odległość pionowa pomiędzy powierzchnią terenu a dnem otworu (TVD – ang. *true vertical depth*; fig. 3.3.2).

Otwory wiertnicze mogą być pionowe (fig. 3.3.2 A) lub kierunkowe. W przypadku otworów kierunkowych wyróżniamy dwie zasadnicze trajektorie w zależności od kształtu. Są to trajektorie typu „J” (fig. 3.3.2 B) i typu „S” (fig. 3.3.2 C).

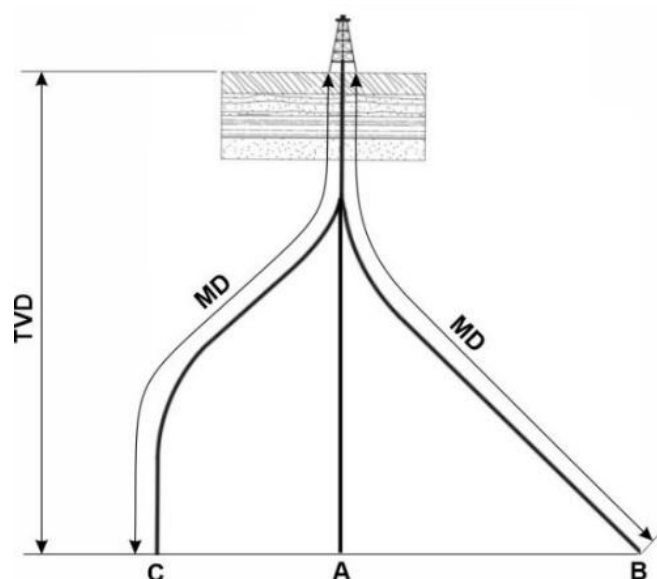


Fig. 3.3.2. Typy trajektorii otworów wiertniczych. **A** – otwór pionowy, **B** – otwór o trajektorii typu „J”, **C** – otwór o trajektorii typu „S” (opracowanie własne) (TVD (True Vertical Depth) – głębokość rzeczywista pionowa; MD (Measured Depth) – głębokość mierzona, czyli odległość wzdłuż trajektorii odwiertu od powierzchni do danego punktu)

Wiertnia to teren, na którym znajduje się urządzenie wiertnicze oraz zabudowania niezbędne do wykonania otworu wiertniczego. Urządzenie wiertnicze stanowi zespół maszyn, przyrządów i mechanizmów służących do wiercenia otworów wiertniczych. Jednym z elementów urządzenia wiertniczego jest wiertnica, w skład której wchodzi wieża, maszt lub wieżomaszt, system wielokrążków, wyciąg wiertniczy, mechanizm napędowy, stół obrotowy oraz pompy płuczkowe. Na figurze 3.3.3 (A–D) zaprezentowano kilka fotografii prezentujących teren wiertni.

Metody wiercenia można klasyfikować według różnych kryteriów, z których najistotniejszym jest sposób urabiania skały. Wyróżnia się dwie główne metody:

1. wiercenie udarowe – w tej metodzie skała jest urabiana przez udar podnoszonego i opadającego świda. Przewód wiertniczy porusza się ruchem posuwisto-zwrotnym, który może być wykonywany ręcznie lub mechanicznie. Ta technika była szeroko stosowana w początkowych latach przemysłu naftowego (XIX w.) i długo konkurowała z metodą obrotową.
2. wiercenie obrotowe – polega na skrawaniu, ścieraniu lub kruszeniu skał za pomocą obracającego się świda lub koronki.

Wybór odpowiedniej metody zależy od rodzaju skały, głębokości otworu oraz wymagań technologicznych procesu wiercenia. W przypadku wierceń geotermalnych prawie zawsze stosowana jest metoda obrotowa.



Fig. 3.3.3. Teren wiertni. **A** – wieżomaszt z zapleczem materiałowym, **B** – plac manewrowy z zapleczem socjalno-biurowo-magazynowym, **C** – pompy płuczkowe wraz ze zbiornikami na płuczkę, **D** – system oczyszczania płuczki (sita wibracyjne) (Fot. B. Bielec)

Istotnym kryterium klasyfikacji obrotowych metod wiercenia jest lokalizacja silnika napędowego. W przypadku silnika umieszczonego na powierzchni, ruch obrotowy jest przekazywany na narzędzie wierzące za pośrednictwem przewodu wiertniczego, korzystając z głowicy napędowej (napęd top drive – fig. 3.3.4 A) lub stołu wiertniczego (wiercenie stołowe – fig. 3.3.4 B). Gdy silnik znajduje się wewnątrz otworu nad narzędziem wierzącym (silnik wgłębny – fig. 3.3.4 C), ruch obrotowy jest przekazywany bezpośrednio z silnika napędzanego hydraulicznie za pomocą płuczki wiertniczej.

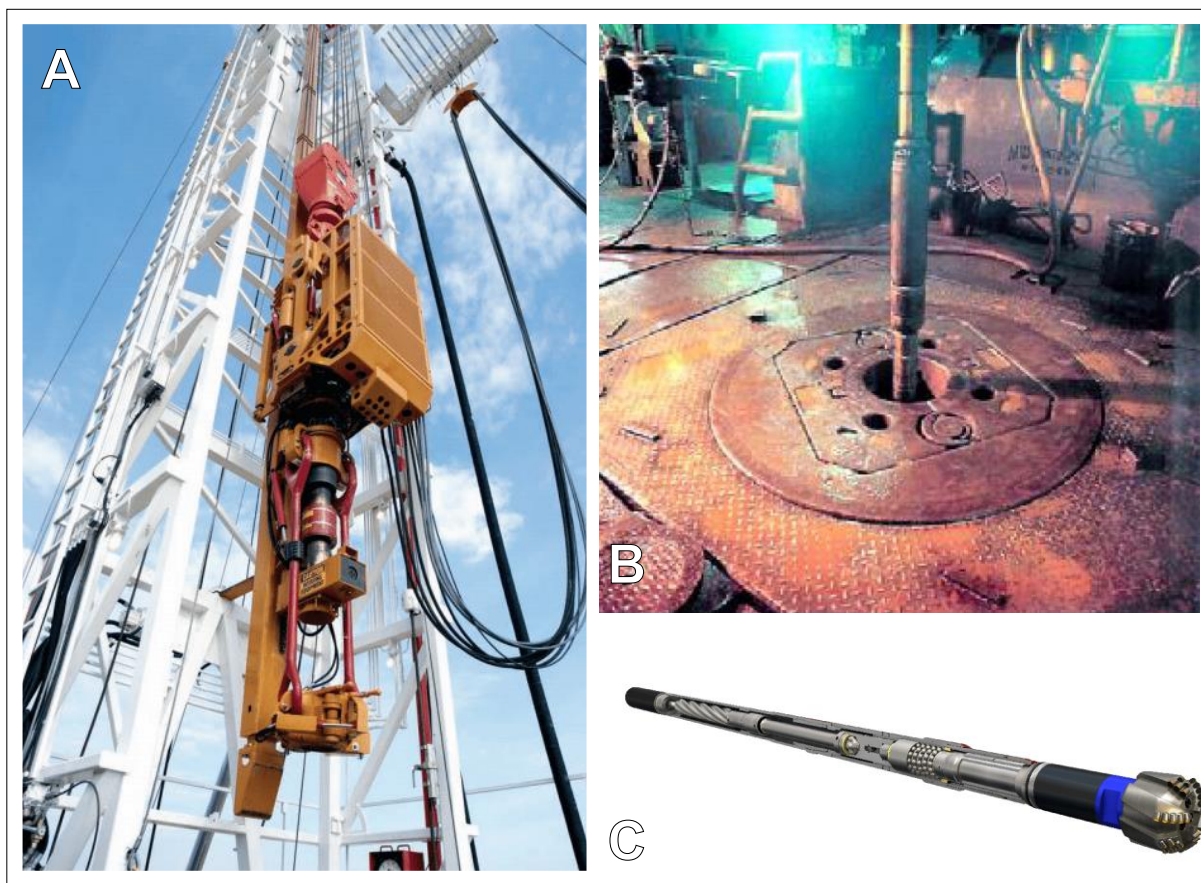


Fig. 3.3.4. Rodzaje napędu stosowane w wierceniach obrotowych. **A** – napęd „top drive”, **B** – stół wiertniczy, **C** – silnik wgłębny (źródło – zdjęcie **A**: <https://www.texasinternational.com/blog/what-is-a-top-drive-system/>; zdjęcie **B**: Górski, 2007b; zdjęcie **C**: <https://drillingcontractor.org/reservoir-drives-choice-of-rss-vs-mud-motors-14018>)

Metody wiercenia można klasyfikować także na podstawie sposobu usuwania zwiercin z dna otworu. Jeśli do ich wynoszenia stosuje się płuczkę, proces ten określa się jako wiercenie płuczkowe. W przypadku usuwania zwiercin mechanicznie, bez użycia płuczki, mamy do czynienia z wierceniem bezpłuczkowym. Podczas wiercenia płuczkowego możliwe są dwa sposoby cyrkulacji płuczki: obieg normalny (prawy – fig. 3.3.5 A) i obieg odwrotny (lewy – fig. 3.3.5 B). W obiegu normalnym płuczka tłoczona jest przez przewód wiertniczy na dno otworu i wypływa ku górze przestrzenią pierścieniową. W obiegu odwrotnym kierunek przepływu jest przeciwny – płuczka wpływa do otworu przestrzenią pierścieniową i wypływa przewodem wiertniczym. Zasadniczo podczas wiercenia otworów (w tym również geotermalnych) najczęściej wykorzystywany jest normalny obieg płuczki. Obieg odwrotny stosuje się, gdy normalny obieg nie jest wystarczająco efektywny lub gdy jest wręcz niemożliwy. Sytuacja taka ma najczęściej miejsce w specyficznych warunkach geologicznych (np. niestabilne ściany otworu) lub przy wierceniach na bardzo dużą głębokość, gdzie wymagane jest lepsze chłodzenie i oczyszczanie otworu.

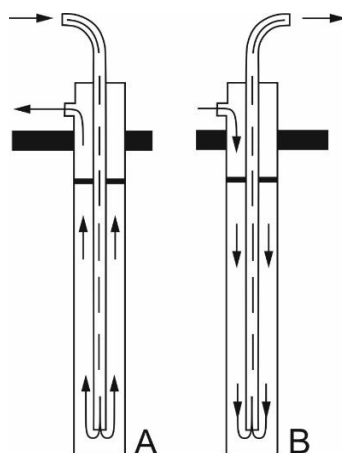


Fig. 3.3.5. Kierunek krążenia (obiegu) płuczki w otworze. **A** – obieg normalny (prawy), **B** – obieg odwrotny (lewy) (opracowanie własne)

Do prac wiertniczych zalicza się wszystkie czynności bezpośrednio związane z drążeniem otworu i budowaniem jego konstrukcji. Do tej grupy należą: urabianie skał narzędziami wiertniczymi (świdry, koronki), zapuszczanie kolejnych kolumn rur okładzinowych, zabiegi cementacyjne, zabudowa kolumny filtrowej i ewentualnie żwirowanie otworu, czyli wykonywanie obsypki żwirowej wokół kolumny filtrowej.

W trakcie drążenia otworu na bieżąco prowadzone jest opróbowanie realizowane poprzez stały pobór próbek okruchowych (fig. 3.3.6 A) z urobku transportowanego na powierzchnię przez będącą w obiegu płuczkę wiertniczą. Próbkę te są pobierane w celu bieżącego określania profilu geologicznego przewiercanych warstw skalnych. Wstępnie częstotliwość poboru próbek w poszczególnych przewiercanych interwałach głębokościowych jest określona w projekcie robót geologicznych. Jednakże w trakcie wiercenia geolog kierujący robotami (tzw. nadzór geologiczny) może zalecić inną częstotliwość ich poboru, w zależności od bieżących potrzeb. Poza próbkami okruchowymi są pobierane również rdzenie wiertnicze (fig. 3.3.6 B), przy czym rdzeniowania wykonuje się głównie w interwałach występowania skał złożowych. Z próbek rdzenia można bardziej szczegółowo i dokładniej określić litologię poszczególnych warstw oraz określić inne istotne parametry skały niż z próbek okruchowych.

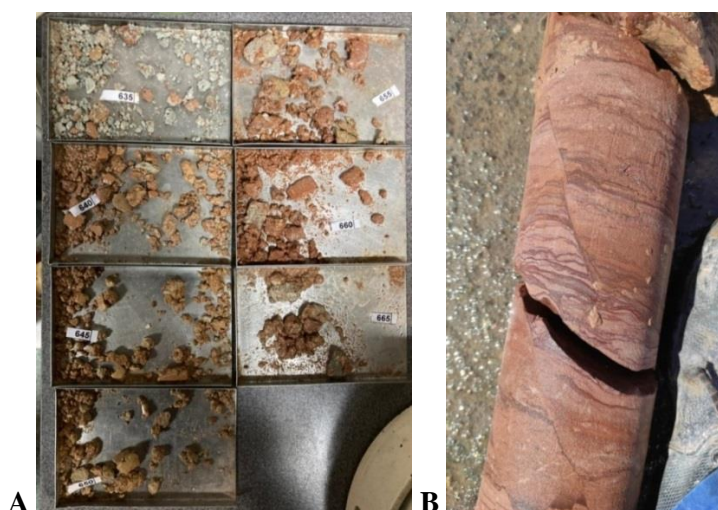


Fig. 3.3.6. **A** – Próbkę okruchowe i **B** – rdzenie wiertnicze pobierane w trakcie wiercenia otworu. (Fot. B. Bielec)

Rury okładzinowe, techniczne i eksploatacyjne

W konstrukcji otworu geotermalnego stosuje się rury okładzinowe, techniczne i eksploatacyjne. Najbardziej popularnym materiałem, z jakiego wykonane jest orurowanie otworu jest stal. Stosowane są także rury stalowe z powłoką wewnętrzną. W szczególnych przypadkach stosuje się rury z innego materiału. Najczęściej są to rury epoksydowe zbrojone włóknem szklanym, zwane rurami „fiberglass”.

Rury stalowe: rury ze stali niestopowej o wysokiej wytrzymałości J-55/K-55 lub N-80/L-80, przy czym te ostatnie są bardziej odporne na korozyjne działanie siarkowodoru. Wybór zależy m.in. od właściwości wody termalnej i zawartych w niej gazów oraz przewidywanego obciążenia rur.

Rury stalowe z powłoką wewnętrzną: dla ochrony przed korozją oraz dla polepszenia właściwości hydraulicznych stalowe rury wiertnicze (zarówno okładzinowe, jak i eksploatacyjne) można wyłożyć od wewnątrz tworzywami polimerowymi (podobnie jak rury przesyłowe na powierzchni). Wyłożenia takie są coraz częściej stosowane podczas rekonstrukcji pracujących otworów, przywracania ich chłonności i produktywności, a także, jako sposób skutecznego wyposażenia antykorozyjnego nowych otworów. W warunkach polskich wyłożenia z polietylenu o wysokiej gęstości (HDPE) zastosowano dotychczas w otworach Geotermii Pyrzyce Sp. z o.o. (Biernat i in., 2009). Wyłożenia z tworzyw polimerowych pozwalają na stosowanie rur wiertniczych nawet w warunkach, które inaczej wymagałyby stosowania droższych materiałów wysokiej jakości. W warunkach polskich zakładów geotermalnych tworzywa polimerowe do wyłożyń rur stalowych powinny być dostosowane do temperatury wód na poziomie 90–100°C. Pod uwagę należy brać również przepuszczalność polimeru, absorpcję gazów (w tym tlenu i dwutlenku węgla) oraz wody, odporność na pękanie, rozszerzalność cieplną i podatność na odkształcenia (Schweizer, 2001a, b). W otworach geotermalnych w zakładach niemieckich tworzywem na wewnętrzne powłoki rur jest m.in. żywica epoksydowo-fenolowa (nazwa handlowa TK-216) nadająca się do stosowania w temperaturze do 95°C. Zapewnia dobre przyleganie do powierzchni rury. Rury pokryte tym materiałem można stosować do wody pitnej (Wolfgram, Raupach, 2010). Kolumna rur z wewnętrznym wyłożeniem nie może być stosowana jako pośrednia w trakcie dalszego wiercenia otworu (wyłożenie uległoby uszkodzeniu). Dlatego też jest instalowana jako eksploatacyjna po zakończeniu wiercenia. Przestrzeń pierścieniową pomiędzy zacementowaną kolumną rur okładzinowych i kolumną rur eksploatacyjnych należy zabezpieczyć przed korozją. W tym celu wprowadza się w nią płyny antykorozyjne, a przestrzeń tę uszczelnia się np. za pomocą pakerów.

Rury epoksydowe zbrojone włóknem szklanym: mogą być stosowane jako techniczne i eksploatacyjne, jeśli nie ma ryzyka ich mechanicznego uszkodzenia. Są używane głównie ze względu na ich antykorozyjność. Nadają się do przesyłu wód o temperaturach rzędu 100–120°C. W celu eliminacji dyfuzji gazów można je wykonać w wersji z antydyfuzyjną barierą aluminiową (Banaś i in., 2011a). Mogą być zapuszczane do głębokości ok. 3000 m. Rury te zaczęto stosować w przemyśle wiertniczym ponad 40 lat temu, m.in. w USA w otworach zatłaczających wody o wysokiej mineralizacji (Thomas i in., 1988). W Europie najdłużej używane są w zakładach geotermalnych we Francji (od lat 80. ub. w.), a następnie w Niemczech. W Polsce po raz pierwszy zastosowano je w 2008 r. w otworze geotermalnym Toruń TG-1 (Wardzała, Kilar, 2009). Istnieje szeroki wybór gatunków i rodzajów tych rur oferowanych przez różnych producentów w zależności od wymagań dotyczących parametrów pracy, potrzeb eksploatacyjnych, możliwości finansowych itp. Omawiane rury są chemicznie odporne na działanie wód o wysokiej mineralizacji, dwutlenku węgla i siarkowodoru, korozję elektrochemiczną i korozję indukowaną mikrobiologicznie. Gładka powierzchnia wewnętrzna ma pozytywny wpływ na oporność hydrauliczną, nie osadzają się także na niej substancje wtórne. Mają niską gęstość (1960 kg/m³) i przewodność cieplną (0,29 W/m·K). Mogą też być stosowane do wody pitnej

(Wolfgramm, Raupach, 2010). Trwałość omawianych rur jest określana przez producentów na co najmniej 20 lat. Rury te posiadają mniejszą wytrzymałość niż stalowe, ich wymiary różnią się od tradycyjnie używanych w wiertnictwie, natomiast zakres rozmiarów jest ułożony podobnie do standardów API. Należy zwracać uwagę na różnice w rozmiarach nominalnych (średnice zewnętrzne), także ścianki – w szczególności rur okładzinowych – są wyraźnie grubsze niż rur stalowych (ze względu na konsystencję materiału). Do zapuszczania rur z włókna szklanego stosowane są specjalne narzędzia wiertnicze. Aby nie dopuścić do uszkodzenia, rury są zapuszczane po zakończeniu prac wiertniczych w otworach (podobnie jak rury stalowe z wyłożeniem wewnętrznym). Parametry mechaniczne ograniczają jednak możliwości prowadzenia niektórych zabiegów stymulacyjnych w takich otworach (m.in. szczelinowania) (Kapuściński i in., 1997), stosowania cieczy stymulacyjnych z udziałem kwasu fluorowodorowego, czy też wykonywania remontów, co potwierdzają praktyczne doświadczenia wskazujące ponadto, że rury te powinny być stosowane głównie w pionowych odcinkach otworu (Wolfgramm, Raupach, 2010). Należy jednak dodać, że rury z włókna szklanego są stosowane także w otworach kierunkowych, m.in. w Basenie Paryskim (Ungemach, 2004a; 2010a). Analogicznie jak w przypadku rur eksploatacyjnych z wyłożeniem wewnętrznym, przestrzeń pierścieniową pomiędzy kolumną techniczną i eksploatacyjną uszczelnia się za pomocą pakerów i zabezpiecza wprowadzając ochronne płyny antykorozyjne.

Średnice rur

Najbardziej typowa konstrukcja otworu geotermalnego przedstawiona została na figurze 3.3.7. Składa się ona z kolejnych kolumn rur stalowych zacementowanych do powierzchni terenu lub na zakładkę w poprzedzającej kolumnie rur. Zostały pokazane dwa najczęściej stosowane warianty orurowania. Wariant A charakterystyczny dla otworów eksploatacyjnych (produkcyjnych) oraz wariant B bardziej charakterystyczny dla otworów chłonnych lub przy spodziewanych warunkach artezyjskich (eksploatacja samoczynna) bez konieczności stosowania pompy.

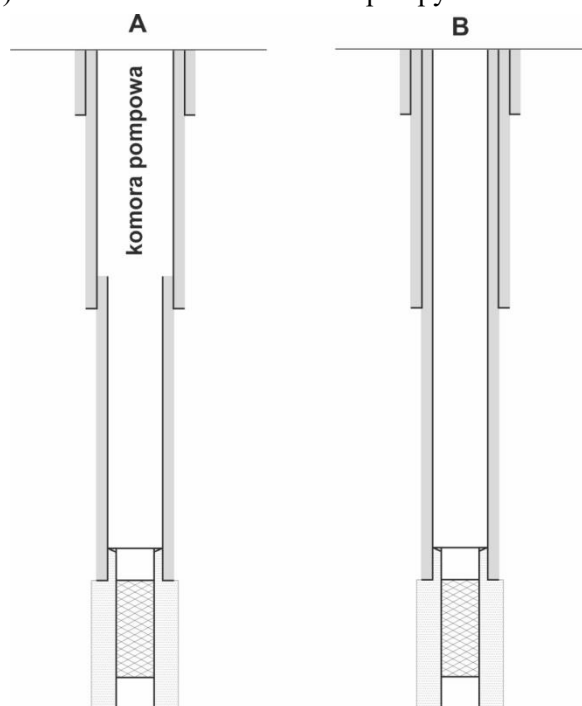


Fig. 3.3.7. Najczęściej stosowane warianty orurowania otworów geotermalnych. **A** – z komorą pompową, **B** – bez komory pompowej (opracowanie własne).

Średnice poszczególnych kolumn rur zależą od głębokości wiercenia oraz spodziewanej wydajności. W skład konstrukcji otworu wchodzi różne rodzaje kolumn rur okładzinowych, z których każda z osobna spełnia inne zadanie w otworze. Pierwszą zapuszczaną kolumną jest kolumna wstępna, która zabezpiecza wylot otworu i wzmacnia ścianę, jego początkowego odcinka w skałach luźnych i słabo zwiężłych. W otworach poszukiwawczych powinna być zapuszczana możliwie głęboko ze względu na częste występowanie wierzchnich warstw o skomplikowanej budowie geologicznej. Następną jest kolumna przewodnikowa, która zabezpiecza otwór w wierzchnich warstwach występujących poniżej luźnych utworów powierzchniowych, izoluje przed dostępem wód, nadaje kierunek otworowi, jak też zabezpiecza przed wysokim ciśnieniem, jakie może się pojawić podczas wiercenia ostatnich metrów pod następną kolumnę rur. Kolejną kolumną jest kolumna pośrednia, często zwana techniczną, stosowana żeby zabezpieczyć otwór przed komplikacjami, jakie mogą wystąpić podczas dalszego wiercenia. Możliwe jest stosowanie nawet kilku kolumn technicznych w zależności od sytuacji w otworze, gdy warunki geologiczne na to pozwalają kolumny tej można nie zapuszczać (Wójcikowski, 2007b). Ostatnią kolumną jest kolumna eksploatacyjna, która służy do wydobywania płynu złożowego na powierzchnię lub umożliwia przeprowadzenie robót specjalnych w odwiercie. Poza wymienionym powyżej orurowaniem w otworach geotermalnych stosuje się jeszcze kolumnę filtrową. Jej rola została opisana we wcześniejszej części niniejszego rozdziału.

Rodzaje rur stosowanych w otworach geotermalnych prezentuje tab. 3.3.1. Najczęściej stosowany typoszereg średnic to: 28" lub 24" (kolumna wstępna) => 18⁵/₈" (przewodnikowa) => 13³/₈" (techniczna) => 9⁵/₈" (eksploatacyjna) => 6⁵/₈" (eksploatacyjna - filtrowa). Gdy spodziewana wydajność otworu nie przekracza 100 m³/h stosuje się mniejsze średnice tj.: 24" lub 20" (kolumna wstępna) => 13³/₈" (przewodnikowa) => 9⁵/₈" (techniczna) => 7" (eksploatacyjna) => 4¹/₂" (eksploatacyjna - filtrowa).

Tab. 3.3.1. Porównanie rur stosowanych w otworach geotermalnych.

	Rura okładzinowa	Rura techniczna	Rura eksploatacyjna
Funkcja	stabilizacja otworu, izolacja warstw	wspomaganie wiercenia i testów	transport medium (np. woda geotermalna)
Materiał	stal: J-55, K-55	stal: N-80, L-80; rzadziej K-55	stal: N-80, L-80 (również z powłoką wewnętrzną) stal nierdzewna: 304, 316 stal kwasoodporna: 316L, 317L epoksydowe: (tzw. „fiberglass”)
Średnica	największa (28", 24", 18 ⁵ / ₈ ", 13 ³ / ₈ ")	średnia (13 ³ / ₈ ", 9 ⁵ / ₈ ", 7")	najmniejsza (7", 6 ⁵ / ₈ ", 4 ¹ / ₂ ")
Miejsce w otworze	cementowana w ścianach otworu (najczęściej jako kolumna wstępna i przewodnikowa)	wprowadzana tymczasowo, czasem cementowana	wewnątrz rury okładzinowej
Możliwość demontażu	nie (cementowana)	demontaż możliwy w zależności od zastosowania	tak (istnieje możliwość wymiany)
Wytrzymałość	wytrzymała na duże ciśnienia i obciążenie	rura lżejsza ale odporna na warunki wiercenia	odporna na warunki panujące w otworze, przystosowana do przepływu medium

3.3.2. Pomiary geofizyczne

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Paják, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Pomiary geofizyczne wykonywane są w różnych okresach procesu wiercenia. Ich zakres i rodzaj wynika z aktualnego etapu prac. Każdorazowo przed zapuszczeniem kolejnej kolumny rur, w otworze niezarurowanym, są wykonywane pomiary przede wszystkim geometrii otworu, jego krzywizny, pomiary ciśnienia oraz temperatury w warunkach nieustalonych. Pewna grupa geofizycznych metod pomiarowych pozwala również na określenie litologii skał, ich zawodnienia i parametrów filtracyjnych (głównie porowatości i przepuszczalności).

Badania geofizyczne w otworze powinny być zaplanowane z uwzględnieniem ich szerokiego wachlarza w całym profilu otworu (w tym profilowania średnicy, krzywizny otworu, gamma, oporności, gamma-gamma gęstościowe, akustyczne, neutron-neutron) wraz z uzasadnieniem potrzeby ich przeprowadzenia w zależności od lokalizacji, głębokości projektowanego otworu oraz zaplanowanego w projekcie robót geologicznych rozpoznania parametrów skał i wód.

Podczas realizacji planowanych prac geologicznych należy przewidzieć wykonanie badań z zakresu geofizyki wiertniczej. Celem tych badań jest:

- określenie profilu litologiczno-stratygraficznego otworu;
- wydzielenie stref o własnościach zbiornikowych oraz ilościowa ocena parametrów fizycznych i zbiornikowych tych stref;
- określenie charakterystyki termicznej poszczególnych poziomów zbiornikowych;
- określenie temperatury i ciśnienia złożowego wody termalnej;
- określenie rozkładu ciśnienia i gradientu ciśnienia w strefie złożowej;
- określenie indeksu produktywności w strefie złożowej;
- ocena stanu strefy przyodwiertowej;
- określenie stanu technicznego otworu.

Standardowe pomiary w całym przewierconym interwale otworu geotermalnego przeprowadza się przed każdym zapuszczeniem i cementowaniem rur okładzinowych oraz po zakończeniu wiercenia. W ich zakres wchodzi:

- profilowanie średnicy otworu;
- profilowanie krzywizny otworu;
- profilowanie gamma;
- profilowanie gamma-gamma gęstościowe;
- profilowanie neutronowe;
- pomiar temperatury w warunkach nieustalonych.

W celu potwierdzenia skuteczności uszczelnienia przestrzeni pozarurowych dla każdej kolumny rur okładzinowych cementowanych wykonuje się pomiary skuteczności zacementowania.

W interwale przewidzianym do zafiltrowania zaleca się wykonanie pomiarów skanerem elektrycznym XRMI, dającym obraz ścian otworu oraz zestawem sond PL. W skład zestawu pomiarowego PL powinny wchodzić sondy niezbędne do wykonania podstawowych pomiarów złożowych oraz zbadania strefy przyodwiertowej, tj.:

- temperatura i ciśnienie złożowe;
- określenie rozkładu ciśnienia i gradientu ciśnienia w strefie złożowej;
- określenie porowatości i przepuszczalności utworów strefy złożowej;
- określenie indeksu produktywności w strefie złożowej;
- określenie miąższości efektywnej strefy złożowej;
- określenie stref zaniku/dopływu wody termalnej;
- ocena stanu strefy przyodwiertowej.

Dodatkowo po zakończeniu prac i testów hydrogeologicznych w każdym otworze zaleca się wykonanie następujących pomiarów:

- określenie występowania ewentualnego zasypu (w przypadku jego wystąpienia wykonawca wiercenia zobowiązany jest do jego usunięcia i wykonania powtórnego pompowania oczyszczającego – taka adnotacja powinna znaleźć się w projekcie robót geologicznych);
- pomiar z zastosowaniem sondy MIT-60 (Multifinger Imaging Tool 60-cio ramiennej) w wersji rozszerzonej lub jej odpowiednika w celu kontroli stanu technicznego kolumny rur eksploatacyjnych po pracach wiertniczych;
- pomiar temperatury w całym profilu otworu w warunkach ustalonych (minimum 14 dni po zakończeniu robót w otworze).

3.3.3. Badania hydrogeologiczne

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Ostatnia grupa to badania warstw produktywnych (zbiornikowych). Zazwyczaj prace te realizowane są w końcowym etapie wykonywania otworu. Są to przede wszystkim badania hydrogeologiczne (pompowania pomiarowe i testy hydrodynamiczne) oraz geofizyczne pomiary PL. Do tej grupy prac zaliczane są również opróbowania wykonywane za pomocą próbników złoża, zazwyczaj rurowych. W przypadku otworów geotermalnych są to najważniejsze badania, które pozwalają na określenie parametrów eksploatacyjnych otworu (wydajność, depresja, temperatura, ciśnienie złożowe) oraz obliczenie zasięgu oddziaływania wydobywania (leja depresji) lub zatłaczania (stożka represji).

Pompowanie pomiarowe

W praktyce hydrogeologicznej najczęściej pompowanie pomiarowe realizowane jest w warunkach ustalonych lub quasi-ustalonych i trwa zazwyczaj od kilku do kilkunastu dni (łącznie czas pompowania). Z kolei pompowanie testowe odbywa się w znacznie krótszym czasie (zwykle od kilku do kilkunastu godzin) i przeprowadzane jest w warunkach dopływu nieustalonego. W przypadku otworów geotermalnych znacznie częściej stosowany jest drugi z wymienionych rodzajów pompowania. Pompowanie testowe (test hydrodynamiczny) może mieć charakter jednostopniowy lub wielostopniowy, a jego zakończeniem jest obserwacja wzniosu zwierciadła wody (w przypadku warunków subartezyjskich) bądź odbudowy ciśnienia głowicowego (w przypadku warunków artezyjskich). Oba obserwowane parametry pokazują zmiany ciśnienia w złożu. W czasie pompowania w warunkach dopływu nieustalonego kluczowe jest utrzymanie stałej wydajności. Jeżeli mierzona wydajność wykazuje duże wahania, do obliczenia parametrów hydrogeologicznych należy wykorzystać

okres odbudowy ciśnienia złożowego (po zakończeniu pompowania), gdzie wydajność jest stała i wynosi zero ($Q = 0$).

Podczas pompowania rejestrowane są głównie zmiany poziomu zwierciadła wody oraz temperatury wody termalnej. Depresję mierzy się zarówno w otworze testowym, jak i w sąsiednich otworach obserwacyjnych (jeśli istnieją). Analiza wyników pomiarów depresji w otworze testowym dostarcza informacji o właściwościach hydraulicznych ujęcia oraz parametrach hydrogeologicznych warstwy wodonośnej. Pomiar w otworach obserwacyjnych umożliwiają natomiast określenie typu hydrodynamicznego warstwy wodonośnej, jej parametrów filtracyjnych, a często również granic badanej struktury. Oprócz monitorowania depresji i temperatury wody termalnej, wykonuje się pomiary parametrów fizykochemicznych, takich jak odczyn, przewodność elektrolityczna właściwa (PEW) czy potencjał redox. Częstotliwość tych pomiarów zależy od charakteru badań, przy czym najczęściej rejestrowane są zmiany wydajności, depresji oraz temperatury (Bielec, Hołojuch, 2011a, b). Zaleca się, aby rejestracja tych pomiarów odbywała się w sposób automatyczny.

Zasadniczym elementem pompowania testowego jest obserwacja zmian ciśnienia (Δp) w zbiorniku wód termalnych wywołanych bodźcem zewnętrznym, w postaci zmiany wydajności (Q). Przy projektowaniu testów hydrodynamicznych należy mieć na uwadze specyfikę występowania wód termalnych. Wody termalne występują przeważnie na znacznych głębokościach, gdzie panuje wysoka temperatura i znaczne ciśnienie. Czynniki te powodują szereg trudności interpretacyjnych. Związane są one m.in. z nieizotermicznym charakterem przepływu wody w otworze w trakcie testu oraz z wydzielaniem się gazów rozpuszczonych w wodzie na skutek spadku ciśnienia poniżej ciśnienia nasylenia (ang. *bubble point*) (Bielec, Hołojuch, 2011a, b). W związku z powyższym dość często konieczne jest rozszerzenie stosowanej metodyki o zagadnienia wykorzystywane powszechnie w geologii naftowej, związane z występowaniem wysokich ciśnień i temperatury (Grant i in., 1982; Bixley, 1988).

Kolejnym elementem, na jaki należy zwrócić szczególną uwagę w trakcie realizowania pompowania testowego, jest sposób pomiaru zmian ciśnienia wymuszonych pompowaniem. W przypadku otworów termalnych zalecany jest pomiar ciśnienia wgłębnego. Realizuje się go najczęściej za pomocą elektronicznych manometrów wgłębnych, na wzór pomiarów stosowanych już od wielu lat w przemyśle naftowym. Pomiar taki pozwala na wyeliminowanie zjawiska tzw. „termodźwigu” (ang. *thermal lift effect*). Wraz ze zmianą temperatury zmienia się bowiem gęstość wody termalnej i ciśnienie wgłębne, co pociąga za sobą zmianę położenia zwierciadła wody. Zmiany mogą dochodzić nawet do kilkudziesięciu metrów w zależności od mineralizacji i temperatury wody termalnej oraz od głębokości otworu (Bielec, Miecznik, 2012).

Pomiary Production Logging/Profilowania eksploatacyjnego

Pomiary PL wykonuje się po dowieczeniu do interwału złożowego w celu określenia stref dopływu wody złożowej do otworu. Jeżeli pozwalają na to warunki w otworze (głównie stabilność ścian otworu), pomiary takie najlepiej wykonać w otworze niezarurowanym, wówczas wyniki są pomocne do szczegółowego zaprojektowania konstrukcji kolumny filtrowej. Jeżeli są wykonywane po zafiltrowaniu otworu, wówczas pokazują strefy o najlepszym dopływie poprzez część czynną (perforowaną) kolumny filtrowej. Pomiary PL przeprowadza się w warunkach statycznych (brak ruchu płynu złożowego w otworze) i dynamicznych (wymuszony ruch płynu złożowego w otworze). Jeśli otworem geotermalnym ujęliśmy warstwę wodonośną o warunkach artezyjskich wówczas ruch płynu złożowego jest wymuszony naturalnie poprzez ciśnienie złożowe (samowypływ z otworu),

w przeciwnym wypadku ruch płynu złożowego należy wymusić poprzez pompowanie lub zalewanie otworu. W skład sondy PL wchodzi m.in. przepływomierz, termometr i ciśnieniomierz, które zapuszcza się do otworu na kablu karotażowym (specjalny kabel do pomiarów geofizycznych) rejestrując odpowiednie parametry zarówno w trakcie marszów w dół jak i w górę. Przepływomierz pozwala na określenie procentowego udziału dopływu z poszczególnych stref złożowych w całkowitym dopływie wody termalnej do otworu. Za pomocą termometru i ciśnieniomierza określa się zmiany odpowiednio temperatury i ciśnienia w strefie złożowej. Na podstawie różnicy ciśnień pomiarów wykonywanych w warunkach statycznych i dynamicznych można określić również wstępnie parametry eksploatacyjne otworu (produktywność złoża wód termalnych).

Pomiar PL jest bardzo ważnym pomiarem i powinien być zalecany do wykonania przez projektantów otworów geotermalnych. W miarę możliwości powinien być wykonywany przed zainstalowaniem kolumny filtrowej w otworze, bowiem na podstawie wyników profilowania produkcyjnego można odpowiednio zaprojektować jej konstrukcję. Pomiar taki zaleca się również wykonywać cyklicznie (np. co 5 lub 10 lat) w trakcie eksploatacji otworu w celu śledzenia zmian zachodzących w złożu.

Rurowy próbnik złoża

Za pomocą rurowego próbnika złoża (RPZ) można opróbować strefę złożową w całości lub w określonym interwale. W skład zestawu RPZ wchodzi m.in. specjalny uszczelniacz (tzw. paker, najczęściej mechaniczny) dociskany do ścian otworu, za pomocą którego odcina się opróbowywany interwał od górnej części otworu wypełnionej płuczką. Jeśli zestaw próbnika jest wyposażony w dwa pakery, wówczas można selektywnie opróbować wybraną część interwału złożowego. Przewód wiertniczy, na którym zapuszczony jest RPZ jest zazwyczaj wypełniony wodą lub mniejszą ilością płuczki co wynika z konieczności uzyskania różnicy ciśnień pomiędzy wnętrzem przewodu wiertniczego a przestrzenią pierścieniową pomiędzy przewodem i ścianą otworu. Po zapięciu pakera/pakerów zostaje otwarty główny zawór próbnika i następuje przyływ płynu złożowego ze złoża. Zainstalowane w próbniku czujniki umożliwiają pomiar różnych parametrów, w tym m.in. natężenia przyływu, temperatury i ciśnienia oraz uzyskanie próbki płynu złożowego. Pozyskane dane dają możliwość określenia wstępnych parametrów eksploatacyjnych otworu, a wyniki badania próbki płynu złożowego dają informacje o spodziewanym składzie chemicznym płynu złożowego. Figura 3.3.8. przedstawia pracę rurowego próbnika złoża od fazy zapuszczania do wyciągnięcia z otworu.

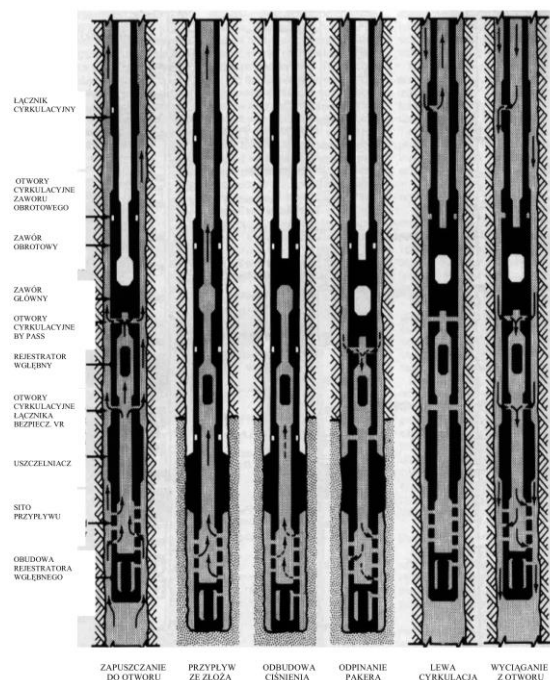


Fig. 3.3.8. Praca rurowego próbnika złoża (Wójcikowski, 2007a)

Niewątpliwą zaletą stosowania RPZ jest możliwość wstępnego oprobrowania przewierczanych poziomów wodonośnych i umożliwia podjęcie decyzji co do wyboru odpowiedniego interwału złożowego do eksploatacji. Wadą tej metody jest natomiast niejednokrotnie ograniczona wiarygodność uzyskanych danych wynikająca z trudności technicznych wykonania pomiaru (np. nieszczelne zapięcie pakera, zatykanie się próbnika urobkiem lub materiałem skalnym w przypadku oprobrowania skał słabozwiązanych).

3.3.4. Badania próbek skał i wody

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pajk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Pobór i opis próbek skał

Zakres badań laboratoryjnych próbek pobranych w trakcie wiercenia podawany jest w PRG. Celem badań mineralogiczno-petrograficznych jest szczegółowe rozpoznanie budowy skał będących zbiornikami wód termalnych. Dokładna charakterystyka warstw wodonośnych zapewnia bezpieczne i efektywne wykorzystanie zgromadzonych w nich zasobów wód.

Badania mineralogiczno-petrograficzne wykonuje się na próbkach rdzeni uzyskanych w trakcie wiercenia otworu. Planowane rdzeniowanie dotyczy wybranych interwałów, tj. warstwy wodonośnej, z której będą ujmowane wody i/lub innych istotnych odcinków z punktu widzenia rozpoznania geologicznego. Zakres, metodyka oraz częstotliwość oprobrowania określona jest w PRG.

Podstawowymi celami badań mineralogiczno-petrograficznych są:

- identyfikacja minerałów w skałach zbiornikowych. Szczegółowe rozpoznanie minerałów występujących w skałach wodonośnych dostarcza informacji na temat potencjalnego źródła składników chemicznych rozpuszczonych w wodach termalnych. Niektóre minerały mogą

znacząco wpływać na skład chemiczny wód termalnych poprzez procesy rozpuszczania lub wytrącania związków mineralnych, co ma znaczenie dla jakości i właściwości wód termalnych oraz procesów, które mogą zachodzić podczas eksploatacji ich zasobów (w tym m.in. korozji instalacji geotermalnych i/lub inkrustacji/skalingu);

- analiza teksturalna skał, która pozwala na rozpoznanie struktury i tekstury skał, co jest pomocne w określeniu sposobu, w jaki wody termalne mogą przemieszczać się w obrębie formacji skalnej;
- identyfikacja struktur geologicznych, takich jak mikro-/nano pęknięcia, które mogą wpływać na migrację wód termalnych;
- analiza składu chemicznego minerałów, gdyż poznanie składu chemicznego minerałów może dostarczyć informacji na temat ich ewentualnego wpływu na skład chemiczny wód termalnych.

Poniżej przedstawiono zakres badań mineralogiczno-petrograficznych, które zaleca się uwzględnić w ramach PRG:

- analiza składu mineralnego: badania rentgenograficzne (XRD) do identyfikacji minerałów zawartych w próbkach, mikroskopowe badania optyczne (petrografia) w celu identyfikacji składu mineralnego; badania elektronowe (SEM-EDS) do uzyskania informacji o składzie chemicznym minerałów, określenia wpływu faz mineralnych na procesy wytrącania minerałów wtórnych;
- badania teksturalne: mikroskopowe badania w celu poznania struktur mikroskopowych skał (np. wielkości ziaren, relacji przestrzennych między minerałami itp.).

W przypadku projektów geotermalnych zaleca się przeprowadzić zarówno badania mineralogiczno-petrograficzne jak i badania petrofizyczne. Badania petrofizyczne dostarczają informacji co do właściwości fizycznych skał zbiornikowych, istotnych dla szacowania potencjału geotermalnego.

Podstawowymi celami badań petrofizycznych są:

- określenie porowatości skał,
- wyznaczenie przepuszczalności skał,
- charakterystyka właściwości fizycznych i mechanicznych skał — m.in. gęstości, wytrzymałości, przewodności cieplnej,
- identyfikacja składu mineralnego i struktury skał,

Poniżej przedstawiono zakres badań mineralogiczno-petrograficznych, które zaleca się uwzględnić w ramach projektu robót geologicznych:

- porowatość,
- przepuszczalność,
- gęstość,
- przewodność cieplna.

Pobór próbek wody

Po odwierceni otworu geotermalnego próbki wód podziemnych do badań pobierane są po pompowaniu oczyszczającym i po kolejnych stopniach pompowania pomiarowego. W ocenie

stanu wody istotną rolę odgrywa proces kontroli, poprzez zgodny ze sztuką pobór próbek wody, ich zabezpieczenie oraz transport do laboratorium hydrogeochemicznego. Zadania te winny być wykonywane przez akredytowanych próbobiorców, co omówiono w dalszej części Poradnika.

Zalecane są tzw. pełne analizy wód termalnych, (co najmniej 2 analizy (na początku i pod koniec pompowania), albo 3 z każdego stopnia pompowania), zawierająca zarówno elementy fizyczne, jak i chemiczne w zakresie co najmniej:

- odczyn, redox, tlen rozpuszczony, temperatura;
- podstawowe jony: Ca, Mg, Na, K, Cl, SO₄, HCO₃ (ewent.: Fe, Mn, NH₄, NO₃, NO₂, PO₄);
- mikroskładniki: I, Br, Sr, Zn, Mo, As, Ni, Cr, Pb, B, Li, Cu, Se, Al, SiO₂;
- składniki gazowe: siarkowódór, dwutlenek węgla, gazy szlachetne, gazy węglowodorowe;
- badania mikrobiologiczne;
- analiza radiochemiczna: radon, rad, uran, tor, całkowita promieniotwórczość; izotopy;
- mikrozanieczyszczenia: cyjanki, fenole, pestycydy, detergenty, TOC, WWA.

W przypadku planowanego wariantowego ujęcia kilku horyzontów geotermalnych zalecane jest opróbowanie każdego poziomu przewidzianego do wariantowego ujęcia.

3.3.5. Rekonstrukcja odwiertów geotermalnych przy adaptacji innych otworów

Bogusław Bielec, Wiesław Bujakowski, Aleksandra Kasztelewicz, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Rekonstrukcja odwiertu obejmuje szereg czynności technicznych i badawczych prowadzących w końcowym efekcie do uzyskania takiego stanu odwiertu i złoża, który umożliwi włączenie go do gospodarczego wykorzystania. Rozpatrując geotermalne cele i potrzeby, rekonstrukcja odwiertu może być realizowana w trzech obszarach, tj.: odtworzenie obiektu zniszczonego lub zlikwidowanego, odnowienie istniejącego obiektu, naprawa całości lub części istniejącego obiektu. W tych obszarach możemy wyróżnić kompletną lub częściową rekonstrukcję takich obiektów (Bujakowski i in., 2020).

Wykorzystanie nieużytkowanych lub zlikwidowanych (archiwalnych) otworów wiertniczych do celów geotermalnych jako otworów eksploatacyjnych (produkcyjnych, wydobywczych) czy też otworów chłonnych, wiąże się z przejściem procedury formalno-prawnej, która podobna jest do procedury związanej z wykonaniem nowego otworu geotermalnego. Różnica polega jedynie na konieczności wykazania się prawem do dysponowania informacją geologiczną dla otworu przewidzianego do zaadaptowania na cele geotermalne (Kępińska, 2023). Najpełniejsza informacja o konstrukcji otworu, przebiegu wiercenia i wynikach jego opróbowania jest zawarta w geologicznej dokumentacji wynikowej wiercenia.

Geotermalne instalacje ciepłownicze wykorzystują nie tylko nowe otwory wiertnicze, w których udokumentowano zasoby wód termalnych, ale także w niektórych przypadkach otwory wcześniej wykonane dla różnych celów. Takie obiekty w różnych krajach, w tym w Polsce, są poddawane procesom rekonstrukcji i adaptacji dla potrzeb pozyskania ciepła Ziemi i jego wykorzystania w ciepłownictwie. W Polsce istnieje znaczny potencjał otworów dla takiego zagospodarowania. Na przestrzeni wielu lat zdobyto doświadczenia umożliwiające z powodzeniem korzystać z technologii

rekonstrukcyjnych. Opracowano i wdrożono szereg udanych przykładów praktycznych, są prowadzone także dalsze prace rozwijające ten kierunek technologii.

W aspekcie rekonstrukcji interesujące są otwory niewykorzystane, które były wykonane w ubiegłych latach. W wielu krajach istnieje ogromna liczba takich odwiertów, w Polsce od zakończenia II wojny światowej wykonano ponad 8400 odwiertów o głębokości co najmniej 1000 m (<http://otwory.wiertnicze.pgi.gov.pl/>). Odwierty te były wykonywane głównie z dwóch powodów, tj. poszukiwanie węglowodorów oraz rozpoznanie budowy geologicznej i warunków złożowych kopalin. Praktycznie wszystkie wykonane odwierty były ukierunkowane na cele inne niż rozpoznanie i ujęcie wód termalnych (Bujakowski i in., 2020). Z tego względu mają one zwykle konstrukcję, a szczególnie zarurowanie, uniemożliwiające ich prostą adaptację do celów geotermalnych. Data ich wykonania oraz poziom techniczny jednostki realizującej wiercenie stanowią istotną przesłankę oceny możliwości przeprowadzenia rekonstrukcji. Odwierty wykonane w latach 90. ub.w. i młodsze były realizowane z wykorzystaniem nowocześniejszych technologii dowiercania stref złożowych, a także ich udostępniania, ujęcia i opróbowania. Ta grupa odwiertów stanowi potencjalny zasób obiektów odpowiednich do przeprowadzenia rekonstrukcji dla celów geotermalnych.

Odwierty wykonywane pod nadzorem PIG-PIB to głównie wiercenia o charakterze badawczo-rozpoznawczo-strukturalnym. Z tego powodu były zwykle wykonywane do większych głębokości, większymi średnicami i bardziej szczegółowo opróbowywane w porównaniu do wierceń wykonywanych dla przemysłu naftowego. W tym kontekście odwierty PIG-PIB są bardziej przydatne dla projektowanego zagospodarowania, aczkolwiek zdarza się, że i odwierty naftowe mogą być poddane rekonstrukcji (Bujakowski i in., 2020). Szacuje się, że spośród tych kilku tysięcy głębokich odwiertów tylko niewielki procent nadaje się do reaktywacji i zagospodarowania dla celów geotermalnych, w tym ciepłowniczych. Przykładowo – w rejonie powiatu piotrkowskiego, spośród ponad 50 istniejących głębokich odwiertów, na podstawie wstępnych ocen wskazano jedynie 10 otworów jako potencjalnie możliwych do przeprowadzenia rekonstrukcji (Bujakowski i in., 2014). Z dużą pewnością można stwierdzić, że liczba ta ulegnie dalszej redukcji, do 1 lub 2 odwiertów, na etapie szczegółowej analizy poszczególnych dokumentacji otworowych. Przy założeniu, że tylko niewielki procent istniejących odwiertów nadawałby się do rekonstrukcji, to i tak ich liczba będzie na tyle duża, że ich zagospodarowanie po przeprowadzeniu rekonstrukcji może być bardzo istotne z ekologicznych względów, a być może także atrakcyjne z ekonomicznego punktu widzenia (Bujakowski i in., 2020).

Typy rekonstrukcji

W ostatnich kilkudziesięciu latach opracowano w Polsce kilkanaście projektów rekonstrukcji odwiertów w celu ich wykorzystania do funkcjonowania w systemie geotermalnym. Z tej grupy jedynie w kilku przypadkach skutecznie przeprowadzono prace rekonstrukcyjne. Odwierty, w których je zrealizowano lub zaprojektowano, można podzielić na cztery grupy w zależności od skali i zakresu tych prac. Poniżej zestawiono wybrane otwory z poszczególnych grup (Bujakowski i in., 2020).

Grupa I – odwierty zlikwidowane

Do tej grupy można zaliczyć odwierty, które po zakończeniu prac wiertniczych zlikwidowano. Likwidacja otworu, w ogólnym zarysie, polegała na wypełnieniu zaczynem uszczelniającym otwartych interwałów, a następnie na wykonaniu cementowego korka uszczelniającego w ich stropie. Korek cementowy wykonywano także w górnej części otworu. W końcowej fazie likwidacji, niezależnie od przydatności otworu, wykonywano prace rekultywacyjne w celu przywrócenia terenu wiertni do stanu pierwotnego.

Przykładem takiego obiektu jest odwiert Mszczonów IG-1, który był wykonany, a następnie zlikwidowany w 1977 r. Odwiert został zrekonstruowany w 1999 r. pod kierunkiem IGSMiE PAN. Celem rekonstrukcji odwiertu Mszczonów IG-1 było przywrócenie go do właściwego stanu technicznego i określenie bezpiecznej dla środowiska naturalnego wielkości wydobywania wody termalnej z poziomu utworów piaskowcowych kredy dolnej (Bujakowski, red., 2000; Bujakowski i in., 2017).

Interwał objęty rekonstrukcją sięgał głębokości 0,0–1793,0 m p.p.t., (gdzie znajduje się strop korka cementowego). Szczegółowa metodologia rekonstrukcji obejmowała prace techniczne i badania zmierzające do uzyskania bezpiecznego stanu technicznego otworu i udostępnienia wód termalnych z dolnokredowego poziomu wodonośnego. Wykonane prace techniczne i badania złożowe obejmowały:

- prace techniczne, w skład których weszły: prace wiertnicze i zabezpieczające otwór, udostępnienie strefy złożowej oraz instalacje i urządzenia eksploatacyjne;
- badania i testy złożowe obejmujące: pompowanie oczyszczające, pompowanie pomiarowe, pompowanie przedeksploatacyjne, testy hydrodynamiczne, badania geofizyczne stref chłonnych, badania stanu technicznego odwiertu, badania właściwości fizykochemicznych wody, badania mineralogiczno-petrograficzne, badania składu izotopowego wód.

Drugim ważnym zadaniem, obok oceny stanu technicznego odwiertu, było określenie bezpiecznej dla środowiska przyrodniczego wielkości wydobywania wody termalnej. Z szeregu przeprowadzonych badań warto wyszczególnić badania strefy złożowej z wykorzystaniem kompleksowej sondy PL. Celem badań strefy złożowej wód termalnych były: ocena produktywności poszczególnych interwałów (udział procentowy w całkowitym przypływie), ocena przypływów z poszczególnych interwałów kompleksu zbiornikowego, lokalizacja stref nieprodukcyjnych (rozważanie możliwości powtórnej perforacji lub innych zabiegów udrażniających horyzonty wodonośne), określenie miąższości efektywnej strefy złożowej dla oceny wydajności złoża. Po wykonaniu rekonstrukcji, odwiert Mszczonów IG-1 w latach 2000–2023 pracował stabilnie jako eksploatacyjny (wydobywczy) z jednoczesnym wykorzystaniem wód do celów grzewczych i pitnych oraz kąpieliskowych. Dzięki wykonanym pracom rekonstrukcyjnym udokumentowano wody termalne o następujących parametrach:

- wydajność 60 m³/h;
- depresja 24,6 m;
- temperatura na głowicy 40,5°C;
- mineralizacja 0,49 g/dm³;
- typ wody HCO₃–Cl–Na–Ca;
- zwierciadło statyczne wody na głębokości 50 m p.p.t. (w wygrzanym otworze)

W 2023 r. w związku z wykonaniem nowego otworu Mszczonów GT-1, otwór Mszczonów IG-1 został poddany ponownej rekonstrukcji i został przekształcony w otwór chłonny. Ponowna rekonstrukcja polegała na wymianie orurowania w interwale 0–100 m oraz doperforowaniu strefy złożowej. W wyniku przeprowadzonych prac uzyskano następujące parametry:

- wydajność 100 m³/h;
- depresja 9,9 m;
- temperatura na głowicy 41,7°C;
- chłonność 150 m³/h przy ciśnieniu 16 bar.

Grupa II – odwierty pozostawione

W tej grupie ujęte są odwierty niezlikwidowane, z pozostawionymi elementami wyposażenia powierzchniowego oraz, czasami, z udokumentowanymi zasobami wód termalnych (Bujakowski i in., 2020). Do grupy zaliczono odwiert Bańska IG-1, którego wiercenie ukończono w 1981 r., a który został zrekonstruowany i oddany do eksploatacji w 1993 r. w pierwszej w Polsce ciepłowniczej instalacji geotermalnej zlokalizowanej na Podhalu. Inne odwierty zaliczane do tej grupy to m.in.: 3 odwierty w Uniejowie (Uniejów IGH-1 z 1978 r., Uniejów PIG/AGH-1 i Uniejów PIG/AGH-2 wykonane w 1990/1991 r. i uruchomione w 2001 r.), 2 odwierty Skierniewice GT-1 i Skierniewice GT-2 (wykonane, odpowiednio w 1991 i 1997 r. z projektem wykorzystania z 2011 r. i projektem rekonstrukcji z 2018 r.), a także odwiert Poręba Wielka IG-1 (wykonany w 1975 r., zrekonstruowany w 2012 r.). Otwór Poręba Wielka IG-1, został wykonany w latach 1973–1975. Udostępniono w nim poziom wód termalnych w seriach należących do okna tektonicznego Mszany Dolnej (Karpaty fliszowe) w warstwach inoceramowych (kreda górna–paleocen) w interwale 1804,0–2002,4 m. W 1976 r. zatwierdzono zasoby eksploatacyjne ujęcia wody termalnej w wysokości $Q = 12,1 \text{ m}^3/\text{h}$ (samowypływ) o temperaturze na wypływie 42°C i mineralizacji wody ok. $22 \text{ g}/\text{dm}^3$. Otwór Poręba Wielka IG-1 od czasu zakończenia jego wiercenia i opróbowania w 1975 r. nie był eksploatowany (Bujakowski i in., 2020). Po 35 latach, w latach 2010–2012 r. został opracowany i zrealizowany projekt prac geologicznych w celu aktualizacji zasobów eksploatacyjnych wód termalnych dla otworu Poręba Wielka IG-1 (Bujakowski i in., 2020). Celem projektu było pozyskanie wód termalnych, których wykorzystanie było planowane do celów balneologicznych i rekreacyjnych. Zaprojektowane prace miały na celu potwierdzenie zatwierdzonej wielkości zasobów eksploatacyjnych wód termalnych z otworu Poręba Wielka IG-1 z 1976 r. wynoszącej jak wyżej podano $12,1 \text{ m}^3/\text{h}$ lub określenie możliwości pozyskania większej ich ilości. Jest to przykład rekonstrukcji otworu pozostawionego – niezlikwidowanego i nieeksploatowanego od czasu wykonania (Bujakowski i in., 2020). Podobnie jak w przypadku rekonstrukcji otworu Mszczonów IG-1, także dla otworu Poręba Wielka IG-1 zaprojektowano i przeprowadzono prace techniczne i badania stanu otworu oraz strefy złożowej. Pierwszym działaniem było szablonoowanie otworu w celu sprawdzenia jego drożności, a po udrożnieniu otworu przystąpiono do wykonania badań geofizycznych zmierzających do określenia stanu technicznego rur okładzinowych oraz skuteczności ich zacementowania. Po wykonaniu projektowanych pomiarów geofizycznych i badań hydrogeologicznych dokonano wymiany zdemontowanego tuż po rozpoczęciu prac rekonstrukcyjnych, dotychczasowego zagłowiczenia otworu na nowe. Dzięki pracom uzyskano dobry stan techniczny odwiertu oraz udokumentowano i zatwierdzono następujące zasoby eksploatacyjne ujęcia wody termalnej (Bujakowski i in., 2020):

- wydajność $16,1 \text{ m}^3/\text{h}$;
- depresja 511,89 m;
- typ chemiczny wody: $\text{Cl-HCO}_3\text{-Na, J}$;
- mineralizacja wody: $23\text{--}24 \text{ g}/\text{dm}^3$;
- temperatura wody na wypływie $42,1^\circ\text{C}$;
- statyczne zwierciadło w wygrzanym otworze: 1060,53 m n.p.m. (ciśnienie artezyjskie wynosi ok. $0,54 \text{ MPa}$).

Grupa III – odwierty uszkodzone

W tej grupie znalazły się odwierty, które uległy zużyciu lub awarii w trakcie pracy w systemie dubletu eksploatacyjno-chłonnego lub w których znacząco obniżyły się parametry złożowe (Bujakowski i in., 2020). Przykładem takich obiektów są: 4 odwierty w Pyrzycach (wykonane po 1992 r.

i uruchomione w zakładzie geotermalnym w 1997 r., później kilkakrotnie modyfikowane), odwiert Stargard Szczeciński GT-2 (wykonany w 2005 r. – naprawiony i funkcjonujący w zakładzie geotermalnym od 2012 r.), a także odwiert Biały Dunajec PAN-1. Rekonstrukcja otworu Biały Dunajec PAN-1 była kilkietapowa i dotyczyła naprawy ujętej strefy złożowej oraz uszkodzonej kolumny eksploatacyjnej rur. Otwór ten został wykonany przez IGSMiE PAN w 1990 r. do głębokości 2394 m i funkcjonował w systemie PEC Geotermia Podhalańska S.A. jako odwiert chłonny do 2003 r., kiedy stwierdzono nieszczelność rur okładzinowych kolumny eksploatacyjnej 9⁵/₈". Odwiert został wyłączony z eksploatacji i w 2011 r. przeprowadzono jego pierwszą rekonstrukcję polegającą na naprawie uszkodzonej kolumny rur poprzez wprowadzenie rur 7" i ich zacementowanie (Dubiel i in., 2012). W następnych latach odwiert nie pracował prawidłowo. Stwierdzono spadek chłonności od pierwotnej ok. 200 m³/h do kilkunastu m³/h jako efekt niepełnej drożności spowodowanej pozostawionym w otworze fragmentem przewodu wiertniczego (ok. 240 m). Zdecydowano się więc na przeprowadzenie drugiego etapu prac rekonstrukcyjnych polegających na likwidacji dolnej partii otworu i wykonaniu kierunkowego pogłębienia od głębokości 2136 m, udostępniającego nową partię złoża do głębokości 2500 m TVD (Bujakowski i in., 2020). W 2013 r. operator zakładu geotermalnego PEC Geotermia Podhalańska S.A. na podstawie projektu kierunkowego pogłębienia otworu wykonał ten etap rekonstrukcji. W trakcie jego realizacji stwierdzono potrzebę zaprojektowania dodatkowego pogłębienia otworu o ok. 125 m, tj. do głębokości 2625 m TVD dla uzyskania w ten sposób znacznie większego interwału udostępniającego złożo. Ostatecznie otwór odwiercono do głębokości 2606,1 m MD (2592,8 m TVD). Dzięki rekonstrukcji uszkodzonego odwiertu Biały Dunajec PAN-1 uzyskano pełną jego sprawność do pracy w systemie eksploatacyjno-chłonnym, dokumentując chłonność ponad 370 m³/h przy ciśnieniu tłoczenia ok. 6,3 MPa.

Grupa IV – odwierty negatywne

W tej grupie są ujęte odwierty, które nie osiągnęły celu geologicznego, a są wyposażone w zarurowanie i uzbrojone w elementy powierzchniowe. Przykładami są odwierty Czarny Potok GT-1 w Krynicy-Zdroju (wykonany w 2011 r.) i Sękowa GT-1 (wykonany w 2020 r.), w których nie udokumentowano zasobów wód termalnych (Bujakowski i in., 2020). Otwór Czarny Potok GT-1 został wykonany na podstawie projektu robót geologicznych i koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złoża wód termalnych. Zrealizowane prace geologiczne pozwoliły na rozpoznanie budowy geologicznej głęboko zalegających partii utworów fliszowych jednostki magurskiej na terenie Krynicy-Zdroju. Był to jednocześnie pierwszy głęboki otwór (2853,3 m) wykonany w tym rejonie. Niestety, cel prac objętych koncesją nie został osiągnięty. W związku z negatywnym efektem geologicznym, czyli brakiem uzyskania przyływu wody termalnej w otworze Czarny Potok GT-1, opracowany został projekt innowacyjnego wykorzystania tego odwiertu. Celem prac projektowych wykonanych w 2012 r. było pozyskanie ciepła Ziemi z odwiertu poprzez zaadaptowanie obecnej jego konstrukcji na potrzeby otworowego współosiowego wymiennika ciepła (Bujakowski i in., 2020). Był to pierwszy tego typu projekt w Polsce opracowany dla odwiertu głębokiego, aczkolwiek prowadzone już były prace analityczne dla zagospodarowania głębokich odwiertów do celów geotermalnych (Gonet i in., 2011; Śliwa i in., 2018). W Europie podobne rozwiązania były i są przedmiotem analiz, zwłaszcza w zakresie adaptacji odwiertów łożyskowych (Bauer i in., 2011; Kohl i in., 2002). Rozwiązania te znalazły zastosowanie i funkcjonują już od lat 90. ub. w. m.in. w Prenzlau (Niemcy), gdzie dublet odwiertów geotermalnych został zaadoptowany do tej technologii. Powodem wdrożenia takiego rozwiązania było to, że warstwa złożowa okazała się niemal bezwodna. Ponadto z różnych powodów, także tych związanych z rosnącymi kosztami energii z ropy i gazu ziemnego w okresie tzw. kryzysu energetycznego pod koniec lat 90. ub. w., otworowe wymienniki ciepła uruchomiono również w innych krajach, np. w Szwajcarii (Weggis i Bad Weisbach), w Austrii (Altheim). Podobne projekty

w Niemczech zrealizowano w 2006 r. w Aachen, a w 2007 r. w Arnsberg (Doelling, Schulte, 2010). W założeniach adaptacji negatywnego odwiertu Czarny Potok GT-1 jako otworowego wymiennika ciepła zakładano, że ciepło Ziemi pozyskane dzięki projektowanej instalacji będzie zagospodarowane w ośrodku rekreacyjno-sportowym. Opracowanych zostało kilka wariantów posadowienia koncentrycznych rur wgłębnych, którymi medium robocze będzie pompowane z zewnątrz do otworu (Bujakowski i in., 2014). Na podstawie przeprowadzonych badań modelowych oszacowano, że najkorzystniejsze rozwiązanie umożliwi pozyskanie ok. 250–300 kW mocy cieplnej. Założono, że otwór zostanie zagospodarowany do głębokości 2600 m, konstrukcja otworowego wgłębnego wymiennika ciepła będzie szczelna i medium (woda obiegowa) nie będzie kontaktować się bezpośrednio ze środowiskiem skalnym. Jej ogrzanie nastąpi poprzez kontakt ze stalowymi rurami osłonowymi. Jako medium pozyskujące ciepło z górotworu byłaby wykorzystana woda o niskiej mineralizacji (Bujakowski i in., 2014). Bezpośrednie pozyskiwanie ciepła Ziemi za pomocą głębokiego otworowego współosiowego wymiennika ciepła z zamkniętym obiegiem wody jest bezpieczne dla środowiska. W konstrukcji otworowego współosiowego wymiennika ciepła zasadniczą rolę odgrywa kolumna zewnętrzna, której rolę spełnia częściowo system zarurowania pozostawiony w rekonstruowanym otworze oraz kolumna wewnętrzna rur produkcyjnych – cienkich rur posadowionych koncentrycznie w tej samej obudowie. Pomiędzy rurami zewnętrzną i wewnętrzną znajdować się powinien płyn izolujący (azot techniczny bądź olej mineralny co pozwoli na ograniczenie strat ciepła na drodze przepływu wody w otworze. Opracowany projekt dla odwiertu Czarny Potok GT-1 uzyskał ochronę patentową (Bujakowski i in., 2014), w ramach której przedstawiono trzy warianty rozwiązania technicznego wymiennika w zależności od głębokości i konstrukcji otworu. W ostatnich latach wykonano szereg odwiertów mających na celu udostępnienie wód termalnych. Niektóre z nich okazały się negatywne, podobnie jak odwiert Czarny Potok GT-1. Jednym z nich jest wykonany w 2020 r. odwiert Sękowa GT-1, dla którego została wykonana dokumentacja prac geologicznych niekończących się udokumentowaniem zasobów wód podziemnych polegających na poszukiwaniu wód termalnych otworem Sękowa GT-1 w miejscowości Sękowa. W oparciu o tę dokumentację, z inicjatywy Głównego Geologa Kraju powołany został zespół specjalistów z IGSMiE PAN oraz AGH Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu, którego zadaniem było przeanalizowanie możliwości zastosowania dla tego odwiertu technologii głębokiego otworowego wymiennika ciepła dla wykorzystania poniesionych w przeszłości nakładów finansowych na geologiczne prace wiertnicze i wytworzenie ekologicznego źródła energii. W efekcie opracowana została kompleksowa koncepcja obejmująca wytworzenie otworowego wymiennika ciepła i określenie warunków techniczno-energetycznych racjonalnego wykorzystania energii z takiego źródła (Bujakowski i in., 2020).

O wadze prac rekonstrukcyjnych może świadczyć fakt, iż spośród obecnie działających w Polsce 8 zakładów geotermalnych wytwarzających i sprzedających ciepło do celów grzewczych, rekonstrukcje wykonane były w 5 z nich. Na Podhalu, w Mszczonowie i w Uniejowie rekonstrukcje odegrały kluczową rolę na wstępnym etapie uruchamiania zakładów ciepłowniczych a w Pyrzycach i w Stargardzie geotermalne dublety odwiertów po okresie bezawaryjnej pracy uległy uszkodzeniu i poddane zostały z sukcesem procesom naprawczym.

Zabiegi rekonstrukcyjne mają niebagatelne znaczenie dla komercyjnego i stabilnego wykorzystania energii geotermalnej. Zdobyte doświadczenia i różnorodność metodyki przeprowadzonych w Polsce zabiegów rekonstrukcji dają podstawy do poważnej analizy i dyskusji nad możliwościami i racjonalnością zagospodarowania starych, niesfunkcjonujących odwiertów.

3.4. Dokumentowanie zasobów złóż wód termalnych

3.4.1. Opracowanie dokumentacji zasobów złóż wód termalnych

Ewa Filippovits

Dokumentację hydrogeologiczną sporządza się m.in. w celu ustalenia zasobów oraz właściwości wód podziemnych (w przypadku otworu produkcyjnego) lub określeniem warunków hydrogeologicznych związanych z zamierzonym wtłaczaniem wód do górotworu (w przypadku otworu chłonnego).

Zmiany dokumentacji dokonuje się poprzez sporządzenie dodatku, którego zatwierdzenie odbywa się w taki sam sposób jak dokumentacji podstawowej. Częstym przypadkiem wymagającym wykonania dodatku do dokumentacji hydrogeologicznej jest aktualizacja zasobów eksploatacyjnych złoża, odwiercenie nowego otworu eksploatacyjnego, otworu zatłaczającego, otworu awaryjnego lub zastępczego w ramach ujęcia o zatwierdzonych zasobach eksploatacyjnych.

Dokumentację hydrogeologiczną zatwierdza, w drodze decyzji, marszałek województwa, który zatwierdził projekt robót geologicznych, będący podstawą realizacji dokumentowanych prac.

Organ administracji geologicznej odmawia zatwierdzenia dokumentacji (dodatku do dokumentacji), gdy:

- nie spełnia ona wymagań prawa;
- powstała/powstał w wyniku działań niezgodnych z prawem, np. kiedy roboty geologiczne zostały przeprowadzone bez zatwierzonego projektu lub niezgodnie z decyzją go zatwierdzającą albo kiedy przed wierceniem nie uzyskano innych potrzebnych dokumentów, takich jak plan ruchu zakładu górniczego czy decyzja środowiskowa, jeśli takie dokumenty były wymagane.

3.4.2. Ocena zasobów zbiornika geotermalnego (modelowanie numeryczne)

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Modelowanie numeryczne procesu wydobywania zasobów geotermalnych staje się coraz częstszym narzędziem służącym ocenie zasobów zbiornika geotermalnego oraz określeniu warunków prowadzenia zrównoważonej gospodarki zasobami na wiele lat naprzód. Modelowanie numeryczne służy również określeniu rozkładu wglębnych parametrów geotermalnych, optymalizacji procesu wydobycia wody termalnej, ocenie oddziaływania pomiędzy otworami, jak również testowaniu różnych wariantów wydobywania zasobów, z uwzględnieniem np. potencjalnych lokalizacji nowych odwiertów. Stosowane w tym celu programy komputerowe wykorzystują metody numeryczne – najczęściej różnic skończonych, metodę elementów skończonych lub metodę objętości skończonych (Dąbrowski i in., 2011).

Każdy model, w tym **model hydrogeologiczny/hydrogeotermalny**, jest uproszczonym obrazem stanu rzeczywistego. Stąd też opis matematyczny modelowanego obszaru wymaga dokonania szeregu uproszczeń na różnych etapach budowy modelu numerycznego, którego utworzenie wymaga opracowania modelu koncepcyjnego, zwanego również pojęciowym lub konceptualnym (Dowgiało i in., red., 2002; Dąbrowski i in., 2011). Ten proces schematyzacji dotyczy opisu struktur systemu wodonośnego oraz przebiegu procesów w nim zachodzących, będąc zbiorem hipotez o tym, jak rzeczywisty system hydrogeotermalny reaguje na wymuszenia zadawane wewnątrz niego oraz na wymuszenia wprowadzone do niego z zewnątrz (Dowgiało i in., red., 2002; Dąbrowski i in., 2011). Etap modelowania numerycznego, realizowany z wykorzystaniem narzędzi komputerowych, jest więc zasadniczo poprzedzony budową kolejnych modeli, których integracja pozwala odzwierciedlić specyfikę rozpatrywanej struktury hydrogeologicznej. Kluczowe zależności w tym zakresie przedstawiono na figurze 3.4.1. Żaden model numeryczny nie jest w stanie w 100% odzwierciedlić procesów zachodzących w naturze, ale niektóre z nich są na tyle dobrym przybliżeniem, że stanowią niezwykle użyteczne narzędzie w uzyskaniu odpowiedzi na skomplikowane zagadnienie.

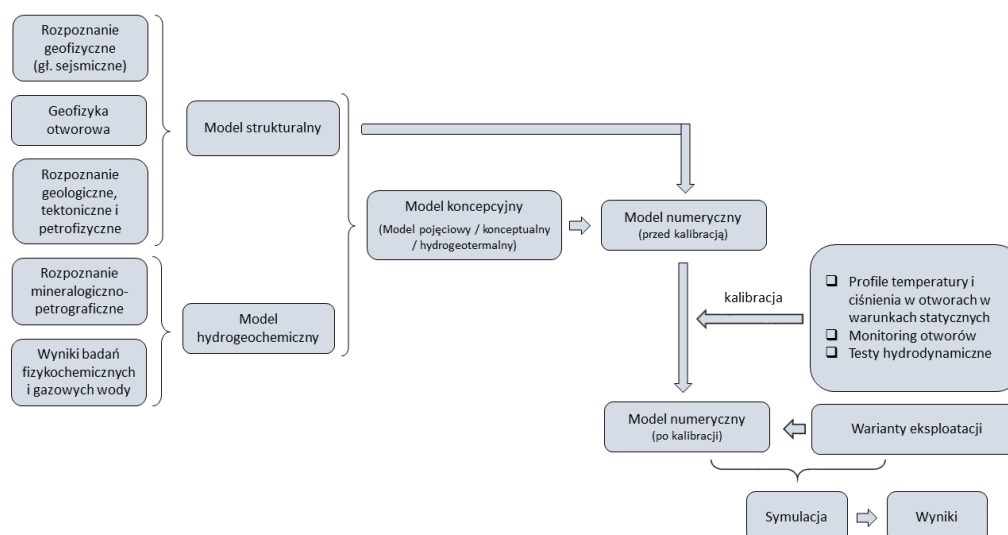


Fig. 3.4.1. Schemat postępowania podczas modelowania numerycznego zbiornika geotermalnego (oprac. własne)

Rozpoznanie geofizyczne, a przede wszystkim interpretacja wyników profilowań sejsmicznych zapisanych pod postacią sejsmogramów, pozwala na identyfikację wielkoskalowych struktur geologicznych, w tym granic przebiegu poziomów litostratygraficznych oraz głównych uskokuw, co zostało wyraźnie zobrazowane na figurze 3.4.2. W połączeniu z wynikami badań geologiczno-tektonicznych oraz petrofizycznych skał (opartych na wynikach badań rdzeni, próbek okruszowych oraz profilowań geofizyki otworowej) pozwala to na budowę **modelu strukturalnego**. O ile wyniki interpretacji sejsmogramów pozwalają otrzymać przestrzenny przebieg granic stratygraficznych (w formacie 3D), o tyle dane otworowe mają charakter liniowy (1D). Stąd też kluczowe znaczenie dla określenia przestrzennego rozkładu parametrów górotworu ma przyjęty algorytm interpolacyjny. W przypadku niewielkiej liczby danych otworowych każdy z tych algorytmów będzie dawał wynik obciążony określonym poziomem niepewności. Kluczowe znaczenie ma zatem wiedza i doświadczenie osoby, która opracowuje model strukturalny i w przypadku zastosowania algorytmu dającego wyniki budzące wątpliwość będzie potrafiła dobrać inne parametry algorytmu interpolacyjnego, dającego bardziej prawdopodobny rozkład parametrów fizyko-mechanicznych skał pomiędzy otworami.

Podsumowując – model strukturalny to:

- trójwymiarowy przebieg granic litostratygraficznych (czasami jest to jedyny wynik modelowania strukturalnego);
- trójwymiarowy rozkład takich parametrów skał, jak: gęstość, porowatość, przepuszczalność, rzadziej: współczynnik przewodzenia ciepła, ciepło właściwe skał bądź współczynnik zailenia.

Spośród różnych narzędzi, które umożliwiają budowę modeli strukturalnych, powszechnie stosowanymi są m.in. program Petrel firmy Schlumberger, Leapfrog Geo (prod. Seequent), GOCAD Mining Suite (Mira Geoscience) oraz RockWorks (Rockware) (Tomaszewska, 2018).

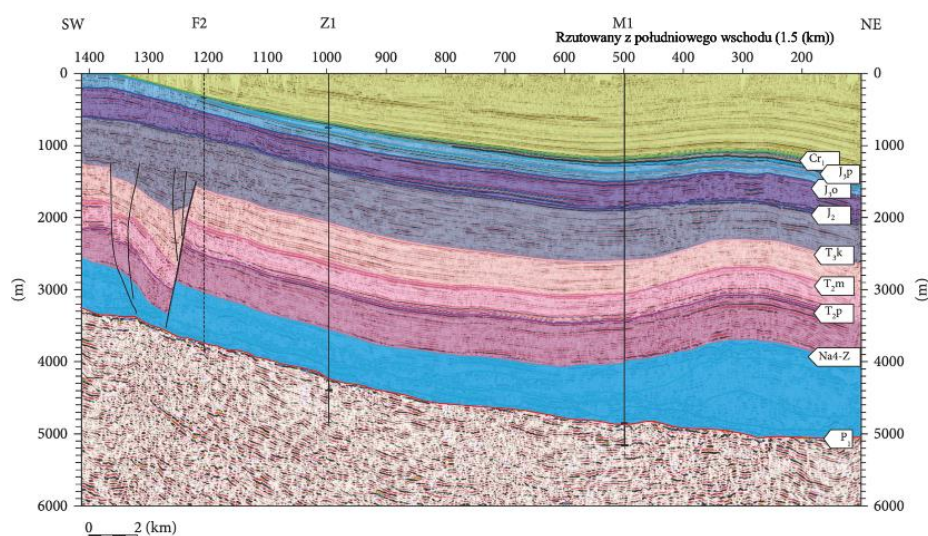


Fig. 3.4.2. Przykład wyników interpretacji strukturalnej przekroju sejsmicznego – obszar niecki łódzkiej (Maćkowski i in., 2019)

Do budowy **modeli hydrogeochemicznych**, pozwalających na matematyczny opis stanu roztworu i jego nasycenia w wyniku współdziałania wody, skały, gazów oraz specjacji występujących w roztworze, niezbędne są szczegółowe i wiarygodne wyniki badań właściwości fizykochemicznych i gazowych wody termalnej oraz szczegółowe rozpoznanie mineralogiczno-petrograficzne ośrodka skalnego. W badaniach tych istotną rolę odgrywają reakcje chemiczne, których przebieg uwarunkowany jest stanem termodynamicznym wody, pod wpływem zmian jej parametrów fizycznych (w tym temperatury, odczyn, potencjał redox), które ukierunkowują przebieg reakcji rozpuszczania bądź wytrącania minerałów wtórnych. Badania z obszaru modelowania hydrogeochemicznego są wykorzystywane m.in. przy prognozowaniu skalingu w procesie zatłaczania schłodzonych wód termalnych do ich zbiornika. Znaczne obniżenie temperatury wody może bowiem prowadzić do stanu, w którym aktywność chemiczna związków rozpuszczonych w wodzie przekracza ich iloczyn rozpuszczalności w danych warunkach fizycznych, generując procesy wtórnego wytrącania minerałów i osadów, a tym samym prowadząc do zatykania strefy okołofiltrowej, przyodwiertowej i ograniczając tym samym możliwości chłonne otworu geotermalnego.

W modelowaniu hydrogeochemicznym często wykorzystywana jest rodzina programów z grupy PHREEQC udostępnianych darmowo przez USGS (U.S. Geological Survey) lub programy komercyjne: TOUGHREACT – rozwijany przez Lawrence Berkeley National Laboratory bądź The Geochemist Workbench firmy Aqueous Solutions (Dendys i in., 2015, 2018; Zdechlik i in., 2015; Tomaszewska, red., i in., 2018).

Podstawą zastosowania właściwego i wiarygodnego modelowania hydrogeotermalnego jest budowa **pojęciowego modelu koncepcyjnego** na bazie rozpoznanego systemu wodonośnego (fig. 3.3.1). Uwzględnia się przy tym główne mechanizmy determinujące zasilanie, krążenie i zróżnicowanie geochemiczne wód, mechanizmy transportu ciepła oraz wystąpienia powierzchniowych przejawów wglębnego systemu geotermalnego (np. ciepłych źródeł, a w przypadku systemów wysokotemperaturowych i wulkanicznych m.in. gejzerów, fumaroli i in.). Model koncepcyjny jest kluczowym etapem poprzedzającym wykonanie właściwego modelu matematycznego i numerycznego. Jest on wynikiem syntezy wszystkich informacji, które są dostępne dzięki badaniom geologicznym, geofizycznym, otworowym i geochemicznym.

Model koncepcyjny jest przedstawiany w postaci (Dąbrowski i in., 2011):

- map dokumentacyjnych prezentujących wszystkie istotne głębokie otwory poszukiwawcze, uwzględnione w badaniach, linii przekrojów hydrogeologicznych oraz innych elementów istotnych dla takiego modelu;
- przekrojów hydrogeologicznych przez strukturę geotermalną, z oznaczeniem sposobu agregacji warstw lub poziomów wodonośnych oraz wydzielen litologicznych;
- map hydrostrukturalnych, które obrazują miąższość wydzielonych serii zbiornikowych wód termalnych oraz serii (warstw) podścielających i nadkładu, a także rozkład parametrów filtracyjnych, ciśnienia, przewodności warstw i in.;
- w części opisowej – charakterystyki krążenia wód podziemnych, agregacji danych, przyjętych warunków brzegowych (fig. 3.4.3).

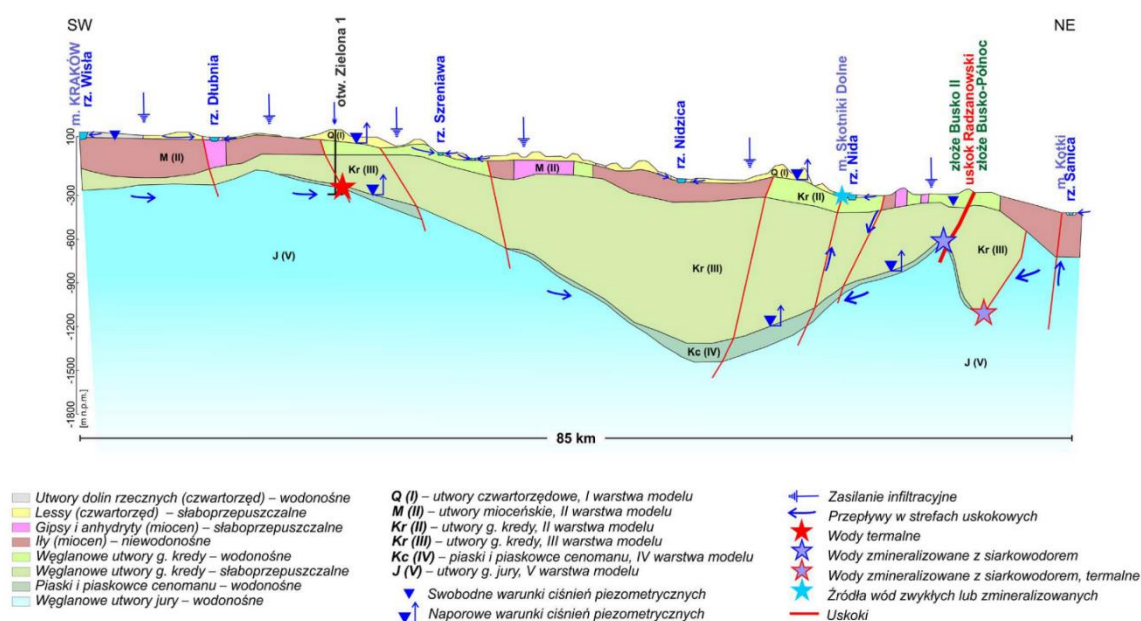


Fig. 3.4.3. Przykład modelu koncepcyjnego krążenia wód termalnych – wybrany obszar niecki miechowskiej i środkowej części zapadliska przedkarpackiego (Dendys, 2018)

Model numeryczny jest scyfrowaną wersją modelu koncepcyjnego opartego na modelu strukturalnym, i często również hydrogeochemicznym, o określonym obszarze modelowym, skali, warunkach brzegowych oraz początkowych (Dąbrowski i in., 2004), ustalonym kroku siatki dyskretyzacji modelu, zależnej od wielkości modelowanej struktury (model lokalny, regionalny) determinującej dokładność. Sposób podziału modelu na komórki obliczeniowe określa siatka (ang. *grid* lub *mesh*). Warunki brzegowe określają rozwiązanie równań różniczkowych w punktach granicznych,

np. na granicach modelu. Przykładowo, twórca modelu może przyjąć, że temperatura w spągu warstwy wodonośnej (lub głębiej) ma stałą wartość i jest całkowicie niezależna od przyjętego sposobu wydobywania zasobów. Warunki brzegowe nie tylko pozwalają skrócić czas obliczeń, ale przede wszystkim uzyskać jednoznaczne rozwiązanie. Z kolei warunki początkowe informują od jakich wartości ma się rozpocząć symulacja. Im warunki początkowe są bliższe wartości docelowej, tym obliczenia są (zazwyczaj) krótsze.

Model numeryczny posiada następujące cechy:

- zdefiniowany zasięg przestrzenny dobrany na podstawie modelu koncepcyjnego;
- zdefiniowaną siatkę obliczeniową (wyjątkiem są metody bezsiatkowe);
- odwzorowaną, choćby w sposób uproszczony, zmienność geologiczną modelowanego obszaru, poprzez wprowadzenie do modelu rozkładu przestrzennego parametrów termofizycznych i filtracyjnych skał złożowych oraz ewentualnie skał podłoża i nadkładu;
- istniejące otwory wiertnicze w modelu według rzeczywistej lokalizacji;
- jasno określone warunki brzegowe oraz początkowe;
- zdefiniowany sposób rozwiązania problemu numerycznego oraz kontroli kroku czasowego poprzez dobór właściwej metody rozwiązywania układu równań różniczkowych (dobór solvera);
- scenariusz, dla którego model ma wykonać symulację.

Przykładową siatkę modelu numerycznego przedstawiono na figurze 3.4.4. Warto zwrócić uwagę, że największe zagęszczenie siatki obliczeniowej znajduje się w pobliżu otworów produkcyjnych i chłonnych, gdzie twórcy modelu zależy na uzyskaniu jak najbardziej precyzyjnego rozwiązania.

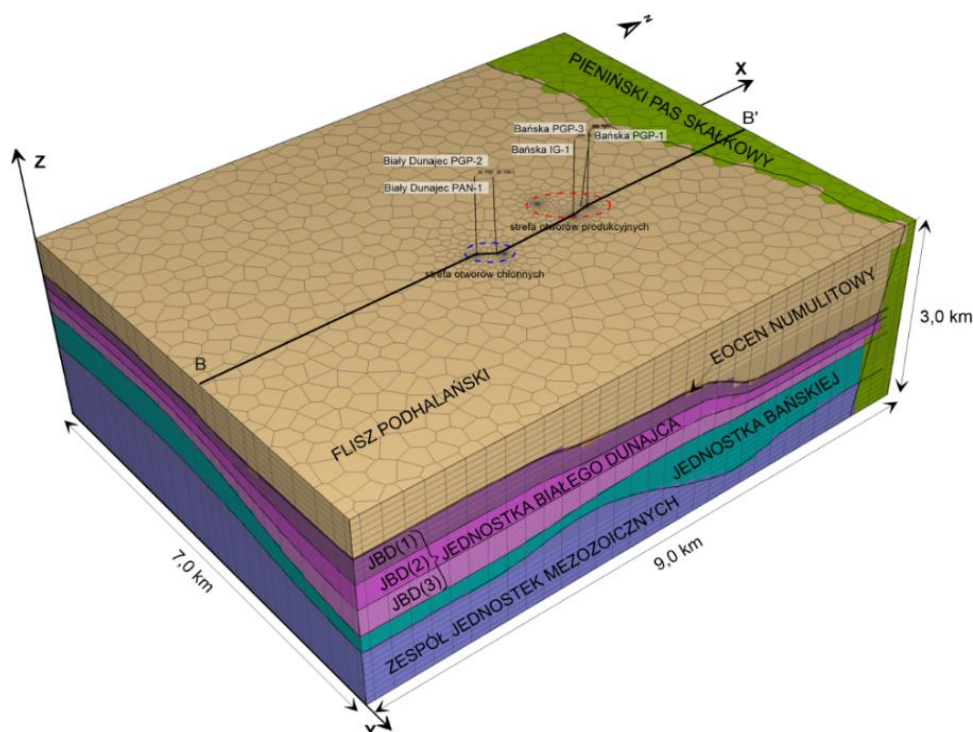


Fig. 3.4.4. Przykładowa siatka modelu numerycznego – dyskretyzacja przestrzenna oraz budowa litostratygraficzna modelu centralnej części podhalańskiego systemu geotermalnego (Miecznik, 2017)

Zgodnie z procesem przedstawionym na figurze 3.4.4, model numeryczny wymaga kalibracji. Kalibracja może być wykonana w oparciu o następujące dane:

- profile temperatury i ciśnienia w otworach wiertniczych sprzed podjęcia wydobywania – pozwala to uzyskać naturalny rozkład temperatury w górotworze;
- dane archiwalne z testów hydrodynamicznych.

Dane z monitoringu istniejących otworów są szczególnie przydatne, zwłaszcza jeżeli pochodzą z okresu min. kilku lat, gdyż pozwalają wykonać kalibrację dynamiczną modelu, tj. uzgodnić model z wynikami obserwacji. Kalibrację wykonuje się w celu przypisania komórkom obliczeniowym właściwej przepuszczalności (bądź współczynnika filtracji), a często także innych parametrów, jak np. porowatości i współczynnika przewodzenia ciepła skał. Należy jednak pamiętać, że surowe dane z monitoringu odwiertów wymagają obróbki, która polega m.in. na odseparowaniu efektu wygrzewania otworu (ang. *thermal lift effect*) (Bielec, Miecznik, 2012; Miecznik, 2017).

Po wykonaniu kalibracji statycznej modelu, a w miarę dostępności danych – również kalibracji dynamicznej, można przystąpić do określenia wariantów wydobywania, dla których model numeryczny ma wykonać symulacje. Czas trwania obliczeń może trwać od kilku sekund do wielu godzin i zależy m.in. od takich czynników jak:

- liczba elementów obliczeniowych oraz ich wzajemne położenie względem siebie (liczba wzajemnych połączeń);
- regularność, bądź nieregularność siatki obliczeniowej; zróżnicowanie rozmiarów elementów sąsiednich;
- rodzaj symulowanego płynu roboczego (czysta woda, solanka, woda + CO₂, woda + powietrze itd.);
- czas końcowy symulacji i ewentualne ograniczenia co do długości kroku czasowego;
- zdolność narzędzia do współpracy z wieloma procesorami i dzielenia pamięci komputera.

Powszechnie wykorzystywanymi symulatorami złożowymi w dziedzinie geotermii są m.in. TOUGH3 (prod. LBNL, podobnie jak wcześniej wymieniony TOUGHREACT), FeFlow (DHI Group), Waiwera (University of Auckland), OpenGeoSys lub PFLOTTRAN (oba programy rozwijane przez wolontariuszy z różnych jednostek naukowych). Dwa pierwsze programy mają charakter komercyjny, natomiast trzy kolejne są programami ogólnodostępnymi o otwartym kodzie źródłowym.

Jedną z form wizualizacji wyników modelowania numerycznego mogą być przekroje termiczne z obliczonym rozkładem temperatury wywołanym eksploatacją według przyjętego scenariusza (fig. 3.4.5).

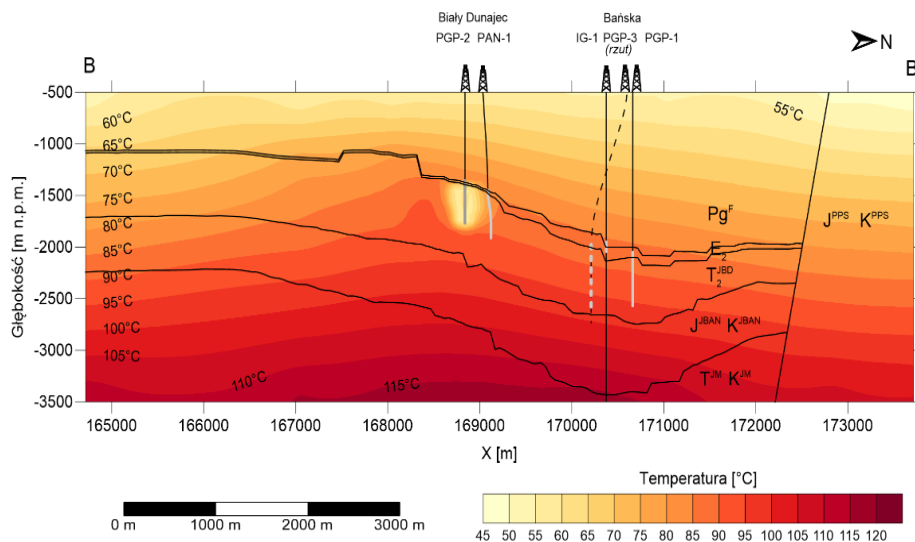


Fig. 3.4.5. Przykład formy wizualizacji wyników modelowania numerycznego – przekrój termiczny przez strefę otworów chłonnych i produkcyjnych po 100 latach wydobywania według jednego z przyjętych wariantów. Przekrój ukazuje naturalnie podwyższoną temperaturę formacji wodonośnej w pobliżu otworów w Białym Dunajcu, który jest zaburzony wieloletnim zatłaczaniem schłodzonej wody termalnej (Miecznik, 2017, zmod.)

Nie ma jednoznacznie przyjętych standardów modelowania numerycznego zbiorników geotermalnych, co wynika m.in. z różnych typów systemów geotermalnych, dostępnych danych i narzędzi, a niekiedy także różnych doświadczeń autorów modeli (Nugraha i in., 2022).

Poniżej przedstawiono ogólne zalecenia w procesie budowy modeli numerycznych zbiorników geotermalnych, które występują na obszarze Polski, zaznaczając jednocześnie, że nie jest to instrukcja wykonywania poszczególnych etapów modelowania.

Ogólne zalecenia wykonywania poszczególnych etapów modelowania

1. Zebrać możliwie duży zbiór danych nawiązujących do modelowanego obszaru, a następnie z jak największą starannością opracować model koncepcyjny;
2. Granice lateralne modelu dobrać tak, aby warunki brzegowe określone na granicach bocznych modelu nie wpływały w istotny sposób na wyniki symulacji. W praktyce oznacza to, że model numeryczny powinien obejmować całą przestrzeń zajmowaną przez wyznaczony obszar górniczy dla ujęcia wód termalnych (jeżeli istnieje) z pewnym marginesem. Można przyjąć, że obszar modelu numerycznego powinien mieć powierzchnię ok. 2 x pow. obszaru górniczego. W przypadku modelowania pracy dubletu geotermalnego bez wyznaczonego obszaru górniczego można przyjąć, że model o powierzchni ok. 100 km² powinien być wystarczający;
3. Granica stropu i spągu modelu powinna być na tyle odsunięta w pionie od warstw zbiornikowych, aby wpływ warunków brzegowych nie wpływał na poprawność rozwiązania numerycznego. W praktyce oznacza to, że należy uwzględnić ok. 300-500 metrów miąższości warstw nieprzepuszczalnych leżących powyżej stropu oraz poniżej spągu poziomu zbiornikowego, co powinno zapewnić odpowiednie odsunięcie granic i warunków brzegowych modelu numerycznego;
4. Zaleca się zagęszczenie siatki obliczeniowej w pobliżu otworów produkcyjnych i chłonnych oraz zidentyfikowanych stref uskokowych, celem zwiększenia precyzji obliczeń;
5. W przypadku wód silnie zmineralizowanych, stosować narzędzia posiadające równanie stanu (ang. EOS - *equation of state*) dla wód zmineralizowanych;
6. Wykonać kalibrację modelu w stanie naturalnym, tj. wykalibrować model w zakresie rozkładu temperatury i ciśnienia przed rozpoczęcia eksploatacji;
7. Pozyskać możliwie bogatą historię z dotychczasowej eksploatacji otworów (jeżeli istnieją) lub wyniki testów hydrodynamicznych;
8. Z danych z monitoringu parametrów głowicowych oraz testów hydrodynamicznych usunąć efekt termodźwigu. W tym celu można posłużyć się narzędziem opracowanym przez IGSMiE PAN w ramach projektu GeoModel (<https://geomodel.pl/>);
9. Po wyeliminowaniu efektu termodźwigu, odseparować z danych otworowych opory przepływu w warstwie wodonośnej (przepływ laminarny) od oporów przepływu w otworze spowodowanych przepływem turbulentnym (Miecznik, 2017, 2025);
10. Wykonać kalibrację modelu w oparciu o historię dotychczasowej eksploatacji (ang. *production history matching*);
11. Należy pamiętać o tym, że w komórkach obliczeniowych zawierających otwory, model numeryczny wyznacza średnie ciśnienie dla komórki obliczeniowej, a nie w samym otworze. Podczas kalibracji dynamicznej modelu należy to uwzględnić i dokonać odpowiednich przeliczeń, wykorzystując np. formułę Peaceman'a. W przeciwnym wypadku, przepuszczalność skał zbiornikowych pozostanie niedoszacowana;
12. Prognozę pracy systemu geotermalnego wykonywać dla odpowiednio długiego okresu, tj. min. 50 lat, co pozwoli ocenić, czy eksploatacja w takich warunkach będzie prowadzona w sposób zrównoważony.

3.5. Wydobywanie wód termalnych

3.5.1. Wniosek koncesyjny i koncesja na wydobywanie wód termalnych

Ewa Filippovits

We wniosku o udzielenie koncesji na wydobywanie wód termalnych określa się:

- właścicieli (użytkowników wieczystych) nieruchomości, w granicach których ma być wykonywana zamierzona działalność wraz z oznaczeniem tych nieruchomości zgodnie z ewidencją gruntów i budynków, a także prawa wnioskodawcy do tej nieruchomości (przestrzeni);
- czas, na jaki koncesja ma być udzielona, wraz ze wskazaniem terminu rozpoczęcia działalności;
- środki, w szczególności finansowe i techniczne, jakimi wnioskodawca dysponuje w celu zapewnienia prawidłowego wykonywania zamierzonej działalności;
- sposób przeciwdziałania ujemnym wpływom zamierzonej działalności na środowisko;
- wnioskodawcę (nazwa firmy, oznaczenie jej siedziby i adresu albo miejsca zamieszkania i adresu oraz adresu głównego miejsca wykonywania działalności gospodarczej, numer KRS, NIP);
- rodzaj i zakres wykonywania zamierzonej działalności;
- złożę lub część, która ma być przedmiotem wydobywania;
- wielkość i sposób zamierzonego wydobywania;
- zasoby eksploatacyjne ujęcia;
- projektowane położenie obszaru górniczego i terenu górniczego, przedstawione zgodnie z wymaganiami dotyczącymi map górniczych, z zaznaczeniem granic podziału terytorialnego kraju;
- geologiczne i hydrogeologiczne warunki wydobywania, a w razie potrzeby warunki wtłaczania wód do górotworu.

Do wniosku dołącza się dowody istnienia:

- prawa do korzystania z informacji geologicznej oraz kopię decyzji zatwierdzającej dokumentację geologiczną;
- prawa przysługujące wnioskodawcy do nieruchomości gruntowej, w granicach której ma być wykonywana zamierzona działalność (wypis z ewidencji gruntów i budynków wydany nie wcześniej niż 3 miesiące przed dniem złożenia wniosku);

a także:

- dwa egzemplarze projektu zagospodarowania złoża (por. rozdz. 2);
- ostateczną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach;
- dowód opłaty skarbowej za wydanie decyzji, a w razie potrzeby dodatkowo za złożenie pełnomocnictwa.

Koncesja udzielana jest na czas oznaczony, nie krótszy niż trzy lata i nie dłuższy niż pięćdziesiąt lat, chyba, że wnioskodawca wniesie o udzielenie jej na czas krótszy.

Koncesja określa:

- rodzaj i sposób wykonywania zamierzonej działalności;
- przestrzeń, w granicach której ma być wykonywana zamierzona działalność;
- czas obowiązywania koncesji;
- termin rozpoczęcia działalności określonej koncesją, a w razie potrzeby, przesłanki, których spełnienie oznacza rozpoczęcie działalności;
- granice obszaru i terenu górniczego (por. rozdz. 2).

Organ koncesyjny odmawia udzielenia koncesji jeżeli zamierzona działalność:

- sprzeciwia się interesowi publicznemu, związanemu przede wszystkim z bezpieczeństwem państwa, w tym bezpieczeństwem energetycznym, interesem surowcowym państwa, ochroną środowiska, w tym racjonalną gospodarką złożami kopalin, realizacją transformacji energetycznej, w tym możliwością pozyskania środków finansowych na potrzeby realizacji tej transformacji lub
- uniemożliwiłaby wykorzystanie nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem określonym w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego lub w przepisach odrębnych, a w przypadku braku tego planu, w planie ogólnym gminy lub w przepisach odrębnych.

Organ odmawia udzielenia koncesji również wtedy, gdy wniosek o udzielenie koncesji obejmuje tę samą przestrzeń, rodzaj działalności oraz rodzaj kopaliny objęte już koncesją udzieloną innemu podmiotowi.

3.5.2. Podstawowe zasady i techniczne zalecenia eksploatacji wód termalnych

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Prawidłowa eksploatacja wód termalnych odnosi się zarówno do otworu wydobywczego, jak i otworu chłonnego. Podstawowe zasady eksploatacji powinny być podane w dokumentacjach hydrogeologicznych zatwierdzających zasoby eksploatacyjne ujęć wód termalnych oraz dokumentacjach hydrogeologicznych określających warunki hydrogeologiczne w związku z zamierzonym wtłaczaniem wód do górotworu.

W trakcie wydobywania wody termalnej należy bezwzględnie przestrzegać wielkości parametrów eksploatacyjnych ustalonych w dokumentacji hydrogeologicznej oraz w koncesji na wydobywanie zasobów złoża. Dotyczy to przede wszystkim wielkości wydajności oraz dopuszczalnego obniżenia poziomu zwierciadła wody lub ciśnienia (tzw. depresji eksploatacyjnej, dynamicznego poziomu wody). Jest to nie tylko wymóg technologiczny, ale również formalny podlegający kontroli przez organy nadzoru geologicznego i górniczego.

Ważne jest także płynne uruchamianie i wyłączanie pomp oraz płynne zmiany wielkości natężenia eksploatowanej wody termalnej, dlatego zalecane jest wyposażenie pomp eksploatacyjnych w falowniki. Pozwala to na unikanie nagłych i gwałtownych zmian ciśnienia, które mogą powodować uszkodzenia stref przyodwiertowych skał zbiornikowych, zwiększone piaszczenie, mobilizację innych cząstek i związane z tym uszkodzenia rur, instalacji, kolmatację stref złożowych.

Z punktu widzenia wydobywania wody termalnej niekorzystne są częste zmiany jej parametrów, gdyż nierównomierna eksploatacja, zmiany wydajności, przerwy w eksploatacji wpływają negatywnie na złoża wód podziemnych oraz stan otworu geotermalnego. Lepszym rozwiązaniem jest równomierna praca otworu. Ponadto, po dłuższych przerwach w pracy (przebojach) otwory produkcyjne i chłonne powinny być poddane pompowaniu oczyszczającemu. Dotyczy to zwłaszcza złóż charakteryzujących się podwyższoną mineralizacją wód termalnych (wody słone i solanki). Efektywne oczyszczenie otworu i strefy przyotworowej jest podstawą zarówno bezawaryjnej eksploatacji, jak i skuteczności wielu zabiegów, w tym także stymulacyjnych. Dla warunków konkretnej instalacji powinna być określona bezpieczna granica spadku chłonności, żeby nie dochodziło do zbyt dużych uszkodzeń w strefie przyotworowej i skałach złożowych, co uniemożliwiłoby przywrócenie pierwotnej chłonności.

W otworach ujmujących wody ze zbiorników o charakterze subartezyjskim, które wymagają użycia pompy głębinowej do wydobywania, zaleca się by komora pompowa była szczelna, podczas przebojów wypełniona azotem w celu uniknięcia kontaktu wody termalnej z powietrzem atmosferycznym. Produkty utleniania wytrącone z wody mogą bowiem zanieczyszczać instalację geotermalną, skały zbiornikowe i prowadzić m.in. do kolmatacji. Kontakt wody z powietrzem należy unikać także w przypadku otworów chłonnych – w tym celu rurę tłoczną należy wprowadzić pod powierzchnię statycznego zwierciadła wody w tych otworach. Podobnie jak w przypadku otworów produkcyjnych, również podczas przebojów otworów chłonnych przestrzeń ponad lustrem wody powinna być wypełniona azotem (lub argonem, co jest także stosowane), a ponadto w niektórych instalacjach geotermalnych tymi gazami podczas przebojów wypełnia się także rurociągi łączące otwory produkcyjne i chłonne. Praktyki te stosuje się w wielu instalacjach zagranicznych, a także w niektórych polskich (np. w Pyrzycach, w Stargardzie).

Należy także wykonywać regularne przeglądy stanu technicznego otworów, ich czyszczenie, a w przypadku uszkodzenia brać pod uwagę ich naprawy czy też rozważyć wykonanie ich rekonstrukcji.

Wytrącanie wtórnych substancji z wody może być efektem nie tylko jej natlenienia, ale również nadmiernego odgazowania. W związku z tym w trakcie eksploatacji należy na to zjawisko zwrócić szczególną uwagę. Kwestia ta wymaga indywidualnego potraktowania w każdej sytuacji. Częściowe odgazowanie w pewnych przypadkach może być sposobem na stabilizację korozyjno-skalingową wody, bez stosowania odczynników chemicznych. Jednakże takie odgazowanie powinno być prowadzone z wykorzystaniem degazatorów próżniowych, żeby zapobiec zasysaniu tlenu do wody. Kontrolą w zakresie zasysania tlenu do wody powinny być objęte również systemy pompowe pracujące w całej powierzchniowej części instalacji geotermalnej.

Przy eksploatacji wody termalnej, zwłaszcza o wysokiej mineralizacji i właściwościach korozyjnych, zaleca się stosowanie inhibitorów chemicznych. Każdorazowo, powinny one być dobrane z wykorzystaniem badań modelowych (modelowania geochemicznego) oraz w warunkach laboratoryjnych, z uwzględnieniem właściwości fizykochemicznych i gazowych wody termalnej oraz właściwości mineralogiczno- petrograficznych skał zbiornikowych.

W celu oczyszczenia otworu (zwłaszcza otworu chłonnego) z osadów wtórnych należy stosować zabiegi stymulacyjne. Najczęściej przeprowadzanym zabiegiem stymulacyjnym jest tradycyjne kwasowanie lub tzw. „miękkie kwasowanie”, jeśli wśród produktów skalingu i innych procesów są związki podatne na takie zabiegi. Ważne jest, żeby prawidłowo dobrać ilość, skład i stężenie cieczy kwasującej do rodzaju produktów wtórnego wytrącania, uwzględniając przy tym rodzaj skał zbiornikowych. Omówione pokrótce w tym podrozdziale propozycje i wskazówki przydatne dla zaplanowania warunków prawidłowej eksploatacji zbiornika oraz instalacji geotermalnej można znaleźć

w pracy *Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych* (Kępińska, Bujakowski, red., 2011). Zagadnienia w niej zawarte dotyczą w dużej mierze piaskowców jako skał zbiornikowych wód termalnych, stąd też są przydane dla instalacji już pracujących, jak i tych, które są i będą realizowane na obszarze Niżu Polskiego, gdzie wody termalne są związane głównie z piaskowcami.

3.5.3. Monitoring parametrów eksploatacyjnych instalacji geotermalnej

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pajk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

System geotermalny, aby działał niezawodnie wymaga stałej kontroli wielu parametrów. Parametry instalacji geotermalnej powinny być mierzone, rejestrowane przez odpowiednie oprogramowanie i nadzorowane przez pracowników zakładu górniczego, a dane eksploatacyjne powinny być wykorzystywane do oceny jakości jego pracy. Obserwacje i pomiary mogą być przeprowadzane lokalnie (m.in. temperatura płynu geotermalnego) bądź niestacjonarnie (m.in. badania właściwości fizykochemicznych płynu w stosownym laboratorium). Chcąc kontrolować ilość energii pochodzącej ze źródła geotermalnego należy wyposażyć instalacje w odpowiednie urządzenia, które dokonują pomiarów wymaganych parametrów. Energia pozyskiwana ze źródeł geotermalnych może być wykorzystywana na wiele sposobów i w różnych konfiguracjach zakładów geotermalnych. Najpopularniejszym jej przeznaczeniem w Polsce są jednak cele ciepłownicze.

Z racji tego, że woda termalna jest kopaliną, stały nadzór nad otworami geotermalnymi jest sprawowany przez pracowników zakładu górniczego. Nadzór polega na utrzymaniu ujęcia w pełnej sprawności technicznej oraz na prowadzeniu monitoringu. Monitoring, czyli obserwacje stacjonarne, pomiary i rejestracja parametrów obejmować powinny:

- chwilową wydajność i ilość wydobytej wody termalnej;
- chwilową chłonność i ilość zatłaczanej wody termalnej;
- położenie statycznego i dynamicznego zwierciadła wody w otworze produkcyjnym, a w przypadku warunków artezyjskich – ciśnienia na głowicy otworu produkcyjnego;
- położenia zwierciadła wody i/lub ciśnienia na głowicy w otworze chłonnym;
- temperatury wody wydobywanej otworem produkcyjnym i zatłaczanej otworem chłonnym;
- temperatury powietrza i ciśnienia atmosferycznego;
- badania jakości wydobywanej i zatłaczanej wody termalnej (analizy właściwości fizykochemicznych, bakteriologicznych, zawartość gazów).

Część badań powinna być wykonywana *in situ* (por. rozdz. 3.5.3). Szczegółowy zakres i częstotliwość pomiarów i obserwacji stacjonarnych podane są w dokumentacjach hydrogeologicznych sporządzonych dla otworów geotermalnych po ich wykonaniu. Wskazane jest, by wymienione powyżej parametry eksploatacyjne otworów były rejestrowane automatycznie przez system kontrolno-pomiarowy i archiwizowane na bieżąco w komputerowej bazie danych. Wyniki obserwacji stacjonarnych powinny być stale analizowane przez pracowników zakładu górniczego, zarówno pod kątem zmian krótkotrwałych jak i długotrwałych: sezonowych i wieloletnich. Ważnym elementem ochrony złoża jest bowiem prowadzenie obserwacji stacjonarnych, bieżąca analiza otrzymanych

wyników i podejmowanie na tej podstawie działań zapobiegających lub usuwających zagrożenia. Zauważone jakiegokolwiek zmiany, odbiegające od przedstawionych w dokumentacjach hydrogeologicznych, powinny być wyjaśnione i ocenione. Szczególną uwagę należy zwrócić na wahania temperatury wody na wypływie uzależnione od wydajności chwilowej, na wahania położenia zwierciadła wody i/lub ciśnienia na głowicy otworu produkcyjnego oraz ciśnienia zatłaczania na głowicy otworu chłonnego oraz mineralizacji i zawartości głównych jonów decydujących o typie wydobywanej wody termalnej.

System kontrolno-pomiarowy (fig. 3.5.1) powinien składać się z szeregu urządzeń pomiarowych i czujników dostosowanych do parametrów wody termalnej. Urządzenia i czujniki powinny być odporne na wysoką temperaturę i mineralizację. W skład systemu kontrolno-pomiarowego powinny wchodzić m.in.:

- przepływomierze – do pomiaru wydajności i ilości (objętości) zarówno wydobywanej jak i zatłaczanej wody termalnej;
- sondy hydrostatyczne – do pomiaru położenia zwierciadła wody;
- manometry elektroniczne – do pomiaru ciśnienia na głowicy otworu chłonnego i ciśnienia w rurociągu tłocznym doprowadzającym wodę z otworu produkcyjnego do obiektów ciepłowni geotermalnej;
- termometry elektroniczne – do pomiaru temperatury wydobywanej i zatłaczanej wody termalnej.

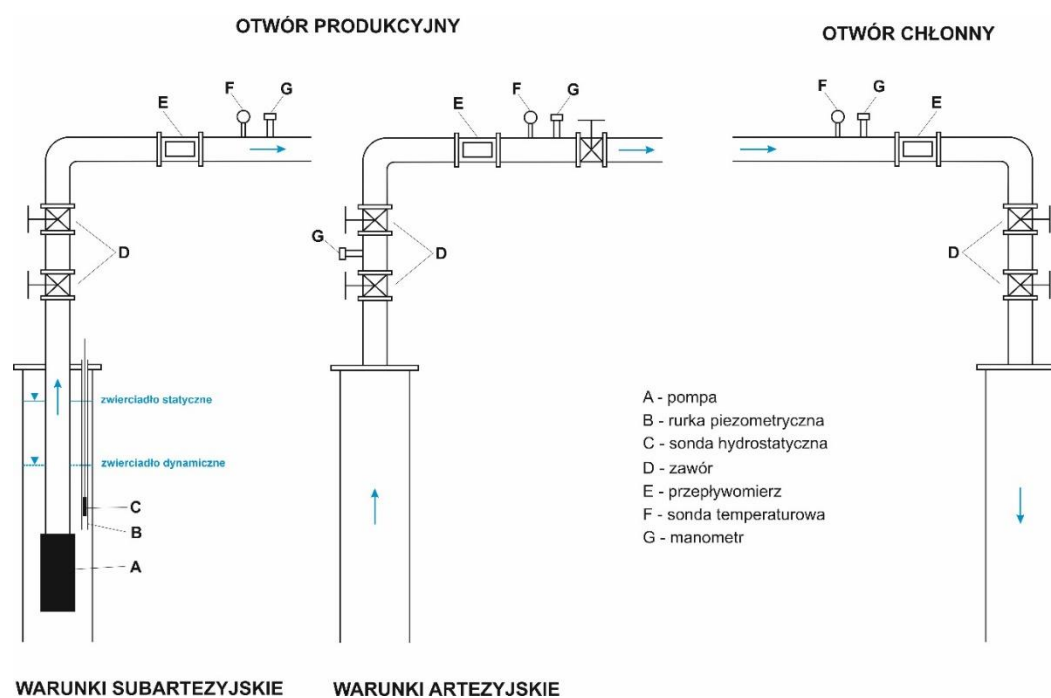


Fig. 3.5.1. System kontrolno-pomiarowy instalacji geotermalnej (oprac. własne, B. Bielec)

Dobłą praktyką jest, aby urządzenia pomiarowe były zdublowane w celu weryfikacji mierzonych parametrów. Można również stosować inne alternatywne metody pomiarowe. I tak np. w celu pomiaru położenia zwierciadła wody w otworze produkcyjnym można zamontować w nim rurkę piezometryczną do głębokości co najmniej maksymalnego dynamicznego zwierciadła wody, przez którą, w celu kontrolnego pomiaru, można zapuścić świstawkę hydrogeologiczną. Innym rozwiązaniem jest instalacja rurki o niewielkiej średnicy ze stali nierdzewnej sięgającej na pewną głębokość poniżej dynamicznego lustra wody w otworze produkcyjnym, a następnie zatłoczyć ją gazem (np. azotem). Po odpowiednim

wyskalowaniu na podstawie ciśnienia gazu można mierzyć poziom zwierciadła wody ponad dnem rurki. Jest to prosta i precyzyjna metoda pomiaru zwierciadła wody w otworze geotermalnym, Natomiast dla kontroli ciśnienia i temperatury można zamontować na głowicy otworów odpowiednio manometry i termometry analogowe do wizualnego odczytu tych parametrów.

Poza samymi ujęciami wody termalnej, systemem monitoringu należy również objąć całą instalację geotermalną. Wszystkie kluczowe elementy systemu powinny zostać opomiarowane i podobnie jak parametry eksploatacyjne, archiwizowane w komputerowej bazie danych.

Monitoring pozostałych parametrów

Pomiar ciśnienia płynu geotermalnego w instalacji powinien być przeprowadzany przed i za urządzeniami (np. filtry świecowe/workowe, odmulacze itd.), gdzie mogą wytrącać się substancje. Dzięki temu obserwowany duży przyrost różnicy ciśnienia przed i za elementem świadczy o konieczności przeprowadzenia czyszczenia bądź wymiany filtrów. Po stronie sieci ciepłowniczej, gdzie krąży uzdatniona woda, również należy kontrolować ciśnienie przed i za istotnymi elementami instalacji. Takim elementem jest np. wymiennik ciepła. Zbyt duża różnica ciśnienie przed i za wymiennikiem może świadczyć o niedrożności kanalików wymiennika przez co wymiana ciepła zachodzi mniej efektywnie bądź prawie całkowicie ustaje na skutek zablokowania przepływu.

Dużą wagę należy przywiązywać do kontroli korozji rur, instalacji, armatury, przez które przepływa płyn geotermalny. Wagę tych zagadnień wskazano w rozdziałach 3.6.3. oraz 3.6.4. Zastosowanie nowoczesnych technik pomiarowych, takich jak bocznikowanie instalacji, pozwala na dokładną ocenę stopnia korozji/skalingu oraz identyfikację problemów na wczesnym etapie (Banaś i in., 2015). Monitoring tych procesów ma na celu wydłużenie czasu pracy, a także uniknięcie nieprzewidzianych awarii. Szczególną uwagę objęte powinny być miejsca, które są najbardziej wrażliwe na korozję. Elementem pomiarowym są zazwyczaj sondy umieszczone w rurociągu, w miejscach wytypowanych na podstawie analiz inżynierskich lub historii awarii. Najpopularniejsze obecnie czujniki korozji opierają się o metody rezystometryczne oraz elektrochemiczne (Orlikowski, Darowicki, 2009).

Warunki atmosferyczne wpływają na funkcjonowanie instalacji geotermalnej. Celem zbadania ich wpływu na warunki pracy instalacji powinny być monitorowane główne dane dotyczące temperatury powietrza, ciśnienia atmosferycznego, kierunku i prędkości wiatru, wilgotności powietrza. Odpowiednie czujniki powinny być zainstalowane na zewnątrz ciepłowni oraz odpowiednio skalibrowane i konserwowane. Analiza tych danych może służyć w określeniu zależności i trendów pracy instalacji.

Pomiar energii elektrycznej wykorzystywanej w systemie jest istotny z punktu widzenia kosztów eksploatacyjnych systemu, wpływających finalnie na koszt wytworzenia energii. Energia elektryczna jest wykorzystywana do napędu np. pompy zatapialnej w otworze produkcyjnym oraz pompy zatłaczającej w otworze chłonnym. Dodatkowo po stronie obiegu ciepłowniczego pracują pompy obiegowe wody w sieci. W całej ciepłowni geotermalnej funkcjonuje znaczna ilość urządzeń zasilanych elektrycznie (np. zawory, sterowniki itd.). Ponadto, jeśli ciepłownia korzysta ze źródeł ciepła wspomagających jak pompy ciepła (zwłaszcza sprężarkowa pompa ciepła do której napędu wymagana jest energia elektryczna), to także ich działanie wraz z niezbędnym osprzętem powinno być opomiarowane. Główne elementy układu jak pompy w otworach geotermalnych, pompy obiegowe czy sama pompa ciepła powinny być opomiarowane osobno z tego względu, że ilość energii pobierana przez poszczególne urządzenia służy potem do wyznaczania wartości bardziej szczegółowych dotyczących pracy elementów ciepłowni (np. współczynnik efektywności energetycznej pompy ciepła). Zbyt

wysokie pobory energii mogą wskazywać na awarie lub nieprawidłowe działanie urządzeń. Jeśli źródła wspomagania szczytowego pracują w ciepłowni, należy mierzyć zużycie paliwa w nim wykorzystywanego. Np. dla kotłów gazowych montaż gazomierzy, które zliczają ilość dodatkowo pobranego paliwa na potrzeby ciepłowni.

Do kontrolowania, zarządzania oraz wizualizacji wielu parametrów przedsiębiorstwo ciepłownicze powinno korzystać ze specjalnego oprogramowania, np. SCADA. System ten pozwala zarówno małym jak i dużym przedsiębiorstwom lepiej kontrolować i zarządzać eksploatacją systemu. Jest odpowiedzialny za analizę i przetwarzanie danych, które wymaga ciepłownia. Zazwyczaj jest zintegrowana z nim baza danych, która odpowiada za archiwizowanie danych (SCADA). System pomaga również w tworzeniu zestawień i raportów na podstawie kontrolowanych parametrów. Operator ma możliwość weryfikować np. przepływy i temperatury we wszystkich odgałęzieniach sieci, dzięki temu każdy odbiorca otrzyma energię o odpowiednich parametrach.

Zalecenia

1. Przygotowując instalacje opomiarowania układu, należy zwracać uwagę, żeby urządzenia pracujące w systemie cechowały się dużą dokładnością pomiaru, niezawodnością funkcjonowania, a także wysoką klasą jakości.
2. Urządzenia i czujniki powinny cechować się odpornością na wysoką temperaturę oraz mineralizację wody termalnej.
3. Powinny działać w trybie ciągłym i rejestrować dane na bieżąco. Są one cennym źródłem informacji dla operatora systemu.
4. Z racji tego, że pomiary parametrów są kluczowe, aby instalacja działała niezawodnie, zaleca się dublowanie wybranych urządzeń pomiarowych, m.in. dla bezpieczeństwa w przypadku awarii któregoś z nich, ale także dla wzajemnego kontrolowania parametrów między urządzeniami.
5. Monitoringiem powinna zostać objęta cała instalacja geotermalna.
6. Istotne elementy systemu powinny być opomiarowane, a pomiary parametrów powinny być rejestrowane i archiwizowane w bazie danych podczas eksploatacji źródła geotermalnego.

3.5.4. Metody ograniczania kolmatacji i korozji w systemach geotermalnych

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Paják, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Skaling i korozja towarzyszą eksploatacji wielu instalacji geotermalnych. Jednym z ich negatywnych skutków, może być kolmatacja systemów geotermalnych, w tym takich newralgicznych elementów jak otwory, filtry wgłębne, strefy przyodwiertowe. Bardzo ważne jest zatem ich skuteczne ograniczanie, a nawet eliminowanie tych zjawisk, gdyż jest to jeden z warunków zrównoważonego i długoletniego działania instalacji geotermalnych. Oprócz wymienionych zjawisk, do kolmatacji i uszkodzeń może przyczyniać się także m.in. piaszczenie otworów (w Polsce znane z kilku instalacji geotermalnych; np. Noga i in., 2014).

W Polsce są i będą eksploatowane wody termalne, głównie dla celów ciepłowniczych, wody termalne o lokalnie znacznie podwyższonej mineralizacji, zawierające jony i gazy, które mogą implikować rozwój skalingu i korozji. Zaleca się zatem stosowanie metod ograniczających lub eliminujących te zjawiska. Zostały one wymienione poniżej, na podstawie wieloletnich doświadczeń międzynarodowych z instalacji bazujących na zbliżonych warunkach geotermalnych, jak w niektórych rejonach Polski, a także na dotychczasowych doświadczeniach krajowych.

Metody ograniczania kolmatacji

Kolmatację w systemach geotermalnych można na ogół ograniczyć poprzez stosowanie odpowiednich metod zestawionych m.in. przez Malate (2003), przybliżone czytelnikowi polskiemu w ubiegłych latach m.in. przez Kępińską i Popovskiego, red. (2004), Ungemacha (2004a), Bujakowskiego i Kępińską (2005); Kępińską i Bujakowskiego red. (2011), Kępińską (2023), Kępińską i Tomaszewską (2023). Jeden z najnowszych przeglądów dobrych praktyk w tym zakresie stosowanych przez operatorów instalacji w kilku krajach europejskich (o warunkach podobnych jak w Polsce) podali ostatnio Mathiesen i in. (2021). Do metod tych należą:

- mechaniczne usuwanie wytrąconych osadów, wymiana kolumny rur eksploatacyjnych zapełnionych produktami skalingu. W niektórych przypadkach efekty są jednak krótkotrwałe, jeśli intensywność wytrącania jest duża;
- zapobieganie przedostawaniu się tlenu atmosferycznego do instalacji wgłębnych i powierzchniowych (podczas awarii, przestojów, remontów i in. prac). W tym celu w instalacjach powinno być utrzymywane nadciśnienie, a części naziemne i partie otworów niewypełnione wodą geotermalną powinny być napełniane azotem lub argonem,
- zapobieganie nadmiernemu odgazowaniu wody termalnej (zwłaszcza odgazowaniu CO₂). Zmniejszona zawartość tego gazu w wodzie prowadzi do nasilenia wytrącania węglanu wapnia;
- obniżanie pH eksploatowanej wody (zwykle przez dodawanie HCl, a ostatnie także poprzez dozowanie dwutlenku węgla CO₂) do wartości 5–6 i poniżej (podczas stymulacji metodą tzw. miękkiego kwasowania nawet do ok. 2). Jest to sposób odpowiedni, jeśli obniżenie pH i wprowadzenie jonów chlorkowych nie powoduje jednocześnie korozji rur i/lub degradacji tekstur skał zbiornikowych;
- stosowanie inhibitorów chemicznych (przy czym inhibitory skalingu są stosowane często wraz z inhibitorami korozji);

- stosowanie rur i innych elementów wyposażenia instalacji wykonanych z materiałów utrudniających depozycję osadów wtórnych (m.in. rur epoksydowych zbrojonych włóknem szklanym – tzw. rur szklanych);
- stosowanie filtrów (różnego typu, o różnych średnicach oczek) zatrzymujących cząstki stałe, co zapobiega ich wprowadzaniu do otworu chłonnego i zbiornika wraz z zatłaczaną wodą termalną;
- stosowanie filtrów kationowych z materiałami absorpcyjnymi do usuwania niektórych kationów i związków z zatłaczanej wody (wapnia, baru, metali ciężkich);
- zabiegi kwasowania lub miękkiego kwasowania stref przyotworowych skał zbiornikowych i odwiertów. Celem tych metod jest m.in. ograniczenie wytrącania minerałów lub ich usunięcie, co w efekcie wpływa ograniczenia kolmatacji, czyli przywrócenie lub nawet zwiększenie produktywności lub chłonności odwiertów i skał zbiornikowych, wydłuża czas pracy instalacji, poprawia ich ekonomikę.

Metody ograniczania korozji

Ograniczanie korozji w systemach geotermalnych odbywa się za pomocą różnych metod, które często służą zarówno ochronie przed korozją, jak i przed skalingiem.

Zapobieganie dostępowi tlenu do instalacji geotermalnych

Uniknięcie przedostawania tlenu atmosferycznego do instalacji geotermalnej zapewnia szczelność tej instalacji. W trakcie przestojów instalacji wypełnia się ją azotem lub argonem.

Stosowanie elementów instalacji i wyposażenia wykonanych z materiałów odpornych na korozję

W tej grupie są m.in. tworzywa sztuczne, w tym polietylen wysokiej gęstości (HDPE), materiały epoksydowe zbrojone włóknem szklanym, odpowiednie stopy stali.

Tworzywa sztuczne są stosowane do pokrywania wewnętrznych powierzchni rur stalowych. Zapewniają wysoką odporność chemiczną, stosuje się je zazwyczaj do temperatur rzędu 85°C. W niektórych przypadkach może jednak pojawić się korozja podpowłokowa polegająca na powstawaniu pęcherzy wodoru pod warstwą powłoki. Przydatność takich wykładzin należy zatem testować dla konkretnych instalacji (Banaś i in., 2006).

W Polsce w kilku instalacjach zastosowano dotychczas wyłożenia wewnętrznych powierzchni okładzinowych rur stalowych wykładzinami polietylenowymi wysokiej gęstości typu HDPE, m.in. w Pырzycach (Biernat i in., 2010a, b, 2011), w niektórych otworach PEC Geotermii Podhalańskiej S.A. Stosowanie wykładzin z tworzyw sztucznych do pokrywania wewnętrznych powierzchni rur stalowych jest możliwe zarówno w już eksploatowanych, jak i w nowych otworach. Rury epoksydowe wzmacniane włóknem szklanym (antykorozyjne) są stosowane jako techniczne (w nowych otworach) lub eksploatacyjne (zarówno w starych, jak i nowych otworach). Utrudniają one osadzanie produktów skalingu na wewnętrznych ściankach rur. Materiały z włókna szklanego (potocznie znane jako fiberglass) są stosowane z powodzeniem od lat 70. ub. w. we Francji, od ponad dwóch dekad w Niemczech oraz w wielu innych krajach. Coraz częściej są stosowane w Polsce w nowych otworach geotermalnych (czasem fragmentarycznie, w niektórych newralgicznych interwałach), np. w instalacjach w Pырzycach, Stargardzie, Kole, Koninie. Przyczyniają się do długoletniej pracy otworów oraz instalacji geotermalnych (30–50 lat).

Metale odporne na korozję ze stopów o zwiększonej odporności korozyjnej (Banaś i in., 2005, 2006).

Odporność korozyjną stopu metalu podnosi m.in. kilkuprocentowy dodatek chromu (5–10%). Jego zawartość zależy dostosować do mineralizacji wody termalnej. Wśród stali handlowych zadowalającą odporność na korozję ma stal 15H9M. Stosowanie rur ze stali z dodatkiem chromu, chromowo-niklowych z molibdenem jest rozwiązaniem skutecznym, jednak stosunkowo drogim (Banaś i in., 2007, 2011b, 2011c). Stąd też m.in. stosowane są w praktyce raczej rury epoksydowe wzmacniane m.in. włóknem szklanym.

Zarówno rury, jak i inne elementy instalacji oraz armatury w podziemnych i naziemnych systemach geotermalnych powinny być wykonane z materiałów odpornych na korozję.

Metody chemiczne

Do metod chemicznych należą m.in. ochrona inhibitorowa, kwasowanie oraz miękkie kwasowanie.

Ochrona inhibitorowa – inhibitory zapobiegają często zarówno korozji, jak i wytrącaniu osadów wtórnych. W instalacjach geotermalnych najczęściej stosuje się inhibitory adsorpcyjne, czyli wielocząsteczkowe substancje chemiczne posiadające grupy funkcyjne zawierające azot lub fosfor (m. in. aminy, fosforany, estry kwasu fosforowego). Właściwości inhibitujące wykazują także substancje nieorganiczne, np. sole cynku, molibdeniany, krzemiany, azotyny. Inhibitory organiczne są skuteczne do temperatur rzędu 150°C (Banaś i in., 2006).

Stosowanie inhibitorów korozji jest najbardziej efektywne w nowych instalacjach wyposażonych w elementy stalowe lub takich, gdzie nie doszło jeszcze do jej znaczącego rozwoju. Zaleca się, aby dobór inhibitora, stężenie, częstotliwość jego dozowania, uzyskiwane efekty były wykonane i sprawdzone w warunkach laboratoryjnych, przed ich zastosowaniem w konkretnej instalacji.

Ochrona inhibitorowa obejmuje na ogół zarówno otwory produkcyjne jak i chłonne. Inhibitory (wraz z dodatkami) dozowane są często już na dno otworów produkcyjnych poprzez cienkie pomocnicze przewody iniekcyjne. Schemat otworu geotermalnego wyposażonego w przewód do dozowania inhibitorów pokazuje figura 3.5.2.

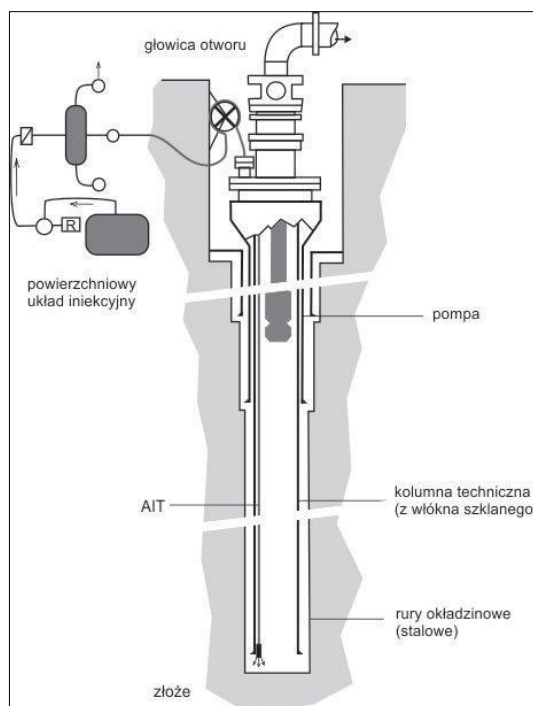


Fig. 3.5.2. Schemat otworu geotermalnego wyposażonego w pomocniczy przewód iniekcyjny (AIT) do zatłaczania inhibitorów (wg Ungemach, 2001)

Miękkie kwasowanie umożliwia usunięcie niektórych produktów korozji, a także (o czym wcześniej była mowa) jest podstawową metodą przeciwdziałania kolmatacji, która jest efektem m.in. skalingu w otworach geotermalnych i w strefach przyotworowych (Ungemach, 2001). Zabieg ten polega na wprowadzaniu (w sposób ciągły lub okresowo) do otworów (zwłaszcza chłonnych) wraz z wodą termalną kwasu (zazwyczaj solnego) w stężeniu, które obniża jej odczyn (nawet do 2–3). Prowadzi do rozpuszczania niektórych produktów korozji transportowanych z wodą, osadzanych na powierzchniach rur i na filtrach, ograniczając tym samym kolmatację i poprawiając produktywność, a zwłaszcza chłonność otworów. Przy zabiegu miękkiego kwasowania ważne jest m.in. odpowiednio długie oddziaływanie kwasu pozwalające na rozpuszczenie osadów nagromadzonych w rurach. Wraz z kwasem dozuje się zazwyczaj inhibitory i inne środki chroniące instalację (Ungemach, 2001, 2004a, 2010a). Zabiegi miękkiego kwasowania są omówione szerzej w rozdziale 3.6.4.

Biocydy są stosowane w celu ograniczania korozji mikrobiologicznej powodowanej przez bakterie SRB (w przypadku, gdy zostaną stwierdzone ich kolonie lub produkty działalności, czyli biofilm, makinawit, siarkowodór, siarka). Powinny być one dobrane na podstawie testów, stosowane okresowo, najczęściej łącznie z inhibitorami korozji i/lub wytrącania (Ungemach, 2010b; Mathiesen i in., 2021).

Filtry powierzchniowe i wgłębne

Zawartość fazy stałej i substancji koloidalnych w wydobywanej i zatłaczanej wodzie termalnej powoduje konieczność stosowania filtrów w celu zapobiegania uszkodzeniom mechanicznym, a także kolmatacji strefy przyodwiertowej i skał zbiornikowych. Filtry powinny być stosowane zarówno w części powierzchniowej (filtry powierzchniowe), jak i wgłębnej obiegu wody termalnej (kolumna filtrowa jako element konstrukcji wgłębnej otworu geotermalnego). W instalacjach powierzchniowych powinny być stosowane przed wymiennikami ciepła (dla ochrony tych urządzeń), najlepiej w pobliżu głowicy otworu wydobywczego (co chroni również przed uszkodzeniami mechanicznymi odcinek

rurociągu przesyłowego na drodze do wymiennika), a także przed pompami zatłaczającymi/głowicą otworu chłonnego, czyli przed wtłaczaniem wody do otworu. Filtry stosowane w obiegu powierzchniowym są przeważnie typu workowo-magnetycznego i/lub świecowego (niekiedy są stosowane oba rodzaje filtrów w różnych miejscach instalacji). Oprócz filtrów, w przypadku dużego piaszczenia otworów należy rozważyć stosowanie hydrocyklonów jako głównych urządzeń separujących cząstki stałe w obiegu powierzchniowym wód termalnych (są one używane np. w niektórych instalacjach eksploatujących wody termalne ze słabo zwięzłych piaskowców Basenu Panońskiego na Węgrzech i Słowacji). Filtry zatrzymują cząstki uwalniane ze skał w wyniku erozji (najczęściej ziarna kwarcu, skaleni, węglanów, minerałów ilastych), a także produkty korozji rur i innych metalowych elementów instalacji (związki żelaza) i substancje wtórnie wytrącone z wody termalnej (np. aragonit, kalcyt, kwarc, minerały ilaste i in.). Filtry wgłębne powinny zatrzymywać również drobne cząstki (o średnicach rzędu 1–5 mikronów), które wytrącają się w otworach chłonnych wskutek korozji orurowania oraz jako produkty wtórnego wytrącania i nie powinny przedostawać się z zatłaczaną wodą do obsypki poza filtrem (jeżeli taka jest), jak również do skał zbiornikowych oraz kolmatować w tych strefach. Doświadczenie wskazuje, że odpowiedni dobór filtrów wgłębnych jest bardzo istotny dla prawidłowej długoletniej ich pracy, możliwości skutecznego czyszczenia (renowacji) oraz utrzymywania chłonności otworów i skał zbiornikowych na satysfakcjonującym poziomie. Filtry wgłębne powinny być wykonane ze stali nierdzewnej o odpowiedniej wytrzymałości mechanicznej dostosowanej do ciśnień panujących na głębokościach rzędu 2–3 km. Zasady doboru filtrów wgłębnych w instalacjach geotermalnych podali m.in. Kapuściński i in. (1997). Rodzaj filtra wgłębego zależy m.in. od rodzaju i uziarnienia skał zbiornikowych. Szczeliny filtrów oraz średnice obsypki powinny być dobrane w ten sposób, żeby zatrzymywały możliwie wszystkie cząstki w zakresie średnic, jakich można oczekiwać w danej instalacji. Sposób ujęcia horyzontu wód termalnych zależy w pierwszej kolejności od rodzaju skał zbiornikowych: porowego lub szczelinowego w utworach słabo zwięzłych lub też zbiornika szczelinowego czy też porowego, ale w skałach litych (zwięzłych). W przypadku utworów szczelinowych można stosować konstrukcje bezfiltrowe lub zabezpieczyć skały zbiornikowe poprzez zapuszczenie kolumny traconej (perforowanej lub sznicowanej na powierzchni, jak m.in. w niektórych otworach na Podhalu, które udostępniają węglanowe skały zbiornikowe). W utworach porowych lub szczelinowych, ale słabo zwięzłych, stosuje się filtry. Dobór filtra zależy od litologii udostępnianej serii skał, głębokości posadowienia filtra, składu fizykochemicznego i warunków oksydacyjno-redukcyjnych wód termalnych i spodziewanych wielkości ich przepływów. Standardem jest poszerzanie otworu w strefie przeznaczonej do zafiltrowania i stosowanie obsypek lub tzw. filtrów "prepack" z podwójną ścianką i obsypką ze szklanych kulek pomiędzy ściankami. Kolejnym istotnym zadaniem jest zatem dobór obsypki o odpowiedniej wielkości ziaren dostosowanych do uziarnienia piaskowców warstwy wodonośnej. Jeśli profil ujmowanej serii wodonośnej składa się ze skał o różnym uziarnieniu, to powinna być zastosowana obsypka o różnej wielkości ziaren (Kapuściński i in., 1997). W przypadku głębokich otworów geotermalnych stosowane są przeważnie filtry szczelinowe typu „Johnson”, które – zgodnie z praktyką i informacjami producenta – można stosować w otworach produkcyjnych i chłonnych. Ich właściwy dobór zależy jednak każdorazowo od informacji pochodzących z opróbowania otworu i obserwacji hydrogeologicznych, granulometrii skał zbiornikowych, obserwacji ich cech litologicznych, tendencji do mobilizacji czy też pęcznienia cząstek stałych, ich wielkości itd. Filtry zainstalowane w strefie złożowej wymagają okresowego sprawdzania ich stanu technicznego (z użyciem metod geofizyki otworowej), odpowiednich zabiegów czyszczących i stymulujących (mechanicznych, chemicznych), okresowego płukania, także przy dużej depresji i z użyciem gazodźwigu (wykluczając „air lift”, czyli stosowanie powietrza i wprowadzanie tlenu!), kwasowania lub np. miękkiego kwasowania, zwłaszcza jeśli występują zjawiska korozji, wytrącania wtórnych substancji mineralnych, co powoduje, że ich produkty mogą kolmatować filtry i obsypki. W przypadku kolektorów porowych nie zaleca się stosowania bezfiltrowych otworów zatłaczających, co wynika m.in.

z doświadczeń niektórych instalacji eksploatujących wody termalne z piaskowców (Parecki, Biernat, 2007).

W podsumowaniu niniejszego rozdziału trzeba podkreślić, że w zakresie metod ograniczania kolmatacji i korozji w systemach geotermalnych bardzo ważne jest korzystanie ze sprawdzonych metod stosowanych w innych krajach, a także z udanych własnych doświadczeń. Przykłady dotyczące instalacji eksploatujących wody o podobnych jak w Polsce temperaturach, a czasem i warunkach złożowych, podają niektóre pozycje literatury. Z najnowszych opracowań warto zapoznać się (podobnie jak w przypadku zagadnień dotyczących skalingu) z raportem Best practice for geothermal plants to minimize scaling and corrosion (Mathiesen i in., 2021).

3.5.5. Opomiarowanie instalacji geotermalnej

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Kluczową rolę w działaniu instalacji geotermalnych odgrywa układ głównych wymienników ciepła, który umożliwia przekazanie energii z wody termalnej do wody obiegu ciepłowniczego. Wymienniki te oddzielają część geotermalną od części przesyłowej, zapewniając efektywną i bezpieczną wymianę energii. Niezwykle ważnym aspektem prawidłowej pracy instalacji jest jej opomiarowanie – pozwala ono nie tylko kontrolować ilość przekazywanego ciepła, ale także monitorować i analizować parametry techniczne systemu w czasie rzeczywistym. Precyzyjny pomiar przepływu, temperatury oraz obliczanie mocy i ilości energii cieplnej umożliwiają ocenę efektywności pracy instalacji i wspierają jej optymalizację.

W skład instalacji geotermalnej wchodzi m.in. układ głównych wymienników ciepła: woda termalna / woda obiegu ciepłowniczego (fig. 3.5.3). Zazwyczaj takich wymienników jest więcej niż jeden. Hydraulicznie wymiennik/wymienniki odcinają część geotermalną (oznaczoną jako A na fig. 3.5.3) od części ciepłowniczej (oznaczonej jako B na fig. 3.5.3). Pośredniczą one w wymianie energii między wodą termalną i wodą obiegu ciepłowniczego.

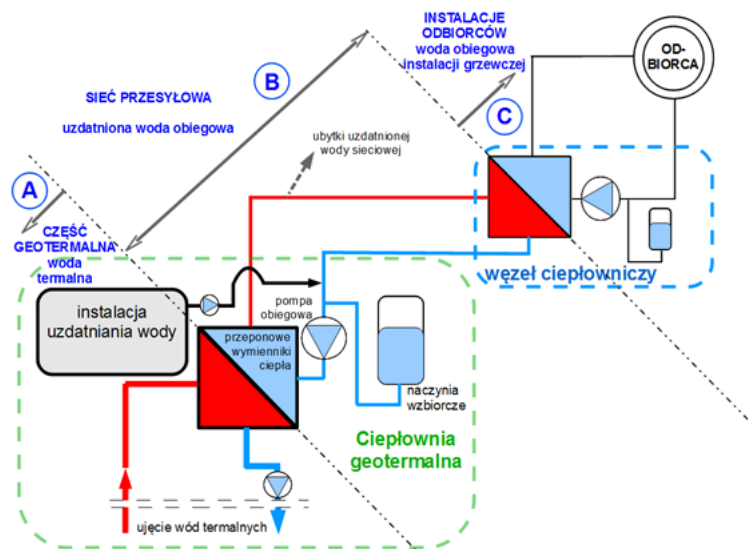


Fig. 3.5.3. Schemat geotermalnego systemu ciepłowniczego z zaznaczonymi częściami (strefami): A - źródła, B - sieci przesyłowej i C - instalacji odbiorcy (opracowanie własne)

W polskich instalacjach geotermalnych stosowanie wymienników, które pośredniczą w wymianie energii jest regułą. Jeżeli woda termalna nie wykazuje działania korozyjnego to jest dopuszczalne pominięcie układu wymienników. Jest to korzystne z punktu widzenia energetycznego, jednak może nieść ze sobą różnorodne problemy. Pominięcie układu wymienników głównych, mając na uwadze np. aspekty związane z korozją i infiltracją powietrza atmosferycznego do wody, jest możliwe praktycznie jedynie w przypadku braku zatłaczania schłodzonej wody do złoża.

Pomiar ilości ciepła odebranego od strumienia wody termalnej jest realizowany na wodzie obiegu ciepłowniczego za pomocą ciepłomierza (fig. 3.5.4), w skład którego wchodzi jako podstawowe elementy m.in. przepływomierz (pomiar ilości wody w określonym przedziale czasu daje wartość strumienia przepływu), czujniki temperatury oraz procesor (układ elektroniczny). Przepływomierz mierzy przepływ wody i wyraża go zazwyczaj w m^3 lub litrach. Czujniki temperatury mierzą temperaturę wyrażoną w $^{\circ}\text{C}$ lub K. Procesor ma za zadanie odpowiednie zebranie i przeliczenie parametrów na ilość ciepła przekazanego w danym przedziale czasu, co umożliwi ocenę energii i mocy chwilowej. Zaletą ciepłomierzy jest możliwość monitorowania i archiwizacji, a w razie potrzeby także transmisji informacji o ilości pobieranej energii i mocy w czasie rzeczywistym. Oceny ilości ciepła przekazanego przez wodę można dokonać mnożąc ilość wody przepływającej przez urządzenie, różnicę temperatury i jej ciepło właściwe (które zależy od temperatury, ciśnienia oraz mineralizacji). Jeżeli mamy do czynienia z wodą obiegu ciepłowniczego to można założyć, że jest to woda zdemineralizowana, jej ciśnienie odpowiada ciśnieniu robocznemu panującemu w danej strefie instalacji. Na figurze 3.5.5 przedstawiono zmienność wartości objętościowego ciepła właściwego destylowanej wody w funkcji temperatur dla ciśnienia dopuszczalnego dla instalacji niskociśnieniowych, tj. 6 bar. Z danych przedstawionych na tej figurze wynika nieznaczna zależność wartości objętościowego ciepła właściwego wody od temperatury. Znając zakres temperaturowej pracy ciepłomierza można dość precyzyjnie określić średnią wartość ciepła właściwego wody w węższym zakresie temperatury i używać jej do stosownych obliczeń. Wykorzystanie wartości precyzyjnych, zależnych od temperatury również nie przysparza problemów układowi automatyki, zintegrowanemu z ciepłomierzem (warto zauważyć, że zależność ma praktycznie kształt linii prostej). Ciepłomierze podlegają okresowej

certyfikacji (kalibracji) lub wymianie na nowe urządzenia z aktualnym certyfikatem. W praktyce powszechnie stosowana jest druga z wymienionych opcji, ze względu na wysokie koszty certyfikacji.



Fig. 3.5.4. Przykładowy licznik ciepła (energii) firmy Apator (APATOR) (źródło: <https://www.apator.com/nasze-rozwiazania/woda-i-cieplo/ceplomierze-i-przetworniki-przeplywu/ceplomierze-kompaktowe-i-hybrydowe/invonic-dn15-100>)

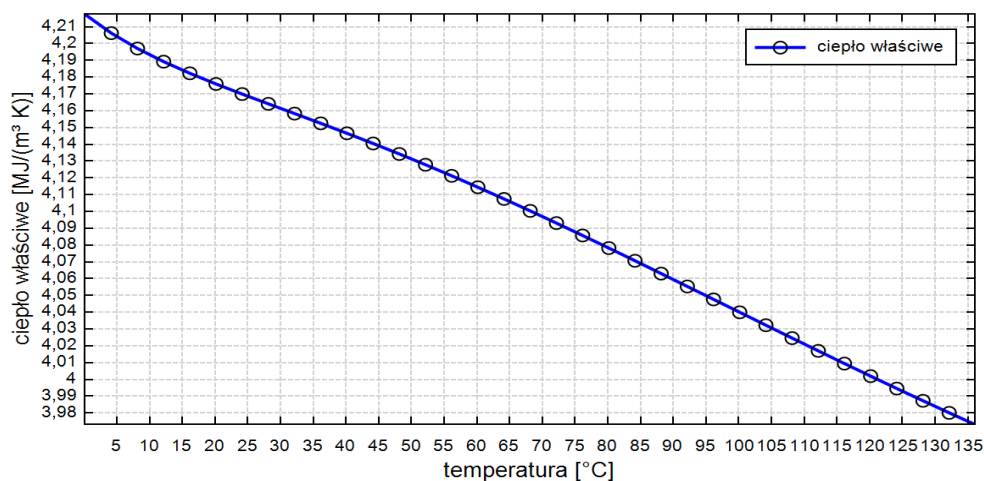


Fig. 3.5.5. Objętościowe ciepło właściwe wody dla ciśnienia 6 bar, w zakresie temperatury od 0 do 135°C (źródło: opracowanie własne przy wykorzystaniu biblioteki CoolProp w środowisku SMATHStudio)

Zależność do określenia ilości ciepła przekazanego przez strumień wody ma postać:

$$Q = V \cdot c_p \cdot \Delta T$$

gdzie:

Q – ilość ciepła przekazana w przedziale czasu [J],

V – objętość przepływającej przez ciepłomierz wody w przedziale czasu [m³],

c_p – ciepło właściwe wody [J/(m³ K)],

ΔT – różnica temperatur między temperaturą na wejściu i wyjściu z odbiornika ciepła [K].

Podzielenie ilości odzyskanego ciepła przez przedział czasu, w którym określamy efekt pozwala obliczyć moc chwilową P [W].

Oszacowanie mocy cieplnej i ciepła możliwych do pozyskania z wody termalnej – podstawowe obliczenia

Moc cieplną oraz ilość ciepła możliwe do pozyskania z wody termalnej dla konkretnych wartości jej wydajności i temperatur oblicza się m.in. za pomocą powszechnie znanych formuł fizycznych na moc i ilość ciepła. Wprowadziła je m.in. Międzynarodowa Asocjacja Geotermalna (IGA), która korzysta z nich m.in. dla potrzeb statystyk krajowych i międzynarodowych, które są regularnie opracowywane, a następnie przedstawiane m.in. podczas Światowych Kongresów Geotermalnych. Te formuły są przydatne i stosowane także przez niektórych polskich autorów. Posłużono się nimi, lub ich różnymi wersjami, dla potrzeb m.in. atlasów geotermalnych różnych rejonów Polski (np. Górecki red., 2006a, b), mogą być używane także w szerszej praktyce. Niektóre z nich podano poniżej.

Parametry wejściowe do obliczeń – parametry wody termalnej wydobywanej z otworu:

- Q_{max} – wydajność / natężenie wody termalnej wydobywanej z otworu [kg/s];
- Q_{sr} – średnia wydajność / natężenie wody termalnej wydobywanej z otworu [kg/s];
- Temperatury wody termalnej:
 - T_1 – temperatura na wypływie z otworu lub na wejściu do wymiennika ciepła [°C] lub [K],
 - T_2 – temperatura na wyjściu z wymiennika ciepła [°C] lub [K],
 - $T_1 - T_2 = \Delta T$ – zakres temperatur, w jakim odbierane jest ciepło z wody termalnej (tzw. delta T);
- c_w – ciepło właściwe wody w stanie ciekłym [J/kgK], (4184 J/kgK);
- P – moc cieplna [W];
- C – ilość ciepła możliwa do pozyskania z wody termalnej w ciągu roku [TJ/rok].

Obliczenie mocy cieplnej:

$$P = Q_{max} \times (T_1 - T_2) \times c_w, \text{ [W]} \text{ lub } P = Q_{max} \times \Delta T \times c_w \text{ [W]} \text{ (MW} = 10^6 \text{ W)}$$

Obliczenie ilości ciepła możliwej do pozyskania z wody termalnej w ciągu roku:

$$C = Q_{sr} \times (T_1 - T_2) \times 0,1319, \text{ [TJ/rok]} \text{ lub } C = Q_{sr} \times \Delta T \times 0,1319 \text{ [TJ/rok]} \text{ (TJ} = 10^{12} \text{ J)}$$

Wartość mocy cieplnej i ilości ciepła możliwych do pozyskania z wody termalnej zależy od jej wydajności (w obliczeniach stosuje się jej maksymalną wartość, średnią lub chwilową), a także od różnicy temperatur – schłodzenia (ΔT) – im większa wydajność i schłodzenie, tym większa będzie moc i ilość pozyskanego ciepła (w przypadku ilości ciepła ważny jest też czas pracy otworu, z którego wydobywana jest woda termalna).

3.6. Odprowadzanie wykorzystanych wód termalnych do środowiska

3.6.1. Oddziaływanie odprowadzania wykorzystanych wód termalnych na środowisko

Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer, Karol Pierzchała, Beata Kępińska

Zarządzanie schłodzonymi, odpadowymi wodami termalnymi stanowi istotny element procesu gospodarki złożem (Bundschuh, Tomaszewska, red., 2017). Stosowanych jest szereg metod utylizacji wody, wśród których należy wyróżnić najczęściej stosowane (Tomaszewska, Szczepański, 2014):

- wtlaczanie schłodzonych wód do górotworu
- odprowadzanie do kanalizacji lub cieków powierzchniowych (bezpośrednie lub pośrednie – po wcześniejszym schłodzeniu i uzdatnieniu);
- wykorzystanie jako wody przeznaczonej do spożycia oraz na cele gospodarcze i nawadniania upraw (bezpośrednie lub pośrednie, po wcześniejszym uzdatnieniu/odsoleniu).

Zmienność zmineralizowania wód termalnych występujących w Polsce jest bardzo duża. W efekcie czynnik ten determinuje też sposób utylizacji wykorzystanych wód. Wysoko- i średniozmineralizowane solanki wydobywane w celach ciepłowniczych, generalnie są eksploatowane w układzie zamkniętym. Wykorzystane wody są wtlaczane z powrotem do formacji geologicznych. Ten system stanowi najlepszy pod względem hydrogeologicznym, hydrodynamicznym i ekologicznym sposób ich utylizacji. Wiąże się jednakże czasami z problemami natury technicznej. Obecnie tylko w zakładach balneologicznych i leczniczych (poza Ustroniem), solanki po rozcieńczeniu i wykorzystaniu są odprowadzane do cieków powierzchniowych lub kanalizacji, jednakże wielkość jednostkowego wydobycia tych wód jest niewielka, maksymalnie kilka m³/h.

W przypadku instalacji geotermalnych opartych na wodach słonawych i słodkich, częściej stosowany jest system otwarty (wody są odprowadzane do cieków powierzchniowych lub kanalizacji) lub mieszany (tylko część wód wraca do złoża za pomocą otworów chłonnych, druga część jest zrzucana do rzek). Ta kwestia budzi niejednokrotnie wątpliwości związane z inżynierią złożową, dotyczące żywotności systemu czy zapewnienia odpowiednich parametrów dla długotrwałej eksploatacji, ale również środowiskowe, wynikające z potencjalnego negatywnego wpływu wykorzystanych wód termalnych na jakość odbiorników, tj. cieków i zbiorników powierzchniowych (Tomaszewska, Szczepański, 2014). Przed wskazaną metodą utylizacji należy przeprowadzić analizę możliwości długotrwałej i bezpiecznej eksploatacji zasobów, opartą na modelowaniu matematycznym i hydrogeologicznym.

Deficyt wód zwykłych w wielu regionach świata sprawia, że odsalanie i wykorzystanie wód termalnych coraz częściej postrzegane jest jako korzystny sposób zabezpieczenia wysokiej jakości wody przeznaczonej do spożycia (Tomaszewska, 2013, 2014, 2015, 2018a), nawadniania upraw (Bundschuh i in., 2017), a jednocześnie ograniczenia negatywnego oddziaływania wynikającego ze zrzutu tych wód do cieków powierzchniowych. Zagadnienie to szerzej omówione zostało w pracach Tomaszewskiej, red. i in., (2018), Tomaszewskiej i in. (2018b).

3.6.2. Wtłaczanie wykorzystanych wód termalnych do górotworu

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Wtłaczanie wód z powrotem do złoża jest uważane za najkorzystniejszy sposób ich utylizacji, zarówno z punktu widzenia ochrony dla środowiska, jak i efektywnego funkcjonowania systemu geotermalnego, zapewniając utrzymanie ciśnienia złożowego oraz odnawialność zasobów energii w długim horyzoncie czasowym. Przysparza jednak często problemów natury technicznej i wiąże się z dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi, gdyż wymaga wykonania otworu lub kilku otworów chłonnych.

Eksploatacja energii geotermalnej, w przypadku jej zasobów zakumulowanych w wodzie, polega na wydobyciu wody ze złoża i skierowaniu jej do instalacji na powierzchni – zwykle do wymienników ciepła, w których przekazuje ona energię cieplną do wody obiegu technologicznego, a za jej pośrednictwem do obiorcy końcowego (Pająk, 2011). Proces odbioru zawartej w wodzie energii powoduje ochłodzenie tego medium.

Doświadczenia wielu instalacji krajowych i zagranicznych wskazują, że możliwości otworów produkcyjnych są nierzadko znacząco wyższe od możliwości otworów chłonnych. Powoduje to, zwłaszcza w przypadku piaskowców, jako skał zbiornikowych i wydobywania wody o podwyższonej mineralizacji, że jest konieczne wykonanie co najmniej 2 otworów chłonnych na 1 otwór produkcyjny. Wynika to m.in. z pogorszenia właściwości filtracyjnych skał zbiornikowych, jak również z wyższego ciśnienia panującego w obrębie głębokich struktur geotermalnych (Biernat i in., 2009; Wolfgramm, Raupach, 2010; Tomaszewska, Pająk, 2012; Tomaszewska i in., 2013).

Od właściwości fizykochemicznych płynów złożowych (w tym ich temperatury i zgazowania) oraz ciśnienia złożowego zależą wartości parametrów bezpośrednio wpływających na warunki eksploatacji energii geotermalnej, m.in. lepkość, gęstość, ciepło właściwe, rozpuszczalność substancji (stałych i gazów) w wodzie. Obok parametrów opisujących płyn złożowy na warunki eksploatacji energii geotermalnej mają wpływ również inne parametry. Wiąże się je z otworem wydobywczym (procesem wydobywania wody), rurociągami przesyłowymi, instalacją powierzchniową (procesem pozyskania energii), otworem chłonnym (procesem zatłaczania schłodzonych wód).

Podczas pozyskiwania energii geotermalnej (odzysku energii w systemie wymienników ciepła) ulega zmianie stan termodynamiczny eksploatowanej wody. Zmianom ulega też ciśnienie płynu złożowego, którego wartość zmienia się w kolejnych etapach wydobywania. Jest to uzależnione od warunków złożowych i sposobu wydobywania, warunków artezyjskich bądź subartezyjskich, stosowania pomp eksploatacyjnych, ciśnienia utrzymywanego w obrębie instalacji powierzchniowej, jak również konieczności zapewnienia odpowiedniego nadciśnienia (z wykorzystaniem pomp zatłaczających) do pokonania oporów przepływu oraz ciśnienia hydrostatycznego w otworze chłonnym, aby wtłoczyć schłodzoną wodę z powrotem do jej podziemnego zbiornika (fig. 3.6.1).

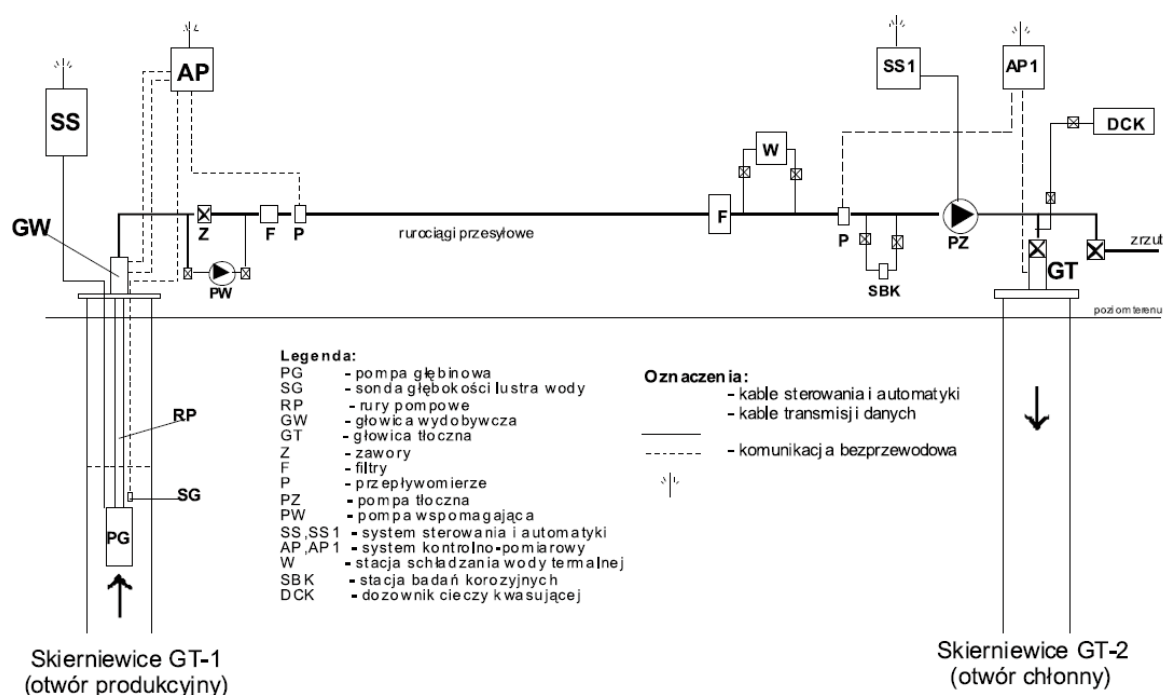


Fig. 3.6.1. Przykładowy schemat systemu geotermalnego z otworem wydobywczym i chłonnym (Bielec i in., 2011)

Otwory produkcyjne i chłonne współpracują bezpośrednio ze złożem wody. Warunki złożowe mają zasadniczy wpływ na warunki wydobywania energii geotermalnej i zdolność złoża (zbiornika) do „przyjęcia” z powrotem schłodzonej wody. Eksploatacja wody powoduje spadek ciśnienia złożowego w strefie otworu produkcyjnego, natomiast jego wzrost w strefie otworu chłonnego. Maksymalny spadek ciśnienia poniżej naturalnego ciśnienia złożowego (ciśnienia piezometrycznego) w strefie otworu produkcyjnego jest nazywany depresją, a maksymalny wzrost ciśnienia powyżej ciśnienia piezometrycznego w strefie otworu chłonnego jest określany jako represja.

Zatłaczanie płynów geotermalnych ochłodzonych wskutek pozyskiwania energii w instalacji powierzchniowej wymaga pokonania oporów, na które składają się:

- opory przepływu przez otwór chłonny;
- opory związane z zatłoczeniem płynu do warstwy wodonośnej;
- opory wywołane przez filtr i strefę przyotworową bezpośrednio sąsiadującą z filtrem (tzw. zeskok hydrauliczny lub efekt przysięny; ang. *skin effect*).

Istotne znaczenie odgrywają zatem czynniki fizyczne powiązane z technicznymi, takimi jak techniczna konstrukcja otworu chłonnego, w tym średnice zarówno rur okładzinowych, jak i strefy czynnej, w której płyn złożowy jest bezpośrednio wprowadzany do zbiornika. Strefa czynna może być niezafiltrowana (otwarta, „bosa”) lub zafiltrowana, dlatego dobór rozwiązania konstrukcyjnego odpowiedniego dla warunków złożowych ma w tej kwestii kluczowe znaczenie. Przepustowość strefy filtrowej wyraża bezpośrednio ilość wody, która przy dopuszczalnej prędkości dopływu może przepłynąć przez filtr w jednostce czasu. Przepustowość jednostkowa filtra to przepustowość w odcinku o długości 1 m, a przepustowość właściwa odpowiada powierzchni 1 m².

Produktywność i chłonność skał zbiornikowych wód termalnych (podobnie jak innych wód podziemnych) jest uzależniona od składu mineralogiczno-petrograficznego i od cech teksturalno-

strukturalnych tych skał, w tym: składu ziarnowego i granulometrycznego, ilości i wielkości porów międzyziarnowych, szczelin i mikroszczelin. Zależą od nich porowatość i przepuszczalność – podstawowe cechy hydrogeologiczne skał.

W grupie skał osadowych zbiornikami wód termalnych są najczęściej skały węglanowe (wapień, czasem dolomity) oraz skały detrytyczne, głównie piaskowce (w przypadku Niżu Polskiego często przeławiczeniami i domieszkami iłowców oraz mułowców, tworząc heterolity). W przypadku skał węglanowych ich cechy strukturalno-teksturalne i hydrogeologiczne są na ogół bardziej korzystne dla wydobywania wód termalnych (wydobywania i zatłaczania), usuwania problemów związanych z eksploatacją, w tym m.in. zabiegów stymulacji,

Piaskowce stanowią dużą grupę skał detrytycznych o zróżnicowanych składach mineralogiczno-petrograficznych (zarówno ziaren, jak i spoiwa), zróżnicowanych wielkościach ziaren i porów międzyziarnowych, różnorodnych typach, sposobie wykształcenia i ilości spoiwa (cementu), co rzutuje m.in. na wielkość porów, ich liczbę i stopień połączeń. Już to zróżnicowanie samych piaskowców jako skał zbiornikowych skutkuje ich zróżnicowanymi warunkami filtracji płynów złożowych, a także związanych z tym procesów fizycznych i fizykochemicznych (w kontekście tej pracy zwłaszcza wytrącania wtórnych substancji i kolmatacji skał zbiornikowych, podatności na stymulację za pomocą metod mechanicznych czy też chemicznych i odpowiedniego doboru takich metod).

Zasadnicze znaczenie dla warunków przepływu, wydobywania i zatłaczania wód ma porowatość aktywna (określana również jako porowatość efektywna, miarodajna, czynna, kinematyczna) odnosząca się do porów w skale wzajemnie skomunikowanych i biorących udział w filtracji (Dowgiałło i in., red., 2002). Ma ona bezpośredni wpływ na wartość współczynnika filtracji (określanego inaczej jako współczynnik wodoprzepuszczalności) – parametru wyrażającego przepuszczalność ośrodka izotropowego dla płynu złożowego, a zatem prędkość filtracji przy spadku hydraulicznym równym jedności. W ośrodkach anizotropowych jego odpowiednikiem jest współczynnik przepuszczalności. Przepuszczalność hydrauliczna skał wyraża zdolność utworów skalnych do przewodzenia płynu złożowego. Współczynnik przepuszczalności jest określany w jednostce darcy lub milidarcy (D, mD) (Dowgiałło i in., red., 2002). W sposób fizyczny wyraża on objętość płynu złożowego o jednostkowej lepkości dynamicznej, który w jednostce czasu, pod wpływem jednostkowego gradientu potencjału ciśnienia przepływa przez jednostkowy przekrój prostopadły do kierunku przepływu.

Aby możliwe było faktyczne określenie właściwości filtracyjnych ośrodka skalnego, niezbędna jest znajomość miąższości geotermalnej struktury wodonośnej (warstwy, zbiornika), czyli odległości w pionie pomiędzy jej spągiem i stropem (mierzonej prostopadle do nich), w obrębie której odbywa się filtracja płynu złożowego, dopływ do ujęcia (otworu produkcyjnego) lub zatłaczanie schłodzonej wody (poprzez otwór chłonny).

Podczas wydobywania i zatłaczania wód termalnych istotne jest uzyskanie i utrzymanie wystarczająco dużych wielkości ich przepływu. Wymaga to zbiornika o wystarczającym zasięgu przestrzennym, a także o wystarczających wielkościach parametrów zbiornikowych. W tym względzie przyjęto (Rockel i in., 1997) następujące minimalne wartości parametrów skał zbiornikowych:

- współczynnik porowatości efektywnej – co najmniej 20%;
- miąższość warstwy wodonośnej – co najmniej 20 m;
- współczynnik przepuszczalności – co najmniej 500 mD (100 mD dla zbiorników szczelinowych).

Szczególnie istotne jest udostępnienie skał o jak najwyższych wartościach podanych parametrów (lub ich wzajemnych kombinacji) dla efektywnego zatłaczania schłodzonych wód do górotworu. Właśnie dlatego zalecane jest wykonanie profilowania eksploatacyjnego, szerokiego zestawu badań geofizycznych i zakresu rdzeniowania. Zatłaczanie wód termalnych do węglanowych skał zbiornikowych typu szczelinowego dostarcza zwykle mniej problemów technicznych w stosunku do skał piaskowcowych typu porowego i porowo-szczelinowego, co wynika m.in. z wykształcenia mineralogiczno-petrograficznego tych skał oraz znacznej na ogół efektywności stosowania zabiegów stymulacyjnych.

Po wyborze interwału zbiornikowego spełniającego odpowiednie kryteria ważne jest, aby kryteria te były utrzymane na etapie wydobywania wód poprzez m.in. właściwe wyposażenie otworu, udostępnienie serii złożowej do wydobywania, w tym poprzez odpowiednią konstrukcję otworu, w szczególności strefy filtrowej. Zależą od tego prędkości i opory przepływu, opory tarcia podczas przepływu przez rury, filtry i obsypkę, a w sytuacji kolmatacji otworów i stref przyotworowych – możliwość minimalizacji skutków tych zjawisk i skutecznej naprawy uszkodzeń.

Do czynników wpływających na proces wydobywania i zatłaczania wód termalnych należą:

- porowatość i przepuszczalność skał zbiornikowych;
- właściwości fizykochemiczne wody termalnej;
- zawartość fazy stałej w zatłaczanej wodzie;
- zawartość gazów i bakterii w zatłaczanej wodzie;
- litologia skał zbiornikowych i zawartość w nich minerałów ilastych.

Produktywność lub chłonność zależy również od stanu otworów, głównie rur okładzinowych i eksploatacyjnych oraz od stanu filtrów.

Zmniejszanie przepuszczalności skał strefy przyodwiertowej może następować już podczas prac wiertniczych (przewiercania poziomu wodonośnego, rurowania otworu, cementowania, opróbowania, udostępniania poziomu wodonośnego), kiedy np. filtrat z płuczki lub zaczyn cementowy mogą przenikać w pory i szczeliny skał zbiornikowych. Ograniczenie chłonności odwiertów, które powoduje problemy towarzyszące wydobywaniu wody termalnej, narasta często podczas wydobywania systemu geotermalnego. Może to być związane z oddziaływaniem fazy stałej – cząstek zawieszonych i koloidów obecnych w eksploatowanej wodzie. Są to cząstki pochodzenia zewnętrznego, wprowadzone do formacji skalnej wraz z zatłaczaną wodą, jak również cząstki pochodzenia wewnętrznego, z formacji skalnej lub powstające w jej obrębie. Należą do nich (Wright, Chilingarian, 1989; Fytikas, Ungemach, 2010; fig. 3.6.2):

- okruchy skał zbiornikowych (ziarna, fragmenty spoiwa luźno scementowane ze ściankami kanałów porowych wynoszone wraz z wodą i zatłaczane do złoża);
- produkty korozji orurowania otworów i innych stalowych elementów instalacji;
- związki wtórnie wytrącone z wody termalnej;
- bakterie i produkty oddziaływania bakteryjnego;
- związki chemiczne, czy też dodatki do płuczek wprowadzone w procesach technologicznych.

Cząstki stałe mogą migrować wraz z wodą i wnikać w głąb skał. W procesie tym mają znaczenie parametry tych cząstek i porów, przez które odbywa się migracja, ich wielkość, kształt, liczba, krętość, nieregularność kształtów samych cząstek, a także mechanizmy różnej natury (hydrodynamiczne,

retencyjne, grawitacyjne) biorące udział w przenoszeniu, wytrącaniu, sedymentacji, przywieraniu i uwalnianiu cząstek.

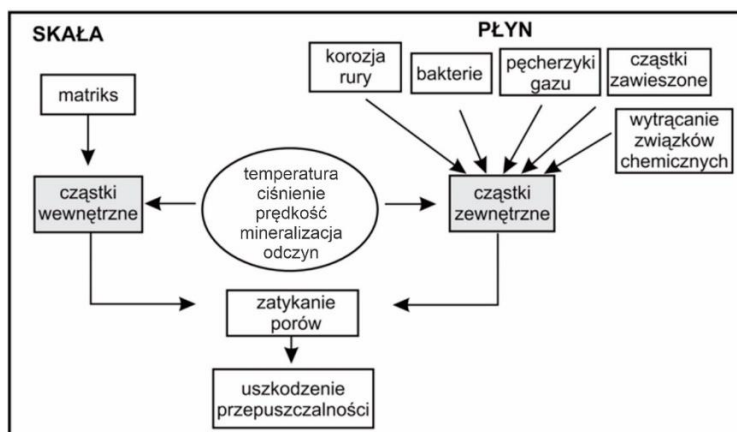


Fig. 3.6.2. Uszkodzenia przepuszczalności skał zbiornikowych wywołane przez cząstki stałe (na podstawie: Fytikas, Ungemach, 2010)

Podstawy hydrodynamiczne zatłaczania wód termalnych, w tym stosowne wzory i zasady dokonywania obliczeń prognostycznych można znaleźć m.in. w *Poradniku metodycznym* autorstwa Kapuścińskiego i in. (1997), niektórych innych publikacjach, m.in. w pewnym zakresie także w pracy Kępińskiej i Bujakowskiego (2011). Uwzględniają one m.in.:

- opory przepływu w otworze;
- ciśnienie zatłaczania;
- moc pomp zatłaczających;
- indeks chłonności;
- wpływ zmian właściwości zatłaczanych płynów na ciśnienie represji;
- wpływ wymiany ciepła między zasoloną wodą i ośrodkiem geologicznym na warunki zatłaczania.

3.6.3. Problemy związane z włączaniem wód termalnych do górotworu

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Wydobywaniu wody termalnej mogą towarzyszyć spadki przepuszczalności stref przyodwiertowych i skał zbiornikowych, co pociąga za sobą spadek ich produktywności, a zwłaszcza chłonności. Powodują je głównie efekty i produkty skalingu, a także korozji.

Skaling jest skutkiem zmian stanu termodynamicznego wód termalnych, ich temperatur (głównie spadków), właściwości fizykochemicznych, odgazowania. Dochodzi do tego możliwość wymywania cząstek stałych ze skał zbiornikowych (np. fragmentów minerałów ilastych, ziaren detrytycznych – kwarcu, in.), a następnie ich transportowania wraz z eksploatowaną wodą i osadzania w innych miejscach.

Korozja rur oraz innych stalowych elementów instalacji zachodzi pod wpływem oddziaływania niektórych jonów rozpuszczonych w wodach termalnych, zawartych w nich lub wprowadzonych

z zewnątrz gazów, a także wskutek aktywności bakterii (głównie siarkowych). Korozję wywołują różne mechanizmy (podobnie jak jest to w innych dziedzinach przemysłu).

Produkty skalingu i korozji osadzają się na powierzchniach wglębnych i naziemnych instalacji geotermalnych, m.in. rur, filtrów, pomp, wymienników ciepła, innych. Są też transportowane wraz z wodą termalną, wnikają wraz z nią do skał zbiornikowych lub są w nich deponowane. Może to prowadzić do kolmatacji niektórych elementów instalacji oraz skał zbiornikowych, powodując w efekcie spadki przepuszczalności stref przyotworowych, a przez to pogorszenie warunków eksploatacji wód, uszkodzenia otworów i formacji zbiornikowych. Szczególnie istotne są spadki chłonności, tym bardziej, że potencjał eksploatacyjny i energetyczny instalacji geotermalnych zależy głównie od możliwości zatłoczenia wydobytych wód. Korozja może prowadzić do zmniejszania grubości ścianek rur i innych instalacji, aż do utraty ich szczelności, skaling natomiast powodować zawężanie ich średnic, zatykać filtry, a także pory i przestrzenie w skałach zbiornikowych. Efektem może być lub też jest utrudniony przepływ wody, co więcej – żeby utrzymać go na wymaganym poziomie potrzebne jest wtedy m.in. większe zużycie energii elektrycznej do napędu pomp wglębnych czy też obiegowych. Produkty skalingu i korozji mogą też powodować uszkodzenia mechaniczne instalacji.

Zapobieganie lub ograniczanie podanych zjawisk wymaga odpowiednich metod prowadzenia eksploatacji, technologii, właściwego doboru wyposażenia otworów, materiałów, itp. Powinny one być uwzględniane już na etapie projektowania instalacji.

Skaling i korozja mogą dotyczyć wszystkich rodzajów zbiorników wód termalnych, a także instalacji, które mają kontakt z wodami termalnymi. Są wśród nich zbiorniki w skałach magmowych, a także zbiorniki w skałach osadowych – w tym w skałach węglanowych (wapieniach, dolomitach) i w skałach detrytycznych (piaskowcach).

Korozja rozwija się zwłaszcza w sytuacji, kiedy eksploatowane wody zawierają jony chlorkowe, jony siarczanowe, a także gazy (w tym dwutlenek węgla, siarkowodór, wprowadzony z zewnątrz tlen). Wyższa mineralizacja wód wzmaga na ogół intensywność jej procesów. Korozja łatwiej zachodzi w przypadkach, kiedy rury, inne instalacje i armatura wykonane są z materiałów (stali) nieodpornych na jej procesy.

Wymienione zjawiska występują także z różną intensywnością w instalacjach geotermalnych w Polsce. Podobnie może być w przypadku niektórych następnych, które są w budowie lub projektowaniu zwłaszcza, jeśli będą one eksploatować wody o wyższej mineralizacji lub tzw. „wody agresywne” zawierające znaczące ilości gazów. Stąd też bardzo istotna jest odpowiednia znajomość natury podanych zjawisk, sposobów ich eliminowania czy też ograniczania.

Tematyka dotycząca skalingu, korozji i sposobów ich ograniczania jest obszerna. Wiąże się ściśle z zagadnieniami zrównoważonej eksploatacji wód termalnych. Jest od dekad rozwijana w ośrodkach zagranicznych (np. Ungemach, 2001, 2004b, 2010a, 2010b; Gunnlaugsson 2004; Seib, Wolfgramm, 2008). Wśród dotychczasowych całościowych opracowań w języku polskim są m.in. prace Kępińskiej (2001a, b, 2006a, b); rozdziały w atlasach geotermalnych poszczególnych rejonów Polski (m.in. Górecki, red., 2006a, b, 2012) oraz inne (m.in. Tomaszewska, 2008; Kiełczawa, 2023; Kępińska, Tomaszewska, 2023), a także książka pt. *Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych* (Kępińska, Bujakowski, red., 2011). Problematyka korozji w instalacjach geotermalnych w Polsce była przedmiotem wielu prac Banasia i in. (np. 2005, 2006, 2007, 2011a, b, c), na które są powołania w dalszej części tego podrozdziału.

Warto ponadto wrócić do materiałów szczegółowych opracowanych przez wiodących specjalistów międzynarodowych pod kątem warunków geotermalnych w Polsce, jakie zostały zawarte w obszernych *Materiałach konferencyjnych Międzynarodowych Dni Geotermalnych Polska 2004* (Kępińska, Popovski, red., 2004). Przydatne będzie także zwrócenie uwagi na szczegółową literaturę podawaną w przywołanych publikacjach, raporty i materiały opracowane w ramach projektów międzynarodowych i krajowych, strony i portale internetowe (np. IGA, EGEC), na których dostępnych jest wiele materiałów z konferencji i webinarium dotyczących zagadnień skalingu i korozji w geotermii. Z uwagi na mnogość takich opracowań, tym bardziej godny polecenia spośród najnowszych opracowań zagranicznych jest raport *Best practice for geothermal plants to minimize scaling and corrosion* (Mathiesen i in., 2021) zawierający m.in. przegląd zjawisk skalingu i korozji w wybranych instalacjach geotermalnych w Europie i metody ich ograniczania – opracowanie w wersji elektronicznej bardzo przydatne dla warunków polskich.

Stan termodynamiczny wód termalnych

Wytrącanie minerałów z wód termalnych, ich rozpuszczanie czy też pozostawanie w równowadze z tymi wodami zależą od stanu termodynamicznego wód. Jest on kształtowany przez właściwości fizykochemiczne wód, w tym temperaturę, kinetykę reakcji chemicznych uzależnioną od litologii skał występujących z strukturze geologicznej na drodze filtracji do otworu produkcyjnego, (Browne, 1984; Reed, Spycher, 1984).

Podstawowym parametrem określającym stan termodynamiczny układu woda–skała jest wskaźnik nasycenia roztworu SI (ang. *Saturation Index*). Jest to miara stanu nasycenia roztworu względem poszczególnych minerałów pozostających w kontakcie z wodą w funkcji temperatury (Dowgiało i in., red., 2002). Jest określany na podstawie wartości aktywności rozpuszczonych w wodzie (roztworze) form pierwiastków (specjacji): jonów prostych, par jonowych i związków kompleksowych. Ogólna formuła obliczeń dla badanego minerału jest zapisywana następująco:

$$SI = \log (Q/K)_k = \log Q_k - \log K_k$$

gdzie:

SI – wskaźnik nasycenia roztworu w badany minerał (określony przez indeks k),

Q – iloczyn jonowy rzeczywistych stężeń składników wody mogących wchodzić z danym minerałem k w reakcję rozpuszczania/wytrącania,

K – stała równowagi wynikająca z prawa działania mas i/lub iloczynu rozpuszczalności dla danych warunków temperaturowych, w jakich przebiega reakcja między minerałem k i roztworem wodnym.

W warunkach równowagi termodynamicznej między minerałem i roztworem wodnym wskaźnik nasycenia SI wynosi 0, $SI = 0$. Wartości SI większe od 0 ($SI > 0$) i mniejsze od 0 ($SI < 0$) dotyczą odpowiednio stanu przesylenia i niedosycenia wody danym minerałem. Przyjmuje się, że w warunkach rzeczywistych równowagę termodynamiczną między minerałem i wodą charakteryzują wartości SI z przedziału $0 \pm 5\% \log K$ (Dowgiało i in., red., 2002). Przesylenie roztworu informuje o tendencji do wytrącania danego minerału, natomiast niedosycenie – o tendencji do jego rozpuszczania w wodzie.

Prognozowanie wytrącania wtórnych substancji mineralnych z wód termalnych

Dla określenia stanu termodynamicznego wód termalnych, tendencji do wytrącania z nich substancji mineralnych lub też ich rozpuszczania w zależności od temperatur używane są metody geochemiczne. Służą one m.in. do:

- określania stopnia równowagi układu woda – skały zbiornikowe (a w ślad za tym przewidywania procesów, jakie mogą zaistnieć w systemie i instalacjach pod wpływem eksploatacji, np. wytrącania minerałów, korozji);
- prognozowania i modelowania zmian stanu równowagi pod wpływem zmian temperatury;
- przewidywania zmian w zbiorniku wód np. pod wpływem dopływu wód o innym składzie lub innej temperaturze;
- szacowania paleotemperatur i temperatur wgłębnych przy zastosowaniu geotermometrów.

Metody geochemiczne należą do podstawowego zestawu badań i analiz wód termalnych od wielu lat (np. Fournier, 1981; Arnorsson, red., 2000; Giggenbach, 1991; Gunnlaugsson, 2004). W Polsce także są stosowane coraz częściej, w miarę rozwoju badań, eksploatacji i praktycznego wykorzystywania takich wód i rosnącymi potrzebami dysponowania prognozami co do możliwości wytrącania substancji mineralnych (np. Dowgiałło, 1985; Wiktorowicz, 2004; Kępińska, 1994, 2001b, 2006a, b; Kania, 2003; Tomaszewska, 2008; 2011; Kępińska, Bujakowski, red., 2011; Liber-Makowska, Kielczawa, 2021; Kępińska (red.), 2023; Kielczawa, 2023).

Dla potrzeb stosowania wymienionych metod niezbędne jest zatem dysponowanie wiarygodnymi wynikami monitoringu na etapie udostępniania oraz eksploatacji zasobów złoża, o czym wspomniano wcześniej i rozwinięto w pracach Popovski i in., red. (2010); Tomaszewska (2008; 2011), Kępińska, Bujakowski, red. (2011).

Metody geochemiczne służące do obliczania stanów termodynamicznych układów woda–skała oraz przewidywania tendencji do wytrącania (skalingu) lub rozpuszczania minerałów wtórnych w wodach termalnych w funkcji temperatur są zaliczane do trzech głównych grup:

- metody bazujące na wzorach empirycznych;
- metody modelowania geochemicznego;
- metody modelowania numerycznego.

Metody bazujące na wzorach empirycznych korzystają ze wskaźników, które określają tendencję do skalingu, a niekiedy także do rozwoju korozji. Spośród nich w użyciu są najczęściej następujące indeksy:

- indeks Langeliera (ang. skrót LSI), indeks Ryznara (RSI), indeks Puckoriusa (PSI) – dla prognozowania wytrącania osadów (w tym węglanu wapnia) z wód o mineralizacji nie wyższej niż 10 g/dm³. Indeks LSI informuje czy woda ma tendencję do wytrącania/rozpuszczania osadów (CaCO₃). Indeks RSI (bardziej precyzyjnie niż LSI) określa tendencję wody do korozji lub tworzenia osadów. Indeks PSI mierzy zdolność wody do tworzenia osadów i uwzględnia wpływ dynamicznych warunków przepływu.
- indeks Stiffa i Davisa (SDI), indeks Oddo–Tomsona (OTI) – dla prognozowania wytrącania osadów w wodach o wyższej mineralizacji. Indeks SDI stosowany jest dla wód o wysokiej mineralizacji (szczególnie wód słonawych), uwzględnia on wpływ stężenia jonów siarczanowych (SO₄²⁻) oraz innych jonów obecnych w wodzie. Indeks OTI jest stosowany głównie w przemyśle naftowym do oceny agresywności wód zatłaczanych do złóż ropy naftowej. Uwzględnia on wpływ temperatury, ciśnienia i składu chemicznego wody na tendencję do wytrącania osadów siarczanowych i węglanowych

Najczęściej stosowane są indeks Langeliera, indeks Ryznara oraz indeks Stiffa i Davisa (Tomaszewska, 2011). Ich obliczanie wymaga znajomości wartości kilku parametrów, które powinny być oznaczone w trakcie analiz fizykochemicznych wód termalnych, w tym m.in. mineralizacji, temperatury, pH, zasadowości, stężenia określonych jonów, molowych stężeń jonów głównych. Zakres zbioru wartości wejściowych zależy od obliczanego indeksu.

Oświadczenia praktyczne wskazują, że indeksy LSI oraz RSI są bardzo przydatne w wielu instalacjach dla prognozowania wytrącania węgla wapnia z wody termalnej. Procedurę ich obliczania podano w pracy Kępińska, Bujakowski, red. (2011), a ostatnio również Mathiesen i in. (2021).

Metody modelowania geochemicznego polegają na obliczaniu stanu termodynamicznego wód przy zastosowaniu programów komputerowych. Zagadnienie to zostało omówione w rozdziale 3.4.2.

Graficzne ilustracje stanu równowagi układu woda termalna–skały zbiornikowe

W sposób graficzny wyniki obliczeń stanu równowagi układu woda termalna–skały zbiornikowe (w skrócie: woda–skała) są przedstawiane w postaci wykresu zależności indeksu nasycenia względem danego minerału (SI) w funkcji temperatury (T). Na jego podstawie można określić, czy badana woda termalna o określonej temperaturze pozostaje w równowadze z wybranym minerałem reprezentującym skały zbiornikowe (macierzyste środowisko skalne), które spośród analizowanych minerałów znajdują się w równowadze z wodą termalną, a także podać temperaturę, w której może być osiągnięty stan równowagi między wybranym minerałem i wodą. Diagram SI/T pozwala więc na ocenę stanu nasycenia wody termalnej zarówno w konkretnych warunkach temperaturowych, jak i prognozowanie zmiany tego stanu spowodowane np. zmianą temperatury układu (m.in. wskutek przepływu wody ze zbiornika na powierzchnię, schłodzenia w wymiennikach ciepła, ponownego jej zatłaczania do zbiornika). Ma to znaczenie praktyczne – orientacja, jakie minerały mogą się wytrącać w danej instalacji jest bowiem pomocna, aby taką instalację odpowiednio zaprojektować i zaplanować stosowanie odpowiednich technologii, metod, środków zapobiegawczych podczas etapu eksploatacji. Figura 3.6.3 podaje przykład jednego z graficznych sposobów przedstawiania zależności SI/T, który dotyczy wody termalnej z ujęć otworowych na Niżu Polski.

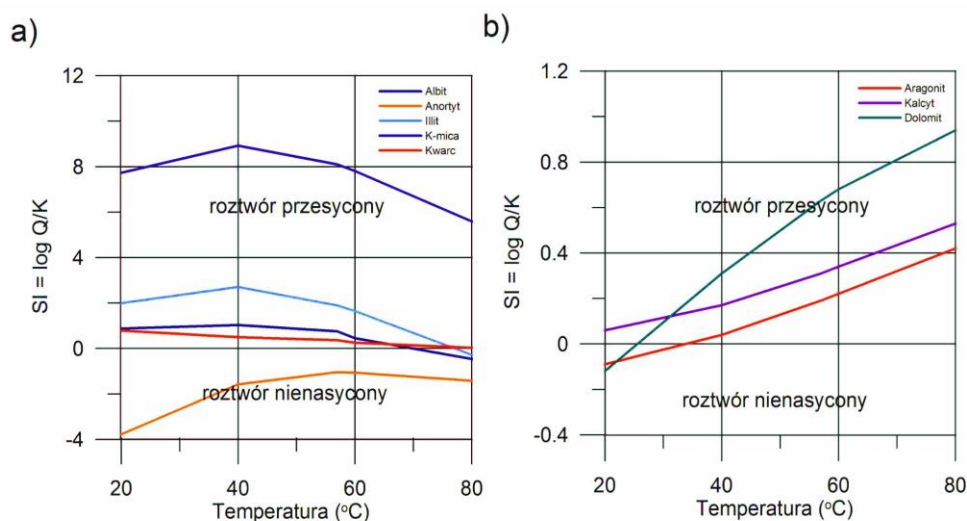


Fig. 3.6.3.Przykładowe wykresy równowag termodynamicznych woda–skała w funkcji temperatur (SI/T), względem minerałów: a) krzemianowych i glinokrzemianowych, b) węglanów. Woda termalna ujęta otworem Skierniewice GT-1 (Kępińska, Bujakowski, red., 2011)

Minerały najczęściej wytrącane z wód termalnych

Badania i doświadczenia praktyczne wykazały, że do minerałów i substancji mineralnych wtórnych często wytrącanych z wód termalnych wskutek spadków ich temperatur należą (Browne, 1984; Kępińska, 2006a, b; Mathiesen i in., 2021):

- węglany: kalcyt, aragonit, syderyt;
- siarczany: anhydryt, gips, baryt, ałunit;
- siarczki: piryt, pirotyn, markasyt, sfaleryt, galena, chalkopiryt;
- tlenki: hematyt, magnetyt, leukoksen, diaspor;
- krzemiany różnych grup: tytanit, epidot, tremolit, aktynolit, illit, smektyty, biotyt, pirofyllit, chloryt, kaolinit, prehnit, adular, skalenie, kwarc, zeolity.

Niektóre z podanych minerałów wytrącają się i mogą wytrącać się w różnych ilościach w systemach i instalacjach geotermalnych w Polsce. Stwierdzono je m.in. na Podhalu (węglany wapnia; Kępińska, 1994, 2001b, 2006a, b), a także na Niżu Polskim (m.in. węglany, siarczany, siarczki, tlenki, chlorki; Tomaszewska, 2008; Biernat i in., 2010a; Kępińska, Bujakowski, red., 2011; Tomaszewska i in., 2017).

Zjawiskiem przeciwnym do wytrącania minerałów wtórnych jest ich rozpuszczanie i przechodzenie ze skał do wód. Również może zachodzić zjawisko mechanicznego wymywania minerałów ze skał macierzystych i ich wynoszenia na powierzchnię wraz z eksploatowaną wodą. Powstawanie minerałów wtórnych powoduje zmiany w pierwotnych cechach skał zbiornikowych zawierających wody i pary geotermalne. Z punktu widzenia prawidłowej i długotrwałej eksploatacji instalacji geotermalnych, do najważniejszych należą zmiany (spadki) porowatości i przepuszczalności, rzutujące na produktywność i chłonność złóż i odwiertów (podobne zmiany mogą być spowodowane także przez zjawiska korozji). Figura 3.6.4 pokazuje transportowane wraz z wydobywaną wodą termalną, w jednej z instalacji w Polsce, wytrącone z niej minerały wtórne (aragonit, kalcyt), a także produkty korozji oraz inne cząstki stałe, gdyż skaling i korozja mogą występować wspólnie.

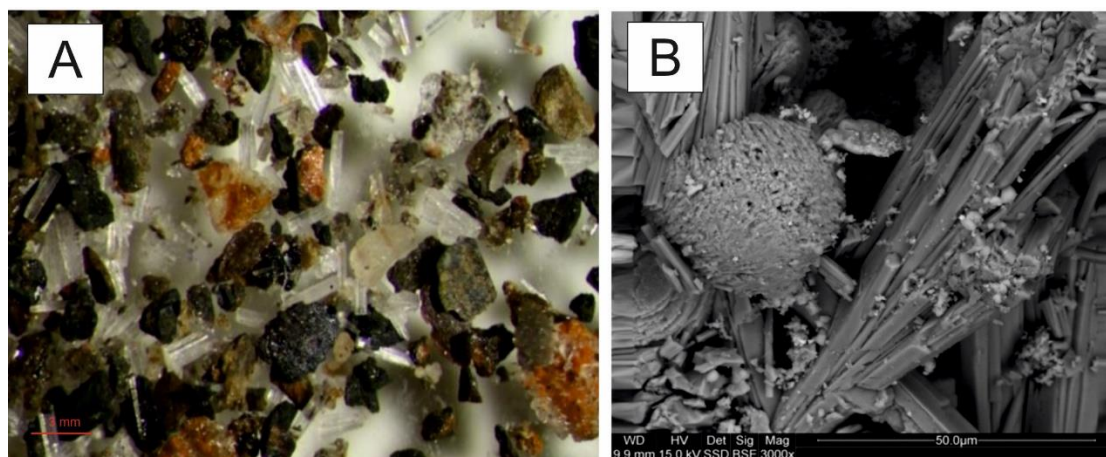


Fig. 3.6.4. Minerały wtórne, produkty korozji i inne cząstki wynoszone wraz z wodą geotermalną z jednego z otworów na Niżu Polski (Kępińska, Bujakowski, red., 2011). **A** - Podłużne kryształki aragonitu (węglanu wapnia) – minerału wtórnego, a także magnetyt i inne produkty korozji rur (ciemno- i jasnobrązowe okruchy), ziarna detrytycznego kwarcu, okruchy iłowców wymyte ze skał zbiornikowych (piaskowców). **B** - Zdjęcie ze skaningowego mikroskopu elektronowego: aragonit (wydłużone kryształki) i kalcyt (kuliste skupienia)

Prawidłowe opróbowanie wód – podstawa wiarygodnego prognozowania tendencji do skalingu w instalacjach geotermalnych

Podstawą wiarygodnej oceny stanu termodynamicznego wód termalnych, tendencji do wytrącania z nich wtórnych substancji mineralnych jest znajomość właściwości fizycznych i składu chemicznego i gazowego wody, reprezentatywnych dla rzeczywistych warunków w systemie geotermalnym (górotworze) oraz instalacji powierzchniowej.

Do oceny zmian stanu termodynamicznego wód termalnych są wymagane następujące dane: szczegółowa analiza chemiczna wody, obejmująca oznaczenie składników głównych i występujących w ilościach śladowych, gazów, dwutlenku węgla, wodoru, siarkowodoru, tlenu, azotu, metanu, oznaczenie właściwości fizycznych wody, temperatury na wypływie z otworu podczas poboru próbki, pH, Eh, ciśnienia na głowicy lub depresji w otworze, wydajność ujęcia, przy którym pobierana była próbka wody. Niestabilne składniki chemiczne wody oraz własności fizyczne winny być pomierzone w warunkach polowych (*in situ*). Pobór wody powinien być dokonany w układzie zamkniętym, bez dostępu powietrza, z wykorzystaniem celki pomiarowej dla wód termalnych. Miernik pozwalający na ustalenie własności fizycznych wody również musi być dostosowany do pomiarów wód termalnych. Zaleca się opróbowanie wód przez doświadczonych w instalacjach geotermalnych, akredytowanych próbobiorców, a transport oraz wykonywanie badań w laboratoriach akredytowanych, celem zapewnienia wiarygodności, powtarzalności i odtwarzalności wyników badań.

Wytyczne dla opróbowania ujęć wód można znaleźć w opracowaniach specjalistycznych m.in. *Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania* (Witeczak, Adamczyk, 1994, 1995; Witeczak i in. 2013), czy też w obszernej literaturze zagranicznej dotyczącej zagadnień stricte geotermalnych (Ólafsson, 1988; D'Amore, red., 1991; Nicholson, 1993; Arnorsson, red., 2000).

Przed przystąpieniem do interpretacji geochemicznej i stanu termodynamicznego wody termalnej, należy ocenić wiarygodność wyników badań, m.in. sprawdzając zgodność składu chemicznego wody z warunkami redoks i obliczając bilans jonowy wody, jak również ustalić błąd analizy. Przy założeniu elektroneutralności roztworu wodnego całkowity ładunek kationów powinien być równy całkowitemu ładunkowi anionów, przy przyjętym poziomie niepewności. Powszechnie dla wód o mineralizacji do 1 g/dm³ przyjmuje się dopuszczalny błąd analizy nie przekraczający 5%. Dla wód o wyższej mineralizacji dopuszcza się błąd analizy do 10%.

Korozja w instalacjach geotermalnych

Korozja jest procesem niszczenia metali i ich stopów, który rozpoczyna się od ich powierzchni i postępuje w głąb. Zjawisko to jest jednym z problemów, które pojawiają się podczas eksploatacji wód termalnych. Wpływa ono także na chłonność i produktywność otworów oraz m.in. na koszty eksploatacji wód termalnych i pozyskiwania z nich energii.

Korozja w wodzie termalnej jest procesem elektrochemicznym, zachodzącym przy udziale cząsteczek wody i rozpuszczonych w niej składników. Jest szeregiem sprzężonych reakcji utleniania i redukcji. Agresywność korozyjna wody termalnej zależy od jej właściwości fizykochemicznych, zawartości gazów, oraz od parametrów eksploatacyjnych. W przypadku instalacji geotermalnych można wyróżnić kilka rodzajów korozji w zależności od charakteru zniszczenia korozyjnego, m.in.: ogólną, wżerową, miejscową, galwaniczną (stykową), gazową, mikrobiologiczną (Mathiesen i in., 2021).

Głównymi elementami instalacji geotermalnych, które ulegają korozji są rury okładzinowe i wydobywcze w otworach, elementy głowic odwiertów, rurociągi przesyłowe, wymienniki ciepła, pompy oraz inne elementy wyposażenia i armatury, które mają kontakt z wodą termalną.

Do głównych czynników powodujących korozję w instalacjach geotermalnych należą dwutlenek węgla, siarkowodór, chlor, tlen, pH, bakterie redukujące siarczany, temperatura (Banaś i in., 2011a). Wśród innych czynników jest np. ołów obecny w niektórych wodach termalnych (Mathiesen i in., 2021). Im wyższa mineralizacja wody tym wyższe narażenie instalacji na korozję. Poniżej omówiono je w podstawowym zakresie. Więcej informacji podano m.in. w innych opracowaniach autorstwa Banasia i in. (np. 2005, 2006, 2007, 2011b) – z uwzględnieniem polskich uwarunkowań), Mathiesena i in. (2021) oraz w wielu innych, podawanych także w tych wymienionych tutaj.

Dwutlenek węgla

Dwutlenek węgla rozpuszczony w wodzie wpływa na korozję metali w stanie aktywnym (tj. nie ulegających pasywacji, m.in. na stal węglową, stal niskostopową, stopy miedzi). Powstałe w wyniku rozpuszczania tego gazu cząsteczki słabego kwasu węglowego redukują się bezpośrednio na powierzchni metalu z jednoczesnym odtworzeniem cząsteczki kwasu wodorowęglanowego. Jest to autokatalityczny proces redukcji, a katalizatorem jest cząsteczka H_2CO_3 . Na powierzchni metalu powstaje warstewka węglanu żelaza – syderytu ($FeCO_3$). Szybkość korozji stali węglowej zależy silnie liniowo od ciśnienia parcjalego dwutlenku węgla, a w niewielkim stopniu zależy od ilości anionów (głównie chlorkowych). Syderytowy osad korozyjny jest trudno rozpuszczalny w wodzie, stąd też może ograniczać proces korozji.

Siarkowodór

Korozja metali w obecności H_2S powoduje pokrycie powierzchni tych metali warstewką siarczków. Elementy instalacji geotermalnych pokrywają się w krótkim czasie czarną warstewką siarczków żelaza, nawet w sytuacji, gdy woda zawiera śladowe ilości H_2S . Siarczki te mogą zawierać piryt (FeS_2), makinawit ($FeS_{0,9}$). Siarczkom może towarzyszyć m.in. syderyt – produkt korozji węglanowej, co zależy od warunków konkretnej instalacji.

Chlor

Aniony chlorkowe Cl^- mają niszczący wpływ na warstewki pasywne na powierzchni stali. Sprzyjają temu szczególnie wyższe temperatury. Stopy pasywne mogą pod wpływem Cl^- ulegać korozji lokalnej: wżerowej, szczelinowej, naprężeniowej. Węglowe stale konstrukcyjne, które nie tworzą pasywnych warstw tlenkowych w warunkach beztlenowych, pokrywają się trudno rozpuszczalnymi osadami. Są to produkty reakcji wytrącania rozpuszczalnych form Fe^{2+} i Fe^{3+} . W takiej sytuacji aniony chlorkowe wpływają na solwatację kationów żelaza. W warunkach szybkiego przepływu wody duże stężenie chlorków sprzyja korozji równomiernej utrudniając wytrącanie węglanów lub tlenków.

Odczyn

Na ogół wzrost stężenia jonów wodorowych w środowisku korozyjnym (spadek pH) zwiększa szybkość korozji. Pomiar odczynu wody powinien być wykonywany *on line* w instalacji przed wymiennikiem ciepła z zastosowaniem pH-metru przystosowanego do pomiarów w podwyższonym ciśnieniu i przy podwyższonej temperaturze, gdyż ten mierzony w laboratorium nie odzwierciedla już stanu rzeczywistego.

Znajomość wartości pH pozwala na przewidywanie przebiegu procesów korozyjnych i składu produktów korozji na podstawie analizy diagramów Pourbaix (1966) – termodynamicznych diagramów równowagowych potencjał – pH (E–pH) w odniesieniu np. do żelaza. Uwzględniają one termodynamiczną trwałość faz tworzących się w wyniku oddziaływania czynników korozyjnych z metalem.

Tlen

W wodach termalnych nie występuje tlen, co zwykle potwierdza redukcyjny charakter wody. Jeśli jest on jednak obecny, to pochodzi z zanieczyszczenia instalacji powietrzem. Obecność nawet resztkowej jego ilości może powodować istotny wzrost szybkości korozji.

Temperatura

Wpływ temperatury na korozję w wodach termalnych jest wieloraki. Oddziałuje zarówno na kinetykę procesów elektrochemicznych lub chemicznych (wzrost szybkości reakcji wraz ze wzrostem temperatury), jak i na rozpuszczalność składników wody (gazów, produktów korozji, minerałów, itp.) oraz na przemiany fazowe w obrębie produktów stałych. Temperatury wody powyżej 100–120°C powodują spadek szybkości korozji z uwagi na kilka czynników, w tym m.in. spadkiem rozpuszczalności gazów (Banaś i in., 2011a).

Korozja mikrobiologiczna

Obecność związków węgla, siarczanów oraz brak rozpuszczonego tlenu w wodach termalnych sprzyjają rozwojowi bakterii redukujących siarczany (ang. *sulphate reducing bacteria*, SRB). Przyczyniają się one do rozwoju korozji, gdyż produkują na powierzchni metali agresywny siarkowodor. Z pomocą wytworzonego biofilmu siarczki żelaza wiązane są z powierzchnią metalu. Powstają w ten sposób lokalne katody, które ułatwiają redukcję siarkowodoru. W Polsce, bakterie SRB stwierdzono m.in. w wodach termalnych na Podhalu (Banaś i in., 2006), a także w Skierniewicach (Kępińska, Bujakowski, red., 2011). Z doświadczeń instalacji geotermalnych w innych krajach wynika, że ten typ korozji stwarza problemy zwłaszcza podczas przestojów otworów (Mathiesen i in., 2021).

Inne czynniki

Szybkość i nasilenie procesów korozji zależą także od innych czynników, do których należą m.in. szybkość przepływu oraz ciśnienie wody termalnej. Przy większych prędkościach przepływu szybkość korozji wzrasta. Przy bardzo dużych prędkościach przepływu może następować erozyjne usuwanie produktów korozji z powierzchni metalu, a co za tym idzie gwałtowny wzrost szybkości dalszego roztwarzania jego powierzchni. Nasilenie korozji jest powodowane także wzrostem ciśnienia wody termalnej, gdyż wzrasta ilość gazów rozpuszczonych w wodzie, w tym dwutlenku węgla, siarkowodoru. Trzeba też wskazać, że niekorzystne jest obniżenie ciśnienia eksploatowanej wody poniżej tzw. punktu pęcherzyków. Może dochodzić wtedy do kawitacji, a uszkodzone mechanicznie powierzchnie są szczególnie podatne na rozwój korozji. Aby tego uniknąć stosuje się pompy wspomagające, które utrzymują ciśnienia w instalacjach na odpowiednim poziomie.

Metody badań i monitorowania korozji

Korozja w wodzie termalnej jest procesem elektrochemicznym, szeregiem sprzężonych reakcji utleniania i redukcji. Badania prowadzone bezpośrednio w instalacjach geotermalnych dostarczają bardziej wiarygodnych informacji niż pomiary symulowane w laboratorium.

Monitorowanie korozji w instalacjach geotermalnych wymaga pomiarów *in situ* przy pomocy odpowiednich sond i systemów kuponowych. Dzieli się je zasadniczo na dwa rodzaje:

- systemy bezpośrednio włączane w obieg wody;
- systemy bocznikowe (by-pasy).

Systemy bocznikowe dają większe możliwości badawcze niż systemy włączone bezpośrednio w obieg wody. Właściwości fizykochemiczne wody w obiegu bocznym muszą być takie same jak w głównym obiegu instalacji. Systemy badania i monitorowania korozji były lub są stosowane w większości działających ciepłowni geotermalnych w Polsce, a także w niektórych innych instalacjach (Banaś i in., 2006, 2011b). Figura 3.6.5. przedstawia przykładowo stację badań korozji w instalacji geotermalnej w Skierniewicach. Stacja była wykonana w ramach projektu zrealizowanego przez Geotermię Mazowiecką S.A. oraz IGSMiE PAN (Kępińska, Bujakowski, red., 2011). Stacja umożliwia pobieranie próbek do celów analitycznych bez przerywania działania obiegu wody w systemie (pod ciśnieniem). Stacja pozwala na kompleksowe badanie zjawiska korozji z wykorzystaniem metody grawimetrycznej (do pomiaru szybkości korozji), układu do badania powłok i wyłożeń oraz monitoringu korozji mikrobiologicznej, a także fragmentu układu do badania rur. Opomiarowanie całego systemu umożliwia ciągły monitoring badanych procesów.

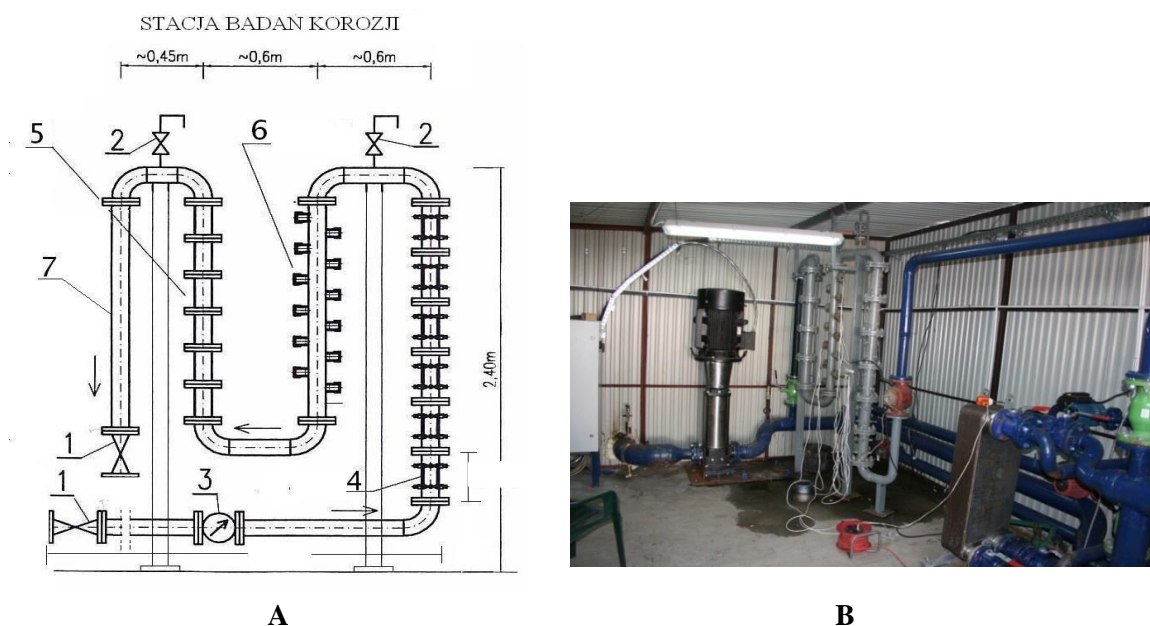


Fig. 3.6.5. Przykład stacji badań korozyjnych (system bocznikowy) w instalacji geotermalnej (Banaś i in., 2011b). **A** – Schemat stacji: 1 – zawór kulowy kwasoodporny DN 80, 2 – zawór kulowy kwasoodporny DN 15, 3 – wodomierz, 4 – segmentowa rura do badań grawimetrycznych, 5 – segmentowa rura do badań wyłożeń i rur polimerowych oraz biofilmu, 6 – odcinek do monitorowania korozji metodą elektrochemiczną (LPR) **B** – Widok ogólny stacji

3.6.4. Metody poprawy i utrzymania chłonności i produktywności skał zbiornikowych i otworów geotermalnych

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

W celu ograniczenia negatywnego wpływu wód termalnych na orurowanie i inne elementy wyposażenia, w otworach prowadzi się różnorodne zabiegi. Mogą one być prowadzone metodami mechanicznymi i chemicznymi. Zwiększenie przepuszczalności skał zbiornikowych realizuje się m.in. przez zabiegi hydraulicznego szczelinowania, obróbkę przez przemywanie specjalnymi środkami oraz hydrauliczne szczelinowanie przy użyciu kwasu, torpedowanie skał ładunkami wybuchowymi, kwasowanie i miękkie kwasowanie.

Określenie „stymulacja otworów i złóż geotermalnych” dotyczy generalnie prac i zabiegów, które mają na celu uzyskanie odpowiednio wysokiej produktywności i chłonności. Dotyczą one sytuacji bezpośrednio po wykonaniu odwiertu i udostępnieniu złoża geotermalnego, a także utrzymywania tych podstawowych parametrów w trakcie długofalowej eksploatacji systemu geotermalnego, poprawiania lub odzyskiwania pierwotnego poziomu wymienionych cech, które ulegają pogarszaniu z upływem czasu, głównie z powodu korozji, wytrącania wtórnych substancji mineralnych, migracji cząstek stałych oraz ich osadzania na powierzchni rur, filtrów, a także w strefie przyotworowej i w skałach zbiornikowych.

W celu ograniczenia negatywnego wpływu wód termalnych na orurowanie i inne elementy wyposażenia, w otworach prowadzi się różnorodne zabiegi. Mogą one być prowadzone metodami mechanicznymi i chemicznymi. Zwiększenie przepuszczalności skał zbiornikowych realizuje się m.in. przez zabiegi: hydraulicznego szczelinowania, obróbkę przez przemywanie specjalnymi środkami oraz hydraulicznego szczelinowania przy użyciu kwasu, torpedowania skał ładunkami wybuchowymi, kwasowanie i miękkie kwasowanie (tę ostatnią metodę szerzej omówiono w dalszej części tekstu).

Dobór sposobu stymulacji zależy od rodzaju uszkodzeń, stanu technicznego otworów i rodzaju materiałów użytych w jego wyposażeniu, właściwości fizykochemicznych wód termalnych, zawartości gazów, stanu termodynamicznego wody, typu litologicznego skał zbiornikowych, zjawisk migracji cząstek zawieszonych, itd.

Metody stymulacji są bardzo dobrze rozwinięte i rutynowo stosowane w wiertnictwie i eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego. W branży geotermalnej, stosowane są zarówno dla złóż wysoko- jak i niskotemperaturowych, związanych ze środowiskiem różnych pod względem litologicznym skał, w wielu krajach o znaczącym udziale praktycznego zagospodarowania energii geotermalnej, m.in. na Filipinach, Islandii, w USA (złoża w formacjach magmowych, wulkanicznych), we Francji i w Niemczech (złoża związane ze skałami osadowymi – wapieniami i piaskowcami, podobnie jak w Polsce). Poniżej przedstawiono podstawowe metody stymulacji otworów i złóż geotermalnych (Malate, 2003; Bujakowski, Kępińska, 2005; Kępińska, Bujakowski, red., 2011). Także najnowsze opracowania wskazują zasadniczo na te metody i ich przydatność.

Mechaniczne usuwanie (zwiercanie) osadów, do których należą produkty korozji (głównie związki żelaza), wtórnej mineralizacji (aragonit, kalcyt, krzemionka, gips, anhydryt i in.), cząstki ilaste, fragmenty skał zbiornikowych osadzające się na wewnętrznych powierzchniach orurowania.

W niektórych przypadkach metoda ta jest nieskuteczna, gdyż daje krótkotrwałe efekty (nawet zaledwie kilkumiesięczne).

Dodatkowa perforacja orurowania w celu udostępnienia do eksploatacji wcześniej zamkniętego fragmentu złoża (jeśli oczekuje się, że posiada on odpowiednie parametry) w celu zwiększenia (lub przywrócenia) produktywności otworu (co może przynieść pewien wzrost temperatury wydobywanego płynu geotermalnego) lub jego chłonności.

Naprawa orurowania odwiertów czyli uszkodzeń i nieszczelności, jakie pojawiają się wskutek przyczyn natury mechanicznej lub chemicznej (korozji) lub też uszkodzeń i wad zacementowania rur. Stosowane jest frezowanie uszkodzonych rur i ich wymiana na nowe, docementowywanie, uszczelnianie, wprowadzanie dodatkowych litych (nieperforowanych) rur (łat) lub nawet ich nowej kolumny, aby usunąć nieszczelności rur. Ten ostatni sposób powoduje jednak zmniejszenie średnicy odwiertu, stąd też należy brać pod uwagę zwiększone nakłady na napęd pomp (wydobywczych lub zatłaczających) na utrzymanie wydajności przetłaczanych wód na wymaganym poziomie.

Likwidacja (zwykle poprzez cementowanie) niektórych stref udostępnionych wcześniej do eksploatacji, którymi dopływa do odwiertu płyn geotermalny, pogarszający wynikową jakość parametrów wydobywanego płynu. Jest to sytuacja spotykana m.in. w przypadku odwiertów produkujących parę, kiedy w trakcie eksploatacji rozwija się strefa, z której dopływa para o niższej temperaturze (lub nawet woda). Sytuacje takie spotykane są niekiedy także w przypadku odwiertów eksploatujących wody termalne, kiedy uruchamia się dopływ o niższej temperaturze lub niekorzystnym składzie chemicznym, lub też kiedy celowa jest eliminacja przepływu wewnątrzotworowego pomiędzy strefami zasilającymi.

Pogłębianie odwiertu dla udostępnienia dłuższego interwału skał zbiornikowych, a tym samym – zwiększenia dopływu płynu geotermalnego (produktywności odwiertu) lub zwiększenia chłonności. Jest to metoda tańsza niż wiercenie nowego otworu.

Szczelinowanie hydrauliczne w celu zwiększenia przepuszczalności skał zbiornikowych (o pierwotnie niewystarczającej przepuszczalności lub też pogorszonej wskutek znacznego uszkodzenia, którego nie można usunąć poprzez kwasowanie matrycy skalnej). Powstałe w ten sposób szczeliny mają tendencję do zaciskania, stąd też stosuje się jedną z dwóch metod do utrzymywania szczelin i ich przewodności: podsadzanie piaskiem lub wytrawianie ich kwasem.

Stosowanie gazodźwigu z użyciem powietrza lub innego gazu (głównie azotu) – metoda ułatwia m.in. uruchomienie dopływu z odwiertów (zwłaszcza jeszcze „niewygrzanych”) oraz obniża ciśnienie w otworze, nadaje się m.in. do usuwania osadów z rur i filtrów. Z uwagi na korozyjne właściwości powietrza względem metalowego orurowania i innych elementów wyposażenia, metodę należy stosować w odpowiedni sposób, m.in. z zastosowaniem inhibitorów korozji itp. Odchodzi się natomiast generalnie od stosowania air liftu w otworach geotermalnych z uwagi na jego negatywne skutki (także te odsunięte w czasie).

Stosowanie inhibitorów chemicznych, modyfikacja pH wód termalnych w celu ograniczenia lub eliminacji korozji i wytrącania minerałów wtórnych w odwiercie i strefie przyodwiertowej, instalacjach powierzchniowych, przez które przepływa woda termalna (m.in. wymienniki ciepła, rurociągi przesyłowe). Celowi temu służy także stosowanie, oprócz rur stalowych, rur z niepodatnymi na korozję wykładzinami wewnętrznymi i rur z włókna szklanego, które zapewniają długoletnie

utrzymanie parametrów złożowych i eksploatacyjnych, a tym samym – prawidłową pracę systemu geotermalnego.

Zabiegi kwasowania, stosowane są zwykle w skałach węglanowych i piaskowcach o spoiwie węglanowym. W zależności od wielkości ciśnienia tłoczenia kwasu są dzielone na: kwasowanie przy ciśnieniu niższym od ciśnienia szczelinowania (płukanie, kwasowanie matrycy skalnej); kwasowanie przy ciśnieniach tłoczenia równych ciśnieniu szczelinowania; kwasowanie przy dużych ciśnieniach tłoczenia kwasu (hydrauliczne szczelinowanie kwasem):

- płukanie otworu – w celu usunięcia uszkodzenia strefy przyotworowej spowodowanego wykonywanymi pracami. Stosuje się z reguły niewielkie ilości cieczy kwasującej;
- kwasowanie matrycy skalnej (kwasowanie typu matriks) – zasadniczym celem jest usunięcie uszkodzenia przepuszczalności w strefie przyodwiertowej i zwiększenie produktywności lub chłonności poprzez reakcję cieczy kwasującej ze skałą zbiornikową. Zabieg wykonuje się wtłaczając ciecz kwasującą do złoża przy ciśnieniu niższym od ciśnienia szczelinowania. Metoda pozwala na usunięcie osadów wtórnych nagromadzonych w szczelinach oraz wytrawianie (rozpuszczanie) skały na ściankach szczelin w celu zwiększenia przepuszczalności. W przypadku tego zabiegu zwiększenie produktywności uzyskuje się jedynie wtedy, kiedy takie uszkodzenie występuje w otworze;
- kwasowanie przy ciśnieniach tłoczenia równych ciśnieniu szczelinowania – pozwala na usunięcie osadów wtórnych nagromadzonych w szczelinach i na rozpuszczenie skały na ścianach szczelin dla zwiększenia przepuszczalności;
- szczelinowanie kwasem – wykonywane w skałach węglanowych. Ciecz kwasującą wtłacza się do złoża pod ciśnieniem wyższym od ciśnienia szczelinowania. Skutkuje zwiększeniem efektywnego promienia odwiertu poprzez wytworzenie przewodzących szczelin sięgających w głąb skał. Powierzchnie szczelin reagują z kwasem. Aby zapobiec zamykaniu wytworzonych szczelin tłoczy się do nich piasek. Zabieg pozwala na znaczące polepszenie wydajności z formacji o małych przepuszczalnościach (mniej niż 10 mD) oraz wyeliminowanie uszkodzenia strefy przyodwiertowej w szerokim zakresie przepuszczalności.

Trzeba dodać, że zabiegi „konwencjonalnego” kwasowania – chemicznej obróbki otworów i strefy przyodwiertowej – są jednak stosunkowo drogie, m.in. ze względu na konieczność użycia kosztownego sprzętu (w tym zwłaszcza urządzenia wiertniczego).

Zabiegi „miękkiego kwasowania” – w przypadku geotermii metodą znacznie tańszą niż zabiegi „tradycyjnego” kwasowania, która m.in. nie wymaga zastosowania urządzenia wiertniczego i daje na ogół dobre efekty, jest „miękkie kwasowanie” (ang. *soft acidizing*; Ventre, Ungemach, 1998; Ungemach, 2001, 2004a, b).

Miękkie kwasowanie jest na ogół skuteczną metodą zapobiegania skalingowi, a także usuwania niektórych efektów korozji. Stosowane jest w instalacjach geotermalnych w wielu krajach, które pracują w podobnych warunkach jak w Polsce. Jest ekonomiczne, a przy tym łatwiejsze technicznie do realizacji niż klasyczne kwasowanie otworów (nie wymaga m.in. użycia urządzenia wiertniczego, co znacznie obniża koszty). W Polsce zabiegi miękkiego kwasowania były i są stosowane w niektórych pracujących ciepłowniczych instalacjach geotermalnych, m.in. w Pyrzycach (Biernat i in., 2010a, 2010b, 2011), Stargardzie, a także np. podczas badań pilotażowych w Uniejowie na początku lat 2000 czy też w Skierniewicach (Kępińska, Bujakowski, red., 2011; Bielec, Kępińska, 2012). Jest to metoda, którą

należy przewidywać w przypadku przynajmniej niektórych następnych instalacji w fazie planowania lub inwestycji. Schemat układu do miękkiego kwasowania pokazuje figura 3.6.6.

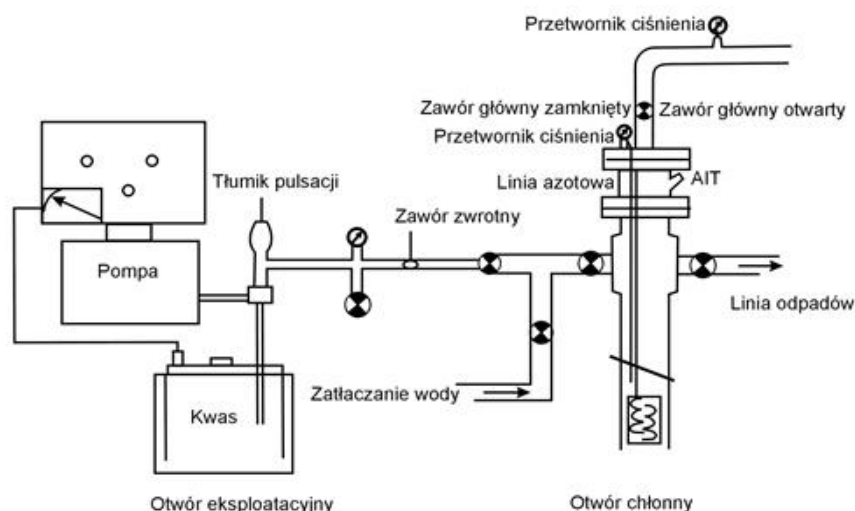


Fig. 3.6.6. Schemat zestawu do miękkiego kwasowania (na podstawie: Ungemach, 2001 [W:] Kępińska, Bujakowski, red., 2011)

Podczas miękkiego kwasowania zatłacza się do otworu taką samą ilość kwasu, jak podczas konwencjonalnych zabiegów z jego użyciem. Podstawowe parametry różniące obydwa rodzaje prac są natomiast następujące:

- stężenie kwasu w cieczy stymulującej, które w miękkim kwasowaniu jest dużo niższe;
- czas zatłaczania, który jest znacznie dłuższy – w tradycyjnych pracach wynosi kilka godzin, w miękkim kwasowaniu – kilkadziesiąt godzin, czasem więcej. Czas trwania zatłaczania wynika ze stężenia kwasu, jakie powinno się uzyskać, przy czym minimalne stężenie, powyżej którego zatłaczana ciecz stymulująca jest reaktywna, powinno być każdorazowo indywidualnie oszacowane.

Obydwa podane parametry przyczyniają się do wydłużenia czasu oddziaływania kwasu. Miękkie kwasowanie sprowadza się zatem do zatłoczenia tej samej objętości kwasu co przy konwencjonalnym kwasowaniu (przykładowo 10 m³ 15% HCl), ale w znacznie dłuższym czasie.

Roztwór „cieczy kwasującej” w miękkim kwasowaniu zatłacza się do strumienia zatłaczanej wody termalnej zwykle z powierzchni – przy wlocie do otworu, lub też niekiedy przy użyciu pomocniczej rurki zabiegowej o małej średnicy (przewodu nawijanego; ang. *coiled tubing*, CT). W kwasowaniu konwencjonalnym roztwór kwasu jest zatłaczany do poziomego złożowego za pomocą urządzenia wiertniczego. Czas trwania zatłaczania wynika z odczynu (zależnego od stężenia kwasu), jakie powinno być osiągnięte w zatłaczanej wodzie geotermalnej (minimalne wartości tych parametrów muszą być każdorazowo dobrane dla konkretnego systemu geotermalnego i rodzaju uszkodzeń, jakie mają być usunięte dzięki miękkiemu kwasowaniu).

W przypadku otworów geotermalnych, długi czas oddziaływania kwasu pozwala na rozpuszczenie w większym lub mniejszym stopniu osadów nagromadzonych na rurach (w przeważającej ilości zawierających siarczki jako produkty korozji, niekiedy produkty wytrącania) powodujących zwiększenie tarcia i zmniejszenie prędkości przepływu, a także filtrach i w strefie

przyodwiertowej. W przypadku ich usuwania decydującym czynnikiem nie jest samo stężenie kwasu, a czas jego oddziaływania, chociaż jest oczywiste, że do rozpuszczania osadów konieczne jest minimalne stężenie progowe.

Należy także zauważyć, że kwasowanie w konwencjonalnej technologii dotyczy tylko złoża, w miękkim kwasowaniu obejmuje ono zarówno zarurowanie, jak i uszkodzenia strefy przyodwiertowej i zbiornika wód termalnych (Ungemach 2004a, b).

Przy planowaniu zabiegu miękkiego kwasowania należy rozważyć kilka czynników, w tym m.in. zgodność stosowanego kwasu z inhibitorami korozji/wytrącania substancji mineralnych i biocydów ze skałami zbiornikowymi. Mogą tworzyć się także wtórne (bazujące na żelazie) osady wytrącone przez kwas, mogą następować inne procesy, m.in. mobilizacja cząstek stałych ze skał zbiornikowych. Przygotowując zabiegi miękkiego kwasowania należy uwzględnić stosowanie inhibitorów i innych środków do ochrony wyposażenia otworowego (rury, pompy, kable) i powierzchniowego (pompy zatłaczające, wymienniki ciepła).

Więcej szczegółów na temat stosowania kwasowania i innych metod stymulacji dla utrzymania i poprawy chłonności i produktywności otworów i skał zbiornikowych podaje obszerna literatura przedmiotu (m.in. Ungemach, 2001, 2004a, b, 2010a, 2010b; Seibt i in., 2005; Seibt, Wolfgramm, 2008). Polskim odbiorcom ich podstawy oraz przykłady zostały kompleksowo przybliżone w *Materialach konferencyjnych Międzynarodowych Dni Geotermalnych Polska 2004* pod redakcją Kępińskiej i Popovskiego, red., (2004), opracowaniu Kępińskiej i Bujakowskiego (red., 2011), Kępińskiej (red., 2023), wielu innych pracach (m.in. Mathiesena i in., 2021). Można korzystać także z szeregu publikacji, materiałów konferencyjnych i szkoleniowych z ostatnich lat (niektóre są dostępne elektronicznie, np. na portalach Międzynarodowej Asocjacji Geotermalnej (IGA) – <https://worldgeothermal.org/>, Europejskiej Rady Energii Geotermalnej (EGEC) – <https://www.egec.org/>, stronach projektów unijnych, np. GeoDH (<http://geodh.eu/geodh-project/>), PROFORM (<https://www.geothermperform.eu/>), czy też innych.

3.6.5. Monitoring instalacji w kontekście utrzymania chłonności skał zbiornikowych

Bogusław Bielec, Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik, Leszek Pająk, Karol Pierzchała, Barbara Tomaszewska, Magdalena Tyszer

Instalacje do wydobywania wód i energii geotermalnej wymagają prowadzenia systematycznych badań monitoringowych. Kontrolno-decyzyjny system oceny parametrów eksploatacyjnych ujęcia wody oraz warunków wtłaczania wód do górotworu obejmuje prowadzenie w wybranych charakterystycznych punktach (na głowicy otworu produkcyjnego, instalacji powierzchniowej, głowicy otworu chłonnego) powtarzalnych pomiarów oraz poddawanie ich bieżącej analizie oraz interpretacji, w aspekcie stabilności oraz prognozy trendów zmian.

Celem monitoringu systemu geotermalnego jest wspomaganie działań zmierzających do zapobiegania, likwidacji lub ograniczenia występowania niepożądanych zjawisk eksploatacyjnych, zagrażających długotrwałej eksploatacji zasobów (Tomaszewska i in., 2013).

Prawidłowy monitoring systemu geotermalnego winien obejmować dwa podstawowe etapy związane z:

- 1) udostępnieniem złoża;
- 2) eksploatacją zasobów złoża.

Każdy z wymienionych etapów wymaga szczegółowego podejścia, w tym opracowania kompleksowego programu badań stacjonarnych obejmujących swym zakresem kluczowe i skorelowane ze sobą kwestie geologiczne, hydrogeologiczne, techniczne i technologiczne.

Dla etapu 1 do kluczowych należą badania monitoringowe, które obejmują szereg czynności, wśród których są:

- pompowania oczyszczające oraz eksploatacyjne testy hydrodynamiczne, pozwalające na ustalenie zasobów eksploatacyjnych ujęcia wód oraz chłonności otworów przeznaczonych do włączania wód z powrotem do górotworu;
- szczegółowe badania mineralogiczno-petrograficzne w zakresie korelacji z charakterystyką hydrogeochemiczną wód termalnych;
- badania właściwości fizykochemicznych, gazowych i bakteriologicznych wód przez akredytowanych próbobiorców oraz akredytowane laboratoria posiadające doświadczenie w poborze próbek i badaniach wód termalnych;
- szczegółowe badania ilościowe i jakościowe zawiesiny wynoszonej z odwiertu;
- każdorazowo zakres badań określany jest w PRG i wynika ze specyfiki wykształcenia litologicznego złoża oraz spodziewanych właściwości fizycznych i chemicznych wody i gazów. Projekt monitoringu na tym etapie wymaga zaangażowania doświadczonych ekspertów z zakresu geotermii o specjalności hydrogeologicznej, hydrogeochemicznej, mineralogiczno-petrograficznej. Tylko i wyłącznie skorelowany w zakresie zagadnień złożowych i wodnych program prac, jak również stosowanych metod opróbowania i badań laboratoryjnych pozwala na uzyskanie kompleksowych danych do dalszych analiz.

Interpretacja wyników badań z wykorzystaniem metod modelowania matematycznego, numerycznego i geochemicznego, pozwala zarówno na określenie zasobów złoża, ale również wytycznych bazowych dla długotrwałej eksploatacji wód termalnych (Tomaszewska, 2008), przy uwzględnieniu zagrożeń i ryzyk.

Dla 2. etapu (wydobycia zasobów złoża) bazę utworzenia programu monitoringu kontrolno-pomiarowego powinny stanowić wnioski i wytyczne wypracowane po wykonaniu 1. etapu. Odpowiednio do zidentyfikowanych potrzeb, przed uruchomieniem do eksploatacji, instalacja geotermalna winna zostać wyposażona w odpowiednie głowice geotermalne (eksploatacyjne i chłonne), zapewniające zamontowanie przewodów iniekcyjnych (dla inhibitorów korozji i skalingu lub zabiegów stymulacji złoża), systemów infrastruktury uniemożliwiających zasysanie tlenu do instalacji przesyłu wody, a także filtrów umożliwiających efektywne wychwytywanie zawiesiny. Program badań monitoringowych winien uwzględniać w szczególności:

- pomiary zwierciadła wody oraz depresji hydrodynamicznej, ciśnienia dynamicznego i statycznego na głowicy otworu produkcyjnego, instalacji powierzchniowej i chłonnej;
- regularne, akredytowane badania właściwości fizykochemicznych, zawartości gazów i bakteriologiczne wody termalnej, w zakresie wynikającym z interpretacji geochemicznych po realizacji 1. etapu;
- pomiary natężenia przepływu wydobywanej i zatłaczanej wody termalnej;
- badania wykładnika gazowego;
- kontrolę jakości uzyskiwanych danych i wyników pomiarów.

Zmienność warunków eksploatacji skutkuje zmianami ciśnienia, temperatury, a także składu chemicznego wydobywanej i zatłaczanej wody oraz jej właściwości fizycznych: odczynu i potencjału redox, których wartość powinny być oznaczane w warunkach polowych bezpośrednio przy poborze próbek wód, bez dostępu powietrza. Dużą uwagę należy zwrócić na badania zawartości i skład gazów w wodzie termalnej, w tym tych, które mogą powodować korozję (tlenu, siarkowodoru, dwutlenku węgla, wodoru), a także innych gazów (azotu, gazów węglowodorowych, gazów szlachetnych).

Poza cyklicznym systemem badań właściwości fizykochemicznych wody termalnej konieczne jest wykonywanie dodatkowych pomiarów: każdorazowo po okresach przestoju w eksploatacji ujęć wód, awariach, wykonaniu różnych zabiegów technicznych, jak również wtedy, kiedy istnieje przypuszczenie o przedostaniu się tlenu do instalacji. Stężenia rozpuszczonych w wodzie tlenu i siarkowodoru powinny być oznaczane w warunkach polowych bezpośrednio przy głowicy otworu, przez doświadczonych i akredytowanych próbobiorców.

Zalecenia

1. Najważniejszym aspektem dotyczącym prawidłowego zagospodarowania zasobów wody termalnej jest długookresowa stabilna praca układu odwiertów produkcyjnych i chłonnych.
2. Stałe monitorowanie poziomu lustra wody w odwiercie i jego rejestracja w funkcji czasu jest bardzo ważna, zarówno dla celów krótkoterminowych (nieprzekraczanie dopuszczalnej depresji eksploatacyjnej), jak i długoterminowych (informacja, czy nie są m.in. szcerpywane zasoby zbiornika geotermalnego w trakcie jego długotrwałej eksploatacji).
3. Ważne jest również monitorowanie temperatury płynu geotermalnego, aby upewnić się m.in., czy zatłaczanie ochłodzonej wody nie powoduje z czasem schłodzenia jej zasobów w zbiorniku.
4. Kolejną ważną kwestią jest odpowiednie monitorowanie i systematyczna kontrola właściwości fizykochemicznych wody termalnej, zawartości gazów i ocena produktów wynoszonych z wodą ze strefy złożowej, w tym również kontrola prawidłowego funkcjonowania zastosowanych filtrów (najczęściej są to filtry Johnsona). Jest to silnie związane z możliwością wytrącania związków chemicznych z wody (skalaniem), co może spowodować problemy już w pierwszych latach eksploatacji układu (kolmatacja filtrów, strefy przyodwiertowej, spadek chłonności itd.).
5. Analiza i odpowiednia interpretacja wyników badań monitoringowych ma również znaczenie dla właściwego doboru i dawkowania inhibitorów chemicznych, zastosowania metod stymulacji złoża, ograniczania skalingu.

4.EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA PROJEKTÓW GEOTERMALNYCH

4.1. Ekonomiczne uwarunkowania projektów geotermalnych

4.1.1. Koszty inwestycyjne

Michał Czartoryski-Geremek

W kontekście ciepłowniczych inwestycji geotermalnych ekonomiczność określa mierzalny stosunek korzyści ze sprzedaży energii cieplnej (GJ) w okresie funkcjonowania ciepłowni, do poniesionych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Koszty części podziemnej inwestycji

Koszty przygotowawcze poszukiwania, rozpoznania i eksploatacji wód termalnych

Realizacja inwestycji geotermalnej wiąże się z wieloma etapami przygotowawczymi i administracyjnymi, jednak całość tych kosztów zwykle nie przekracza 4% kosztów inwestycji (tab. 4.1.1). Cechą wspólną projektów tego typu jest konieczność przeprowadzenia szeregu czynności formalno-prawnych zmierzających do uzyskania niezbędnych decyzji, uzgodnień i pozwoleń. Koszty związane z czynnościami wymaganymi przez przepisy prawa, przedstawione w rozdziałach 2 i 3 niniejszego *Poradnika* zostały zsumowane z kosztami pozostałych prac przygotowawczych i przedstawione w tab. 4.1.1.

Projekt robót geologicznych

W praktyce sam projekt robót geologicznych na odwiert geotermalny może kosztować do kilkudziesięciu tysięcy złotych. Przykładem takiego projektu jest „Projekt robót geologicznych na wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego wód termalnych Gniezno GT1 w miejscowości Gniezno”, którego głębokość w projekcie robót geologicznych nie miała przekraczać 2310 m, a sam koszt projektu w 2020 r wynosił 38 000 zł netto (https://geotermia2030.pl/gniezno/?utm_source).

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach

Pierwszym etapem ubiegania się o decyzję środowiskową jest wniesienie opłaty skarbowej w wysokości 205 zł za wydanie decyzji (Ustawa z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej, Dz. U. 2025 poz. 1154, t.j.). Wraz z wnioskiem o decyzję o uwarunkowaniach środowiskowych składana jest Karta informacyjna przedsięwzięcia (KIP) zawierająca, analizy przestrzenne oraz dane techniczne opisujące planowaną inwestycję. Na podstawie KIP organ ocenia konieczność sporządzenia raportu oceny oddziaływania na środowisko dla otworów poniżej 1000m głębokości, dla głębszych odwiertów jest ono zawsze wymagane (Dz.U. 2019 poz. 1839). Ocena oddziaływania na środowisko stanowi podstawowy i najdroższy element dokumentacji. Koszt raportu w przypadku inwestycji o dużej skali może wynosić od 15 000 zł do nawet 50 000 zł. Dodatkowo inwestor powinien uwzględnić koszty związane z organizacją konsultacji społecznych i ewentualnych ekspertyz uzupełniających, które mogą zostać zalecone przez właściwy organ(<https://geodiag.pl/cennik-ochrona-srodowiska/?utm>).

Studium wykonalności

Opracowanie studium wykonalności (SW) jest istotnym kosztem przygotowawczym. SW obejmuje m.in. analizę zasobów geotermalnych, ocenę opłacalności, projekt finansowania i schemat techniczny sieci ciepłowniczej. Typowy koszt przygotowania SW dla ciepłowni geotermalnej w Polsce jest trudny do jednoznacznego określenia ze względu na często różniące się wymagania, co do ich zakresu modelowania.

Przygotowanie wniosków o dofinansowanie

Sporządzenie wniosków i dokumentacji aplikacyjnej o dotacje (np. NFOŚiGW, Fundusz Modernizacyjny czy programy UE) to kolejny etap. Koszty te to głównie praca ekspercka, projektowa oraz analizy finansowe.

Koszty administracyjne i nadzór realizacji

Podczas realizacji inwestycji występują też koszty administracyjne i nadzorcze. Zgodnie z wytycznymi NFOŚiGW dotyczącymi kosztów kwalifikowalnych w programie „*Udostępnianie wód termalnych w Polsce*” (www.gov.pl/attachment/e71ee388-ae1d-4ad5-8487-b17ec0d15802?utm) nadzór inwestorski i autorski nad budową ciepłowni geotermalnej (wraz z nadzorem geologicznym i górnictwem przy wierceniu) jest klasyfikowany jako element przygotowania projektu i wraz z pozostałymi kosztami przygotowawczymi mieści się w ~4% kosztów całego projektu.

Tab. 4.1.1. Analiza kosztów przygotowawczych na podstawie 16 wybranych projektów (analiza własna)

Przygotowawcze nakłady inwestycyjne projektów geotermalnych	
Zakres procentowy nakładów inwestycyjnych związanych z pracami przygotowawczymi [%]	0,87–4,6
Średni procent nakładów inwestycyjnych związanych z pracami przygotowawczymi [%]	2,58
Średni koszt całkowity przeanalizowanych inwestycji [zł]	39 697 625
Średni koszt dla dubletu geotermalnego [zł]	994 812

Koszty inwestycyjne związane z czynnościami przygotowawczymi stanowią niewielką część w stosunku do całej inwestycji. Na podstawie analizy uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych dla 16 wybranych lokalizacji (na podstawie danych PIG-PIB) ustalono, że wartość ta waha się pomiędzy 0,9% a 4,6%, ze średnią wartością wynoszącą 2,58% kosztów inwestycyjnych.

Koszty inwestycji związane z podziemną częścią instalacji geotermalnych

Koszty związane z podpowierzchniowymi elementami instalacji stanowią największą jej część (tab. 4.1.2). Rozpoczęcie wiercenia otworów geotermalnych wymaga odpowiedniego przygotowania placu budowy. Koszty na tym etapie związane są głównie z usunięciem humusu, wyrównaniem i utwardzeniem terenu pod urządzenie wiertnicze oraz zabezpieczeniem środowiska naturalnego przed ewentualnymi wyciekami płynów roboczych z maszyn wiertniczych. Koszty prac przygotowawczych obejmują także wykonanie zbiornika wraz z rurociągami, do którego będą przepompowywane wody termalne wydobyte podczas próbnej eksploatacji wykonanego otworu. Ostatecznym kosztem etapu prac

przygotowawczych jest ustawienie urządzenia wiertniczego oraz jego dopuszczenie do ruchu przez kierownika ruchu zakładu. Koszt ten zawiera również zakup rur wiertniczych montowanych w otworze, jego poszerzenie, zafiltrowanie oraz montaż głowicy eksploatacyjnej.

Po wykonaniu otworu produkcyjnego należy wykonać komplet badań geofizycznych oraz przygotować dokumentację hydrogeologiczną, na podstawie której powstaje projekt zagospodarowania złoża oraz wystąpić z wnioskiem o koncesję na wydobywanie kopaliny – wody termalnej.

Z momentem złożenia wniosku o udzielenie koncesji konieczne jest wniesienie opłaty skarbowej w wysokości 616 zł, a dowód jej uiszczenia należy dołączyć do składanych dokumentów. W przypadku zmiany już wydanej koncesji wysokość opłaty wynosi 50% tej kwoty. Jeśli koncesja nie zostanie ostatecznie przyznana, istnieje możliwość ubiegania się o zwrot poniesionego kosztu (Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze, Dz.U. 2024. 1290, t.j.).

Gospodarowanie wydobytej i schłodzonej wody termalnej wymaga odpowiedniej i bezpiecznej dla środowiska utylizacji, uwzględniając jednocześnie aspekty ekonomiczne. Praktyczne wdrożenie określonych rozwiązań często napotyka na ograniczenia geologiczne, środowiskowe i prawne (Dulewski, Tomaszewska, 2012).

Potencjalnym czynnikiem zwiększającym koszty eksploatacyjne w układzie zamkniętym (w systemie dubletu produkcyjno-chłonnego) wynikają przede wszystkim z korozji oraz kolmatacji instalacji geotermalnych. Problemy z wydajnością odwiertów i złóż często zmuszają do przeprowadzenia kosztownych prac naprawczych, które czasami wymagają czasowego wyłączenia otworu z eksploatacji. Koszt takich działań technicznych, mających na celu poprawę chłonności głębokich ujęć geotermalnych, może wynosić od 200 do 250 tys. zł lub więcej. W zakładach geotermalnych pracujących w układzie otwartym, w którym wody są odprowadzane do cieków powierzchniowych lub kanalizacji nie ma potrzeby wiercenia otworu chłonnego, jednak generowane są dodatkowe koszty środowiskowe (Tomaszewska, 2013).

Koszty inwestycji związane z podpowierzchniową częścią instalacji geotermalnych są w większości uwarunkowane głębokością zalegania złoża oraz, ze względu na ich utylizację, jego właściwościami fizykochemicznymi. Jednostkowy koszt wykonania otworu geotermalnego zależy znacząco od głębokości - najniższy średni jednostkowy koszt (cena za metr bieżący otworu) występuje przy otworach o głębokości ok. 2500 m (średnio 6575 zł/m) natomiast powyżej tej głębokości zaczyna on wzrastać, osiągając cenę nawet czterokrotnie wyższą przy głębokościach rzędu 7000 m (Noga, 2024). Ostatecznie, po wywierceniu otworu i zbudowaniu obiektów ciepłowniczych, konieczne są prace rozruchowe: testowe zatłaczanie i pompowanie wody termalnej, regulacja pomp głębinowych, oraz uruchomienie sieci ciepłowniczej i systemów wymienników ciepła.

Tab. 4.1.2. Analiza nakładów inwestycyjnych na podpowierzchniowe części projektów geotermalnych na podstawie wybranych 16 projektów (analiza własna)

Nakłady inwestycyjne na podpowierzchniowe części projektów geotermalnych	
Zakres procentowy nakładów inwestycyjnych [%]	57,7–90,6
Średni procent nakładów inwestycyjnych [%]	72,91
Średni koszt całkowity przeanalizowanych inwestycji [zł]	39 697 625,00
Średni koszt podpowierzchniowy dla dubletu geotermalnego [zł]	28 943 538,39

Największą częścią składową kosztów inwestycyjnych projektów geotermalnych jest wykonanie otworów produkcyjnych i chłonných. Na podstawie analizy uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych dla 16 wybranych projektów (na podstawie danych PIG-PIB) wykazano, iż wartość ta waha się w zakresie 57,7–90,6% wartości całej inwestycji, przyjmując średnią w wysokości 72,2%.

Szeroki przekrój procentowego nakładu inwestycyjnego jest spowodowany różnymi głębokościami analizowanych otworów wiertniczych oraz odmiennymi warunkami geologicznymi w badanych lokalizacjach. Na obszarach o mniej skomplikowanej budowie geologicznej i mniejszej głębokości występowania złoża wód termalnych (np. Niż Polski) procentowy udział kosztów podpowierzchniowych w stosunku do całej inwestycji będzie mniejszy w porównaniu do obszarów o mniejszym stopniu rozpoznania lub bardziej skomplikowanej budowie (np. obszar Sudetów).

Ekonomicznie opłacalne wykorzystanie wód termalnych wymaga szczegółowej analizy geologicznych, hydrogeologicznych i termicznych warunków, a także identyfikacji rynku potencjalnych odbiorców w danej lokalizacji. Obszary perspektywiczne dla zagospodarowania wód termalnych o potencjalnie najlepszych warunkach geologicznych i hydrogeologicznych do pozyskiwania energii cieplej z wód termalnych zostały określone na podstawie danych z *Atlasów geotermalnych Polski* (Górecki, red., 2006a, b, 2011, 2012, 2013) i są dokładniej przedstawione w opracowaniu *Bilans i zagospodarowanie zasobów złóż wód oraz energii geotermalnej w Polsce* (Gryszkiewicz, Socha, red., 2024).

Koszty części napowierzchniowej instalacji

Koszty inwestycji związane z napowierzchniową częścią instalacji geotermalnej zawierają w sobie całą infrastrukturę niezbędną do pozyskiwania, przetwarzania i rozprowadzania energii cieplnej pozyskiwanej poprzez otwór produkcyjny. W kosztach zawiera się również instalacja niezbędna do odprowadzenia wykorzystanych wód termalnych z powrotem do złoża. Koszty inwestycyjne dotyczące napowierzchniowej części inwestycji zostały opracowane na podstawie wcześniej wspomnianych analiz uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych i wyrażają się w poniżej przedstawionych punktach oraz tab. 4.1.3.

Instalacja geotermalna

Koszt urządzeń technicznych służących do wydobywania, wykorzystywania i ponownego zatłaczania wód termalny w dużym stopniu są zależne od wielkości ciepłowni oraz właściwości fizykochemicznych złoża. Koszty podyktowane są wymaganymi specyfikacjami technicznymi pomp głębinowych, wielkością rurociągu służącego do przepompowania wody z otworu wydobywczego przez wymienniki ciepła do otworu chłonnego oraz koniecznością zamontowania różnego rodzaju specjalistycznych filtrów. Zapewnienie sprawnego funkcjonowania rurociągu wymaga również zakupu systemów podtrzymujących zasilanie w przypadku czasowego braku dostępu do energii elektrycznej czy falowników umożliwiających zmianę wydajności pomp w sposób niezaburzający eksploatacji. Na podstawie analizy 16 wybranych lokalizacji oszacowano, że koszt instalacji geotermalnej wynosi średnio 2 844 414 zł, co stanowi ok. 31% kosztów napowierzchniowych (tab. 4.1.3).

Urządzenia i obiekty geotermalne

Koszt urządzeń i obiektów geotermalnych, wynika w dużym stopniu od właściwości fizykochemicznych wód termalnych. W przypadku pozyskiwania z otworu produkcyjnego wód termalnych o zbyt niskiej temperaturze, potencjalne zwiększenie kosztów może wynikać z konieczności instalacji absorbcyjnych pomp ciepła oraz kotła wysokotemperaturowego, które posłużą do zwiększenia temperatury odbieranej wody do wymaganej wartości. Takie rozwiązania podnoszą nakłady inwestycyjne, a także wymagają większej powierzchni zabudowy obiektów geotermalnych

Koszty związane z instalacją urządzeń geotermalnych i wznoszeniem obiektów geotermalnych, w których będą się one znajdować stanowi największą część kosztów napowierzchniowych, które wynoszą średnio 4 876 138 zł (53% kosztów) (tab. 4.1.3).

Przewody, armatura, aparatura kontrolno-pomiarowa i automatyka (AKPiA)

Aby ciepłownia geotermalna działała prawidłowo, konieczne jest zapewnienie ciągłej dostawy energii elektrycznej, przede wszystkim do napędu pompy eksploatacyjnej i pomp obiegowych. W związku z tym trzeba zainstalować rozdzielnice elektryczne oraz sieć światłowodową, która połączy wszystkie elementy instalacji geotermalnej. Koszt tej części inwestycji stanowi najmniejszą część kosztów napowierzchniowych, wynosząc średnio 1 523 793 zł (16% kosztów) (tab. 4.1.3).

Tab. 4.1.3. Analiza nakładów inwestycyjnych na napowierzchniowe części projektów geotermalnych na podstawie wybranych 16 projektów (analiza własna)

Nakłady inwestycyjne na napowierzchniowe części projektów geotermalnych		
Zakres procentowy nakładów inwestycyjnych [%]	8,6–38,4	
Średni procent nakładów inwestycyjnych [%]	25,59	
Średni koszt całkowity przeanalizowanych inwestycji [zł]	39 697 625,00	
Średni koszt nakładów [zł]	10 158 622,24	
Zestawienie kosztów inwestycyjnych	Średnio [%]	Średnio [zł]
Instalacja geotermalna	31	2 844 414
Urządzenia i obiekty geotermalne	53	4 876 138
Przewody, armatura, AKPiA	16	1 523 793

Średnie wartości kosztów napowierzchniowych części instalacji zostały obliczone na podstawie analizy uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych dla wybranych 16 lokalizacji (na podstawie danych PIG-PIB). Dokumentacja ta pozwoliła ustalić, że wartość kosztów części napowierzchniowej instalacji waha się w przedziale 8,6–38,4% wartości całej inwestycji, przyjmując średnią w wysokości 25,59%, a jej największą częścią składową są urządzenia i obiekty geotermalne.

Na moment opracowywania *Poradnika*, najnowszymi zakończonymi inwestycjami w zakresie geotermii są ciepłownie zrealizowane w Sieradzu oraz Kole. Koszty tych przedsięwzięć mogą posłużyć jako punkt odniesienia przy szacowaniu nakładów inwestycyjnych (brutto) wymaganych do realizacji podobnych projektów (<https://geotermia2030.pl/kolo/>; <https://geotermia2030.pl/sieradz/>):

- Koło (woj. wielkopolskie), mar.24 ≈109 mln zł
- Sieradz (woj. łódzkie), gru.23 ≈148 mln zł

4.1.2. Możliwości dofinansowania inwestycji geotermalnej

Izabella Gryszkiewicz, Dorota Lasek-Woroszkiewicz

Budowa podziemnej części instalacji

Podjęcie inwestycji związanej z wykorzystaniem wód termalnych związane jest z wysokimi początkowymi nakładami finansowymi i długim okresem zwrotu poniesionych kosztów. Inwestor planujący inwestycję związaną z wykonaniem otworu geotermalnego ma możliwość pozyskania środków z kilku źródeł. Dotychczas głównym źródłem finansowania inwestycji polegających na zagospodarowaniu wód termalnych był NFOŚiGW. Dzięki tym środkom zrealizowano m.in. inwestycje geotermalne na Podhalu, w Stargardzie, Pyrzycach, Poddębicach, Toruniu, Koninie, Kole czy Sieradzu.

W ramach dwóch naborów wniosków do programu priorytetowego (p.p.) *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*, rozstrzygniętych w latach 2020–2023, NFOŚiGW zadeklarował pełne dofinansowanie (100% kosztów kwalifikowanych) 45 nowych otworów geotermalnych (15 otworów z I-go naboru i 30 otworów z II-go naboru) (<https://www.gov.pl/web/nfosigw/udostepnianie-wod-termalnych-w-polsce-2021>). Celem programu było dofinansowanie prac i robót geologicznych

związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż wód termalnych w celu ich udostępnienia. Nabór wniosków odbywał się w trybie konkursowym, a beneficjentami mogły być jednostki samorządu terytorialnego lub związki jednostek samorządu terytorialnego. Zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane będą do 2026 r., a wydatkowanie środków możliwe jest do 2028 r. Obecnie NFOŚiGW nie prowadzi naboru wniosków w ramach programów wspierających finansowanie wykonania pierwszego otworu badawczego celem rozpoznania i pozyskania wód termalnych, leczniczych termalnych lub leczniczych.

Możliwe jest również ubieganie się o pomoc finansową z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW) na zadania z dziedziny ochrony środowiska i gospodarki wodnej, realizowaną w formie oprocentowanych pożyczek lub dotacji. Warto ubiegać się o środki w bezpośrednich negocjacjach na podstawie posiadanych dokumentów projektowych. Podstawowym źródłem finansowania projektów ekologicznych poprzez kredyty bankowe jest Bank Ochrony Środowiska (BOŚ S.A.) (<https://www.bosbank.pl/korporacje-i-JST>).

Jednostki samorządu terytorialnego mogą również ubiegać się o środki unijne w ramach Funduszy Europejskich dla Polski na lata 2021–2027 (<https://www.funduszeuropejskie.gov.pl>). Jako że jednym z kluczowych priorytetów Unii Europejskiej jest transformacja energetyczna, możliwe jest wsparcie inwestycji związanych z ochroną środowiska i przeciwdziałaniem zmianom klimatu (zmniejszeniem emisji CO₂), w tym inwestycji związanych z wykorzystaniem energii geotermalnej do produkcji ciepła. Istotnym źródłem finansowania jest Fundusz Europejski na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FEnIKS) (<https://www.feniks.gov.pl/>), współfinansowany z Funduszu Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR). Program FEnIKS wspiera projekty, których celem jest m.in. obniżenie emisyjności gospodarki i jej transformacja w kierunku przyjaznym środowisku oraz rozwój odnawialnych źródeł energii. Formą wsparcia mogą być dotacje (do 85% kosztów kwalifikowanych), instrumenty finansowe lub instrumenty łączące finansowanie zwrotne i dotacyjne. Działania ukierunkowane na zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii wspiera również program Funduszy Europejskich dla Polski Wschodniej na lata 2021–2027 (<https://www.fepw.gov.pl/>), finansowany z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR). W ramach programu możliwe jest uzyskanie dotacji pokrywającej do 85% kosztów kwalifikowanych inwestycji dla przedsięwzięć realizowanych na obszarze województw: lubelskiego, podkarpackiego, podlaskiego, świętokrzyskiego, warmińsko-mazurskiego i mazowieckiego (bez Warszawy i otaczających ją powiatów).

Za wspieranie działań związanych z ochroną środowiska i klimatu odpowiada także program LIFE (<https://cinea.ec.europa.eu/programmes/life>, <https://www.gov.pl/web/nfosigw/program-life>), dzięki któremu możliwe jest dofinansowanie inwestycji związanych z walką ze zmianami klimatu i przechodzeniem na gospodarkę niskoemisyjną. Program wspiera projekty związane z efektywnością energetyczną, odnawialnymi źródłami energii oraz edukacją społeczną w zakresie energii odnawialnej i efektywnego jej wykorzystania, oferując dotacje pokrywające do 60% kosztów kwalifikowanych.

Budowa napowierzchniowej części instalacji

Po rozpoznaniu i udokumentowaniu złóż wód termalnych, kontynuacja przedsięwzięć takich jak m.in. wykonanie otworów chłonnych i budowa ciepłowni geotermalnych mogła być finansowana ze środków NFOŚiGW w ramach p.p. *Polska Geotermia Plus część 1) Geotermia głęboka*. Nabór wniosków do programu prowadzony był w terminie od 30 listopada 2022 r. do 30.06.2023 r., przy czym: zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane były do 31 grudnia 2024 r., a środki

wydatkowane będą do 31 grudnia 2027 r. (<https://www.gov.pl/web/nfosigw/polska-geotermia-plus-czesc-1-geotermia-gleboka>).

Finansowanie inwestycji geotermalnych było również możliwe w ramach p.p. *OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa* (program finansowany z Funduszu Modernizacyjnego). Celem programu było wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii cieplnej ze źródeł odnawialnych. Wnioski o dofinansowanie inwestycji można było składać w terminie od 16 kwietnia do 17 grudnia 2024 r. Beneficjentami tego programu mogli być przedsiębiorcy w rozumieniu *Ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców* (Dz. U. 2024 r. poz. 236, t.j.), prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła lub wytwarzania w skojarzeniu ciepła i energii elektrycznej. Formą dofinansowania w ramach tego programu była pożyczka do 70% kosztów kwalifikowanych i/lub dotacja do 50% kosztów kwalifikowanych. Program obejmował dofinansowanie inwestycji dotyczących budowy lub/i przebudowy źródeł o łącznej mocy zainstalowanej co najmniej 2 MWt, w których do produkcji energii cieplnej wykorzystuje się energię ze źródeł odnawialnych ograniczonych do pomp ciepła, kolektorów słonecznych i geotermii. Elementem inwestycji mogło być przyłącze do sieci ciepłowniczej należącej do beneficjenta (wytwórcy energii) lub magazyn energii (magazyny ciepła i inne technologie) (<https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/oze--zrodlo-ciepła-dla-cieplownictwa>).

Aktualna lista programów priorytetowych oraz zasady i rodzaje udzielanego wsparcia finansowego znajdują się na stronie internetowej NFOŚiGW.

4.1.3. Koszty eksploatacyjne

Michał Czartoryski-Geremek

Według analizy uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych przygotowanych dla wybranych inwestycji (dane udostępnione przez NFOŚiGW) koszty eksploatacyjne koncentrują się głównie wokół poniżej przedstawionych kategorii.

Zakup nośników energii

Konieczne jest zapewnienie energii elektrycznej dla napędu pompy głębinowej, pomp cyrkulacyjnych czy systemu sterowania. W przypadku instalacji wymagającej absorbcyjnych pomp ciepła (APC) oraz kotłów wysokotemperaturowych dodatkowym kosztem oprócz energii elektrycznej jest paliwo używane do produkcji dodatkowego ciepła.

W warunkach krajowych, charakteryzujących się specyficznym klimatem i eksploatacją istniejących sieci ciepłowniczych, temperatura zarówno wody (zasilającej, jak i powracającej) często nie jest optymalna dla źródeł geotermalnych. Skutkuje to z jednej strony niewykorzystaniem pełnego potencjału odwiertu, a z drugiej – eksploatacją sieci ciepłowniczych przy temperaturach niższych od nominalnych.

Układy absorpcyjnych pomp ciepła do prawidłowego działania potrzebują ciepła wysokoparametrowego, które może pochodzić z palnika gazowego bądź kotła opalanego biomasą oraz ciepła niskotemperaturowego dla parownika. Koszty związane z zakupem gazu lub biomasy są ściśle powiązane z parametrami fizykochemicznymi zasobu oraz parametrami sieci do której dostarczane jest ciepło - im większa różnica w temperaturze tym więcej wymaganego ciepła wysokoparametrowego. Równocześnie należy zapewnić zasilanie elektryczne dla systemu automatyki i pomp obiegowych, którego zapotrzebowanie wynosi około 0,1% mocy cieplnej urządzenia. (<https://www.rynekinstalacyjny.pl/>).

Przeglądy, remonty i konserwacja

Koszty remontów, przeglądów i konserwacji są uzależnione od ilości produkowanego ciepła oraz właściwości fizykochemicznych złoża. Wysokie zasolenie powoduje przyspieszenie procesów korozyjnych instalacji zwiększając częstotliwość wymaganych przeglądów remontów i konserwacji.

Usługi obce, koszty reprezentacji i marketingu

Eksploatacja inwestycji wymaga usług zewnętrznych firm, obejmujących doradztwo, bankowość oraz transport czy marketing na poziomie rynku lokalnego. Koszty reprezentacji i marketingu obejmują również wydatki nieujęte w innych kategoriach, takie jak ubezpieczenia majątkowe, koszty podróży służbowych i reprezentacji.

Koszty wynagrodzeń

W fazie eksploatacyjnej ciepłowni geotermalnej konieczne będzie utworzenie Zakładu Geotermalnego i zatrudnienie Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego z uprawnieniami wyższego dozoru górniczego, który będzie odpowiedzialny za organizację eksploatacji złoża zgodnie z koncesją i przepisami prawa. Dodatkowo przewiduje się zatrudnienie osób odpowiedzialnych za funkcjonowanie i stan techniczny urządzeń geotermalnych, w tym geologa i osoby z uprawnieniami mierniczego górniczego.

Podatki

Podatek od budowli jest ustalany zgodnie z obowiązującą dokumentacją prawną, która określa wysokości stawek podatku od nieruchomości.

Na podstawie dokumentacji „Analiza uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych” przeanalizowano koszty eksploatacyjne wybranych 16 lokalizacji z wyłączeniem kosztów zakupu nośników energii. Przegląd dokumentacji pozwolił ustalić zakres średnich kosztów eksploatacyjnych typowych dla ciepłowni geotermalnych (tab. 4.1.4). Tabela nie uwzględnia jednak kosztów zakupu nośników energii ze względu na liczne czynniki wpływające na zmienność ich cen oraz zapotrzebowanie.

Tab. 4.1.4. Analiza średnich, rocznych kosztów eksploatacyjnych z wyłączeniem zakupu nośników energii (analiza własna)

Zestawienie rocznych kosztów eksploatacyjnych z wyłączeniem nośników energii	[%]	[zł]
Średnie koszty eksploatacyjne	100	977 714
Średnie koszty przeglądów, remontów i konserwacji	30	293 314
Średni koszt usług obcych, reprezentacji i marketingu	5	48 886
Średni koszty wynagrodzeń	54	527 966
Średnia wysokość podatków	11	107 549

4.1.4. Ocena efektywności ekonomicznej

Michał Czartoryski-Geremek

Wykorzystanie wód termalnych jako źródła energii przynosi liczne korzyści ekonomiczno-gospodarcze. Wykorzystanie ciepła z wnętrza Ziemi eliminuje wiele kosztów związanych z produkcją energii konwencjonalnej, takich jak transport, składowanie i dodatkowe przetwarzanie paliwa. Co więcej, cena energii geotermalnej nie podlega bezpośrednio wahaniom cen surowców ani polityce międzynarodowej, co sprawia, że jest mniej podatna na zmienność rynkową i geopolityczną. Wzrost kosztów energii geotermalnej jest głównie powiązany z poziomem inflacji. Tym samym, korzystanie z energii geotermalnej stwarza możliwość uniezależnienia lokalnego systemu zaopatrzenia w ciepło od wzrostu cen innych nośników energii (Socha, red., 2020). Określenie korzyści wynikających z poniesionych kosztów jest obciążone jednak ryzykiem związanym z trudną do przewidzenia budową geologiczną. Ryzyka towarzyszące inwestycjom geotermalnym oraz metody ich ograniczenia zostały dokładniej opisane rozdziale 4.3.

Efektywne wykorzystanie energii geotermalnej zależy od wielu czynników, takich jak warunki geologiczne, parametry wody złożowej, efektywność technicznych i technologicznych rozwiązań, struktura odbiorców ciepła oraz inne czynniki, które bezpośrednio lub pośrednio wpływają na główne wskaźniki ekonomiczne, a tym samym na atrakcyjność inwestycji (tab. 4.1.5).

Tab. 4.1.5. Czynniki wpływające na opłacalność wykorzystania zasobów geotermalnych (na podstawie Górecki, red., 2011)

Czynniki zależne od warunków hydrogeotermalnych występujących na danym obszarze	Czynniki zależne od sposobu obciążenia instalacji	Czynniki zależne od makrootoczenia
wydajność eksploatacyjna ujęcia wód podziemnych	roczny współczynnik obciążenia instalacji	koszty produkcji ciepła metodami konwencjonalnymi
temperatura wód termalnych	stopień schłodzenia wody termalnej	poziom stóp procentowych kredytów inwestycyjnych
skład chemiczny wody/mineralizacja	odległość otworów wiertniczych od odbiorcy ciepła	proekologiczna polityka państwa
głębokość zalegania złoża	koncentracja zapotrzebowania na ciepło na obszarze jego odbioru	promocja odnawialnych źródeł energii

W celu określenia korzyści wynikających z funkcjonowania instalacji geotermalnych kluczowym jest właściwe rozpoznanie parametrów geologiczno-złożowych takich jak temperatura wód termalnych, mineralizacja, głębokość zalegania czy wydajność złoża. Im wyższa temperatura oraz wydajność, a mniejsza mineralizacja, tym lepsze warunki geotermalne.

Na potencjał ekonomiczny inwestycji znaczący wpływ ma również lokalizacja, która oprócz parametrów złoża determinuje również odległość otworów wiertniczych od odbiorcy ciepła oraz koncentracje zapotrzebowania na ciepło (Socha, red., 2020).

Stopa dyskontowa

Stopa dyskontowa to parametr wykorzystywany w analizach ekonomicznych i finansowych w celu przekształcenia przyszłych strumieni pieniężnych na ich wartość bieżącą. Odzwierciedla zmienność wartości pieniądza w czasie oraz oczekiwaną stopę zwrotu z kapitału. W praktyce oznacza to, że przyszłe przychody są odpowiednio pomniejszane, aby wyrazić ich równoważność w wartości pieniądza na moment analizy.

Stopa dyskontowa może być ustalana na podstawie różnych źródeł, w zależności od charakteru analizy – może odzwierciedlać stopę wolną od ryzyka (np. rentowność obligacji skarbowych), koszt kapitału własnego lub obcego, a także zawierać premię za ryzyko charakterystyczne dla danej inwestycji lub sektora.

Wysokość zastosowanej stopy dyskontowej ma istotny wpływ na wynik analizy ekonomicznej – im wyższa stopa, tym mniejsza wartość bieżąca przyszłych dochodów, a tym samym bardziej konserwatywna ocena opłacalności projektu. Dlatego dobór odpowiedniego poziomu dyskonta jest kluczowy dla wiarygodnej oceny efektywności ekonomicznej inwestycji.

(Socha, red., 2020):

$$r = \frac{FV - PV}{FV} \cdot 100$$

gdzie:

r – stopa dyskonta [%],

FV – przyszła wartość kapitału [zł],

PV – bieżąca wartość kapitału [zł].

Realna stopa dyskontowa stanowi istotne narzędzie w ocenie projektów geotermalnych, umożliwiając analizę przepływów pieniężnych w cenach stałych. Eliminacja wpływu zmian cen w czasie na potrzeby obliczeń jest szczególnie ważna w kontekście inwestycji długoterminowej. Prognozy inflacyjne w perspektywie 30 lat są obciążone dużą niepewnością, dlatego stosowanie realnej stopy dyskontowej pozwala uniknąć ryzyka podwójnego uwzględnienia inflacji w prognozach przepływów pieniężnych. Dodatkowo realna stopa dyskontowa pozwala lepiej oddać rzeczywisty koszt kapitału, uwzględniając specyficzne ryzyko związane z projektem geotermalnym, które wynika z różnych czynników, takich jak zmienność warunków geologicznych czy technologicznych. W tym kontekście formuła Fishera pomaga zrozumieć, jak inflacja wpływa na nominalną stopę procentową, a tym samym na stopę realną. Nominalna stopa procentowa, oferowana przez instytucje finansowe, uwzględnia efekt inflacji, natomiast stopa realna jest skorygowana o ten czynnik, co pozwala na dokładniejsze oszacowanie rzeczywistych zysków z inwestycji. Na potrzeby inwestycji geotermalnych używane stopy dyskontowe wyznaczane są na podstawie formuły Fishera (Mankiw, Taylor, 2009), pozwalającej określić poziom realnej stopy dyskontowej dla danego przedsięwzięcia:

$$r = \frac{1+R}{1+i} - 1$$

gdzie:

r – stopa dyskontowa realna [%],

R – stopa dyskontowa nominalna [%],

i – inflacja [%].

Aby policzyć nominalną stopę procentową należy posłużyć się wzorem:

$$R = r_f + r_{proj} + r_{krj}$$

gdzie:

r_f – stopa dyskontowa realna [%] przy czym $r_f = r_{lok} + r_{inf}$,

r_{proj} – stopa określająca ryzyko projektu [%] (im wyższa tym większe ryzyko),

r_{lok} – oprocentowania lokat [%],

r_{krj} – stopa dyskontowa określająca krajowe ryzyko inwestycyjne [%],

r_{inf} – stopa inflacji [%].

$$r = \frac{100\%+R}{100\%+r_{inf}} - 100$$

$$R = r_f + r_{proj} + r_{krj} = r_{lok} + r_{inf} + r_{proj} + r_{krj}$$

gdzie:

r – realna stopa dyskontowa [%],

R – nominalna stopa dyskontowa [%],

r_f – długoterminowa stopa wolna od ryzyka [%],

r_{lok} – oprocentowanie lokat [%],

r_{inf} – stopa inflacji [%],

r_{proj} – stopa określająca ryzyko projektu [%],

r_{krj} – stopa dyskonta określająca krajowe ryzyko inwestycyjne [%].

Przykładowo dla oprocentowania lokat bankowych 4%/rok, inflacji 4%/rok, ryzyka inwestycji krajowych odpowiadającego wartości inflacji 2%/rok, przy ryzyku projektu 4%/rok, wartość realnej stopy dyskontowej określonej formułą Fishera wynosi 9,62%/rok.

Wartość zaktualizowana netto (NPV)

Wartość bieżąca netto (NPV, ang. Net Present Value) to kluczowy wskaźnik oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, który odzwierciedla sumę zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto generowanych przez projekt w całym jego cyklu życia. Obliczana jest poprzez przeliczenie przyszłych wpływów i wydatków inwestycyjnych na ich równowartość w wartości bieżącej, z uwzględnieniem zmiennej wartości pieniądza w czasie, za pomocą odpowiednio dobranej stopy dyskontowej.

Do obliczeń uwzględnia się zarówno dodatnie (przychody), jak i ujemne (koszty) przepływy pieniężne, co pozwala określić rzeczywistą korzyść ekonomiczną z realizacji danego przedsięwzięcia. Wartość NPV dodatnia oznacza, że projekt generuje nadwyżkę ekonomiczną powyżej założonych kosztów kapitału, natomiast wartość ujemna sugeruje, że inwestycja jest nieopłacalna z punktu widzenia przyjętych założeń finansowych.

(Gosk, 1982; Smith, 2000):

$$NPV = \sum_{i=0}^n NCF_i \cdot a$$

gdzie:

NPV – wartość zaktualizowana netto [zł],

i – rok księgowy (rok 0 – realizacja inwestycji),

n – przewidywany czas funkcjonowania instalacji,

NCF_i – różnica pomiędzy wpływami i wydatkami w i -tym roku [zł],

$a = \frac{1}{(1+r)^i}$ – Czynniki dyskontujący (r -stopa dyskontowa) [%].

Aby przeprowadzić analizę opłacalności inwestycji w ciepłownię geotermalną, należy w pierwszej kolejności uwzględnić pełne nakłady inwestycyjne ponoszone w tzw. roku zerowym, czyli przed rozpoczęciem eksploatacji instalacji. Po zakończeniu etapu inwestycyjnego zakłada się rozpoczęcie działalności operacyjnej, w ramach której występują jedynie koszty eksploatacyjne oraz bieżące wydatki związane z konserwacją i planowymi remontami.

Analiza przyjmuje założenie, że okres użytkowania ciepłowni wynosi 25 lat i w tym czasie nie będzie konieczne wykonywanie nowych odwiertów ani ponoszenie dodatkowych nakładów inwestycyjnych, wykraczających poza standardowy budżet operacyjny.

Dla każdego roku eksploatacji obliczany jest roczny bilans przepływów pieniężnych netto (ang. Net Cash Flow, NCF), który następnie podlega dyskontowaniu przy użyciu stopy dyskontowej odzwierciedlającej specyfikę warunków geologicznych i ryzyko charakterystyczne dla danego obszaru geotermalnego.

Jeśli w ostatnim roku analizy skumulowana wartość bieżąca netto (NPV) przyjmuje wartość dodatnią, oznacza to, że inwestycja generuje zysk finansowy równy tej wartości. Im wyższy poziom NPV, tym większa ekonomiczna atrakcyjność przedsięwzięcia.

Oczekiwany efekt finansowy (EMV)

Wskaźnikiem wykorzystywanym do oceny efektywności ekonomicznej projektów inwestycyjnych, szczególnie w warunkach niepewności jest oczekiwana wartość pieniężna EMV. Pozwala na ilościowe określenie przewidywanego efektu ekonomicznego, uwzględniając możliwe wyniki oraz ich prawdopodobieństwa. Dodatnia wartość EMV wskazuje na oczekiwaną rentowność przedsięwzięcia, podczas gdy wartość ujemna sugeruje potencjalne straty. Wskaźnik EMV stanowi istotne narzędzie w zarządzaniu projektami inwestycyjnymi, umożliwiając podejmowanie racjonalnych decyzji w warunkach niepewności (Socha i in., 2016). Jednocześnie EMV stosowane do ilościowego określenia ryzyka związanego z podejmowanymi decyzjami inwestycyjnymi zostało szczegółowo omówione w rozdziale 4.2.7.

4.1.5. Geośrodowiskowe uwarunkowania eksploatacji wód termalnych

Paulina Kopera

Efekt ekologiczny (E) stanowi miarodajny wskaźnik redukcji zanieczyszczeń emitowanych do środowiska w wyniku wdrożenia nowych technologii lub urządzeń objętych inwestycją. Zgodnie z definicją przyjętą przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Poznaniu (<https://www.wfosgw.poznan.pl/wp-content/uploads/2022/03/Definicja-i-wzor-efektu-OA-2022-1.pdf>), obejmuje on ilościowo określone ograniczenie emisji substancji szkodliwych, będące rezultatem zastąpienia wysokoemisyjnych źródeł energii rozwiązaniami bardziej ekologicznymi. W kontekście projektów geotermalnych efekt ekologiczny odnosi się do wielkości unikniętej emisji związków takich jak CO₂, SO₂, NO_x, CO, pyły PM₁₀ i PM_{2,5} oraz benzo(a)piren.

Obliczanie efektu ekologicznego oparte jest na metodologii porównawczej, w której zestawia się emisje wynikające ze spalania konwencjonalnych paliw z poziomem emisji po wdrożeniu źródła geotermalnego. W tym celu kluczowe znaczenie mają wartości opałowe paliw oraz wskaźniki emisyjne, które są regularnie aktualizowane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) oraz WFOŚiGW i przed przeprowadzeniem obliczeń powinny być każdorazowo weryfikowane zgodnie z najnowszymi publikacjami.

Podstawą analizy jest określenie rocznej ilości zużytej energii chemicznej zawartej w paliwach kopalnych przed wdrożeniem energii geotermalnej. W tym celu niezbędne jest określenie rodzajów paliw wykorzystywanych w analizowanym systemie grzewczym oraz ich parametrów energetycznych, takich jak wartość opałowa, zawartość popiołu, zawartość siarki oraz sprawność zastosowanego urządzenia odpylającego (o ile występuje w układzie technologicznym). Wartość opałowa paliwa stanowi kluczowy wskaźnik określający ilość energii uwalnianej podczas jego spalania i jest mierzona w jednostkach MJ/kg dla paliw stałych oraz MJ/m³ dla paliw gazowych. Sprawność kotłów i pieców wpływa na rzeczywistą ilość energii dostarczonej do systemu grzewczego w porównaniu do teoretycznej wartości opałowej paliwa. Ilość spalonego węgla kamiennego, gazu ziemnego i oleju opałowego stanowi iloraz rocznej produkcji ciepła geotermalnego oraz wartości opałowej danego

paliwa. W przypadku oleju opałowego w obliczeniach należy uwzględnić jego gęstość wynoszącą $0,85 \text{ g/cm}^3$.

Analiza wymaga również uwzględnienia średniego rocznego zużycia paliwa, które jest następnie przeliczane na energię chemiczną dostarczaną do systemu. W przypadku obiektów przemysłowych, ciepłowni i instalacji komunalnych często stosuje się dane historyczne dotyczące zużycia paliw w latach poprzednich, natomiast dla nowych inwestycji konieczne jest wykonanie symulacji opartej na charakterystyce planowanego zapotrzebowania na energię.

Aby określić wpływ wdrożenia energii geotermalnej na redukcję emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza, konieczne jest przeprowadzenie szczegółowych obliczeń. W pierwszej kolejności oblicza się wielkość emisji dwutlenku węgla zgodnie z wzorem (KOBiZE, 2022):

$$E = WE \cdot P$$

gdzie:

E – wielkość emisji [kg],

WE – wskaźnik emisji CO_2 , dla podanej wartości opałowej [kg/GJ],

P – całkowita roczna produkcja energii [GJ].

Podobnie, wielkość emisji SO_2 , NO_x i CO oblicza się według następującego wzoru (<https://www.wfosgw.poznan.pl/wp-content/uploads/2022/03/Definicja-i-wzor-efektu-OA-2022-1.pdf>):

$$E = B \cdot W$$

gdzie:

E – wielkość emisji [kg],

B – ilość spalonego paliwa: dla paliw stałych [Mg/rok], gazowych i ciekłych [m^3/rok],

W – wskaźnik emisji: dla paliw stałych [kg/Mg], gazowych [$\text{kg}/10^6\text{m}^3$], ciekłych [kg/m^3].

Przy wykonywaniu obliczeń należy uwzględniać maksymalną dopuszczalną zawartość siarki, określoną przez aktualne przepisy prawne. Parametry te mogą ulegać zmianom, dlatego ich aktualne wartości należy sprawdzać w obowiązujących rozporządzeniach krajowych. Szczegółowe regulacje dotyczące dopuszczalnej zawartości siarki w paliwach, w tym w węglu kamiennym, gazie ziemnym oraz olejach opałowych, można znaleźć na stronach MKiŚ oraz w aktach prawnych dotyczących jakości paliw i standardów emisyjnych.

Wielkość emisji PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$ i benzo(a)pirenu oblicza się na podstawie wzoru (KOBiZE, 2023):

$$E = \frac{B \cdot WO \cdot WE}{1\,000\,000}$$

gdzie:

E – wielkość emisji [kg],

B – ilość spalonego paliwa: wyrażona w [Mg/rok] lub [tys. m^3/rok],

WO – wartość opałowa wyrażona w [kJ/kg] lub [kJ/m^3],

WE – wskaźnik emisji wyrażony w [g/GJ].

W przypadku dużych instalacji, takich jak ciepłownie lub obiekty rekreacyjne, często stosuje się systemy oczyszczania spalin, np. elektrofiltry odpylające. Urządzenia te skutecznie redukują poziom

emisji pyłów oraz innych substancji szkodliwych, co wymaga korekty obliczeń efektu ekologicznego według wzoru (<https://www.wfosgw.poznan.pl/wp-content/uploads/2022/03/Definicja-i-wzor-efektu-OA-2022-1.pdf>):

$$E' = E \cdot \frac{(100 - \eta)}{100}$$

gdzie:

E' – emisja substancji po korekcie ze względu na redukcję w zainstalowanym elektrofiltrze [kg],
 η – sprawność urządzenia filtrującego [%].

Wielkości emisji unikniętej dla funkcjonujących ciepłowni geotermalnych, obliczone na podstawie przytoczonych wzorów, zostały przedstawione w opracowaniu *Bilans i zagospodarowanie zasobów złóż wód oraz energii geotermalnej w Polsce* (Gryszkiewicz, Socha, red., 2024). Dla przykładu, w przypadku Geotermii Mazowieckiej S.A., Zakład Geotermalny ZG-1, zastąpienie źródła węglowego energią geotermalną przyczyniło się do uniknięcia emisji dwutlenku węgla na poziomie 4084,98 ton w 2023 r. Dane dotyczące emisji unikniętej dla poszczególnych instalacji będą sukcesywnie aktualizowane w kolejnych wydaniach *Bilansu*.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza wynikająca z wdrażania technologii geotermalnych ma bezpośrednie przełożenie na funkcjonowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). W ramach tego mechanizmu przedsiębiorstwa mogą kupować i sprzedawać przydzielone limity emisji CO₂, co stanowi istotny bodziec do inwestowania w odnawialne źródła energii. Obniżenie emisji poprzez zastosowanie geotermii pozwala na redukcję kosztów zakupu uprawnień, zwiększając tym samym konkurencyjność podmiotów działających w sektorze ciepłowniczym. W kontekście rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ oraz zaostrzających się regulacji klimatycznych, rozwój technologii geotermalnych staje się kluczowym elementem strategii dekarbonizacji i stabilizacji kosztów operacyjnych przedsiębiorstw energetycznych.

4.2. Ryzyko związane z projektami geotermalnymi

4.2.1. Podstawowe czynniki ryzyka związanego z projektami geotermalnymi

Beata Kępińska, Aleksandra Kasztelewicz

Energia geotermalna od lat postrzegana jest jako jedno z najczystszych i najbardziej stabilnych źródeł energii odnawialnej. Coraz więcej inwestorów dostrzega jej potencjał – zwłaszcza w kontekście rosnących cen energii i potrzeby ochrony klimatu. Jednak za każdą taką inwestycją kryje się szereg wyzwań. Projekt geotermalny to nie tylko obietnica taniego i ekologicznego ciepła, ale także ryzyko – związane z nieprzewidywalnością geologii, złożonością wierceń czy długoterminową stabilnością zasobów. Dlatego, aby tego rodzaju projekty mogły skutecznie służyć ludziom i środowisku, konieczne jest świadome zarządzanie ryzykiem na każdym etapie: od planowania, przez realizację, aż po wieloletnią eksploatację.

Celem projektu geotermalnego jest w dużej mierze zaspokojenie potrzeb energetycznych odbiorcy lub grupy odbiorców energii możliwie tanio, przy minimalizacji negatywnego wpływu na środowisko, redukując konsumpcję konwencjonalnych nośników energii. Finalne efekty implementacji projektu geotermalnego można zatem oceniać w płaszczyznach: energetycznej, ekologicznej i finansowej.

Ryzyko projektowe dotyczy niepewnych zdarzeń lub działań (pojedynczych lub sekwencji – grupy zdarzeń lub działań albo kombinacji obu), które mogą mieć wpływ na osiągnięcie celów projektu. Zdarzenia te mogą mieć zarówno wpływ negatywny (wówczas nazywa się je zagrożeniami, a ich ocenę określają słabe strony realizacji projektu), jak i pozytywny (nazywa się je wówczas szansą lub okazją, a ich ocenę określają mocne strony projektu). Pojęcie ryzyka projektu, w tym projektu geotermalnego, skupia się raczej na czynnikach i efektach negatywnych. Negatywne zjawiska mogą: opóźnić realizację projektu, generować dodatkowe nakłady inwestycyjne i podnosić koszty eksploatacji systemu oraz pogorszyć prognozowany do osiągnięcia efekt ekologiczny lub energetyczny.

Z punktu widzenia inwestora, realizatora i operatora ryzyka związane z projektem można ogólnie określić jako zdarzenia lub źródła niepewności, które uniemożliwiają prawidłową realizację projektu. Uwzględnia się przy tym aspekty ekonomiczne, techniczne, środowiskowe, społeczne i inne.

Ryzyka związane z realizacją projektu geotermalnego zalicza się do kilku kategorii (Serrano i in., red., 2021). Są wśród nich:

- ryzyko geologiczne – związane z niejednorodną, zmienną i często niemożliwą do dokładnego przewidzenia wgłębną budową geologiczną lokalizacji, w której planowany i realizowany będzie projekt geotermalny;
- ryzyko wiertnicze – związane z udostępnieniem do eksploatacji zasobów wód termalnych poprzez wykonanie otworów, instalację wyposażenia wgłębnego (orurowania, filtrów, pomp i in.) i zamontowanie głowicy na wylocie otworu geotermalnego;
- ryzyko zasobowe – wiąże się przede wszystkim ze stałością i odnawialnością zasobów. Pojęcie stałości dotyczy wydajności, temperatury oraz składu fizykochemicznego płynu geotermalnego w trakcie długoletniej eksploatacji złoża i instalacji geotermalnej;
- ryzyko eksploatacyjne – wiąże się z fazą eksploatacji (fazą operacyjną) projektu.

Ryzyka geologiczne i zasobowe wiążą się głównie z fazą inwestycyjną projektu, mogą jednak towarzyszyć także jego fazie operacyjnej. Ich poziom jest największy do czasu wykonania otworów, ich przetestowania, wykonania odpowiednich pomiarów i badań oraz do uzyskania wyników co do wartości parametrów udostępnionej wody termalnej i ich zgodności z wartościami założonymi na etapie projektowania.

Ryzyko wiertnicze pojawia się już na etapie wstępnych prac studialnych i projektowych, ze szczególnym naciskiem na prace projektowe. Opracowuje się wówczas projekty otworów (produkcyjnych i chłonnych), według których prowadzone są prace wiertnicze oraz jest ustalany projekt robót wiertniczych. Powinien on uwzględniać warunki, które nie są w pełni przewidywalne. Błędy projektowe wpływają zatem na ryzyko wiertnicze. Trzeba zauważyć, że mimo stosunkowo krótkiego czasu, w którym ryzyko wiertnicze istnieje, skutki popełnionych na tym etapie błędów mogą obejmować cały dalszy okres funkcjonowania projektu, w tym mogą przekładać się na efekty osiągnięte w fazie operacyjnej działania instalacji.

Ryzyko eksploatacyjne wiąże się z fazą eksploatacji (etapem operacyjnym projektu). Przy bardziej szczegółowych rozważaniach wskazuje się na ryzyka rynkowe, regulacyjne (prawne), technologiczne, ekonomiczne, które to zawarte są w podanych wyżej kategoriach. Są one uwzględnione w rejestrze ryzyk w projektach geotermalnych (rozdz. 4.2.5). Wymienione ryzyka towarzyszą i będą towarzyszyć projektom geotermalnym w wielu krajach, także w Polsce. Wpływ czynników ryzyka na projekty związane z udostępnieniem i eksploatacją wód termalnych na podstawie wybranych przykładów z polskich instalacji geotermalnych podano w rozdziale 4.2.3.

Z uwagi na specyfikę projektów geotermalnych i związane z nimi różnorodne czynniki ryzyka potrzebna jest ich identyfikacja oraz ocena ich wpływu na każdy projekt. W rozdziale 4.2.5 podano zatem Rejestr ryzyk, jakie mogą występować podczas różnych etapów projektów geotermalnych oraz sposoby ogólnej oceny ich wpływu na te projekty. Projekty ukierunkowane na wykorzystanie energii geotermalnej, w tym w celach ciepłowniczych (energetycznych), wymagają zazwyczaj na różnych etapach ich realizacji (inwestycyjnym, operacyjnym) wsparcia instytucjonalnego, regulacyjnego, organizacyjnego, fiskalnego i finansowego. Jest to niezbędne, żeby ograniczać występujące ryzyka i aby projekty te stawały się konkurencyjne rynkowo, atrakcyjne dla inwestorów, funkcjonowały w sposób zrównoważony w długoletniej perspektywie czasowej. Wybrane sposoby oraz instrumenty finansowe służące tym celom podano w rozdziale 4.2.6.

Czytelnikom zainteresowanym szczegółami klasyfikacji ryzyk w projektach geotermalnych, sposobami ich oceny, narzędziami i programami ich ograniczania itp. polecamy lekturę raportu autorstwa Serrano i in., red. (2021). Zawiera on podsumowanie prac projektu unijnego GEORISK poświęconego w całości tym zagadnieniem, a zrealizowanego przez konsorcjum specjalistów z kilkunastu krajów europejskich w latach 2018–2021 (<https://www.egec.org/georisk-project/>; <https://www.egec.org/>).

4.2.2. Ryzyko geologiczne w projektach geotermalnych

Beata Kępińska, Aleksandra Kasztelewicz

Ryzyko geologiczne jest jednym z najważniejszych wyzwań w realizacji projektów geotermalnych. Wynika ono z trudności w dokładnym rozpoznaniu warunków geologicznych oraz parametrów warstwy wodonośnej przed rozpoczęciem wierceń, co znacząco wpływa na powodzenie inwestycji. Ryzyko geologiczne w projektach geotermalnych jest ryzykiem krótkoterminowym, które występuje podczas inwestycyjnego etapu projektów, do czasu zakończenia wiercenia otworu i testów hydrodynamicznych.

Ryzyko geologiczne w projektach geotermalnych dotyczy sytuacji, kiedy po wykonaniu wiercenia i wykonaniu testów zostaną stwierdzone zasoby wody termalnej (energii geotermalnej) o parametrach znacząco różnych od zakładanych podczas etapu projektowania (niekiedy określa się to ogólnie jako nieodnalezienie odpowiednich zasobów geotermalnych). Jest to związane z niejednorodną, zmienną i często trudną do wystarczająco dokładnego przewidzenia przed wykonaniem wierceń wgłębną budową geologiczną rejonu, w którym planowane są takie projekty. W związku z tym istnieje prawdopodobieństwo, że w praktyce, po wykonaniu otworu, zbiornik wody podziemnej może znajdować się na innej głębokości niż projektowana, może mieć inną miąższość (w skrajnych przypadkach może go w ogóle nie być), nie zostaną stwierdzone zasoby wody termalnej (zasoby geotermalne) o zakładanych na etapie projektowania parametrach. Główne zagrożenia związane z ryzykiem geologicznym w projektach geotermalnych mogą obejmować (Lupi, Siddiqi, 2019):

- brak docelowej formacji zbiornikowej wody termalnej, jaka była planowana do udostępnienia i eksploatacji w wykonanym otworze;
- zbyt niska zasobność formacji zbiornikowej (lub nawet jej brak);
- inna niż przewidywana litologia lub stratygrafia formacji zbiornikowej;
- trudniejsze technicznie i droższe wykonanie otworu niż zakładane przez inwestora;
- niższa niż zakładana temperatura wody termalnej;
- niższa niż zakładana wydajność otworu ujmującego wody termalne;
- inne niż zakładane ciśnienia wody termalnej;
- inny niż zakładany skład chemiczny, zawartość gazów, właściwości fizykochemiczne wody termalnej.

Zdarzają się także przypadki, że uzyskane po wykonaniu otworu i testów złożowych wartości niektórych parametrów są lepsze od zakładanych (np. wydajność, temperatura, skład fizykochemiczny wody termalnej), co jest korzystne dla inwestora i planowanej inwestycji. Sytuacje takie są znane również z Polski, na przykład w Wągrowcu, gdzie początkowo zakładano, że temperatura wody geotermalnej wyniesie około 60°C, przy wydajności co najmniej 120 m³/h i mineralizacji poniżej 100 g/dm³, a po wykonaniu odwiertu na głębokość 2248 m badania wykazały temperaturę wody 71°C, mineralizację na poziomie 94–96 g/dm³ oraz wydajność 263 m³/h.

Aby zminimalizować ryzyko geologiczne konieczne jest m.in. wcześniejsze (na etapie planowania projektu, przed rozpoczęciem wiercenia) przeprowadzenie kompleksowej analizy szeroko pojętych warunków geologicznych rejonu, przy wykorzystaniu możliwie szerokiego spektrum istniejących informacji (rozdz. 3.1), a następnie uwzględnienie jej wyników przy projektowaniu inwestycji (w tym wiercenia, wyborze lokalizacji otworu).

4.2.3. Wpływ czynników ryzyka na projekty związane z udostępnieniem i eksploatacją wód termalnych

Beata Kępińska, Aleksandra Kasztelewicz

Realizacja projektów geotermalnych w Polsce niesie ze sobą szereg wyzwań i ryzyk, które wpływają na ich przebieg i efektywność. Doświadczenia krajowe pokazują, że niepewności związane z warunkami geologicznymi, parametrami zasobów wód termalnych oraz aspektami technicznymi i finansowymi wymagają stałej uwagi oraz stosowania skutecznych metod ograniczania ryzyka. Skuteczne zarządzanie tymi czynnikami jest kluczowe dla powodzenia inwestycji geotermalnych w sektorze ciepłowniczym.

Wpływ czynników ryzyka na projekty dotyczące udostępniania i eksploatacji wód termalnych przedstawiono na przykładzie wybranych doświadczeń wynikających z realizacji polskich projektów geotermalnych ukierunkowanych na ciepłownictwo. Są one bowiem i będą przydatne także dla projektantów, inwestorów i operatorów następnych krajowych instalacji tego typu.

Z dotychczasowych doświadczeń niektórych instalacji geotermalnych (na Niżu, w Karpatach, Sudetach) wynika, że do głównych problemów i elementów ryzyka na różnych etapach ciepłowniczych projektów geotermalnych w Polsce należą m.in.:

- niewystarczająca znajomość głębokiej budowy geologicznej, warunków hydrogeologicznych, geotermalnych i wynikające stąd różnice między stanem projektowanym i faktycznym (np. Strop poziomu wodonośnego stwierdzono na głębokości innej niż planowana, formacja oczekiwana jako wodonośna miała mniejszą miąższość, inną litologię niż przewidywana);
- niepewności dotyczące cech i wartości parametrów zasobowych (na etapie wierceń i badań otworów) - stwierdzono np. niższe wartości przepuszczalności, a w konsekwencji niższą niż zakładana wydajność wody termalnej, czy też niższą chłonność zbiornika wody termalnej);
- błędy i problemy techniczne, technologiczne, finansowe na różnych etapach projektów (projektowania, rozpoznania, realizacji inwestycji, eksploatacji złoża i instalacji geotermalnej, jej rozbudowy, itp.). Jako przykład można podać problemy z zapuszczeniem kolumny filtrowej rur na odpowiednią głębokość w otworze; niskie wartości / spadki chłonności w trakcie eksploatacji odwiertów w związku z wysoką mineralizacją wody termalnej, dużą intensywnością skalingu i/lub korozji, co skutkowało potrzebą wprowadzenia zabiegów stymulacji i czyszczenia odwiertów (czasem niewystarczająco efektywnych), wykonania kilku odwiertów chłonnych, dodatkowymi kosztami; wzrost kosztów realizacji projektu / inwestycji wskutek inflacji, nieplanowanych wcześniej, a niezbędnych prac i zabiegów;
- problemy i ryzyka związane z eksploatacją złoża geotermalnego przez kilku operatorów (spadki ciśnień statycznych i dynamicznych w złożu, na głowicach odwiertów wskutek eksploatacji tego samego złoża wody termalnej przez kilku operatorów - zwłaszcza bez zatłaczania wykorzystanej wody termalnej w niektórych instalacjach);
- problemy związane z akceptacją społeczną (w niektórych przypadkach, zwłaszcza przed rozpoczęciem lub na początku realizacji projektu – mieszkańcy obawiali się m.in., że geotermia nie będzie stabilnym źródłem energii, a ceny za ciepło geotermalne będą wyższe niż z innych nośników (od kilku lat sytuacja się zmienia na korzyść geotermii); właściciele niektórych działek, przez które planuje się poprowadzić rurociągi, nie wyrażają na to zgody lub żądają zbyt wysokich odszkodowań – są to przypadki specyficzne, lokalne, jednak wymagają innego poprowadzenia tras rurociągów, co niekiedy jest trudne).

Te przykładowo wymienione ryzyka i problemy skutkowały koniecznością podjęcia działań naprawczych i korygujących, które na ogół pociągały za sobą konieczność wydatkowania środków finansowych, przy czym niektóre z nich nie były wcześniej przewidywane w harmonogramach i budżetach zarówno dla etapów inwestycyjnych, jak i operacyjnych projektów.

Problemy i elementy ryzyka w projektach geotermalnych można ograniczać na kilka sposobów. Są to:

- sposoby techniczne i technologiczne;
- sposoby finansowe.

W pierwszym przypadku służy temu odpowiedni, stale podnoszony i aktualizowany poziom wiedzy specjalistycznej i umiejętności praktycznych kadry zarządzającej i technicznej, budowanie odpowiedniego zaplecza technicznego oraz sprzętowego, stosowanie skutecznych metod i technologii na wszystkich etapach projektów geotermalnych, a także korzystanie ze sprawdzonych rozwiązań zagranicznych (jeśli nie ma jeszcze wystarczająco zaawansowanych krajowych). Z pomocą przychodzą różnorodne sposoby finansowe, jeśli są one odpowiednie w określonym przypadku zarówno na etapie inwestycyjnym, jak i operacyjnym. Należy także korzystać w tym zakresie z doświadczeń i rozwiązań zagranicznych (np. Heijnen i in., 2015; Adam i in., 2019; Wieser i in., 2019; Serrano i in., red., 2021). Niezbędna jest także szersza popularyzacja i wymiana doświadczeń między operatorami krajowych ciepłowniczych instalacji geotermalnych (uzupełniana o doświadczenia zagraniczne), korzystanie w większym stopniu z potencjału wiedzy i doświadczeń oraz bardziej efektywna współpraca ze specjalistami z sektora nauki i wdrożeń.

Ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i opłacalność ekonomiczną projektów kluczowe jest utrzymanie infrastruktury związanej z produkcją ciepła ze źródła geotermalnego (otworów, filtrów, pomp, rurociągów i innych elementów) w dobrym stanie technicznym.

Podobne problemy i elementy ryzyka towarzyszyły i towarzyszą projektom zagranicznym, na co wskazują doświadczenia kilkudziesięciu instalacji geotermalnych w Europie, zebrane i przeanalizowane w ubiegłych latach m.in. w ramach kilku projektów międzynarodowych (w tym przywoływanego w tym opracowaniu projektu GEORISK (<https://egec.org/georisk-project>)). Wielu z nich można skutecznie uniknąć czy też łagodzić ich skutki za pomocą różnych metod i narzędzi (w tym finansowych), wiele jest specyficznych dla nielicznych konkretnych przypadków, a nie dotyczy innych instalacji.

Ograniczanie czynników ryzyka metodami finansowymi obejmuje w Polsce dotacje (dla samorządów, podmiotów publicznych) oraz pożyczki częściowo umarzone i pożyczki (dla innych podmiotów). Dotyczą one fazy inwestycyjnej projektów – w tym wierceń (głównie badawczych) i infrastruktury ciepłowniczej. Zasadne jest natomiast, śladem innych krajów, wprowadzenie funduszu ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych. Może to znacznie ułatwić realizację projektów geotermalnych, zarówno na etapie inwestycyjnym, jak i na etapie operacyjnym. Ułatwi to szersze zaangażowanie inwestorów w przedmiotowe projekty, a także umożliwi dostęp do zewnętrznych źródeł finansowania, innych niż dotacje. Szersze omówienie tych kwestii i propozycje są podane w rozdziale 8.6. Kierunki tych działań zostały także zawarte w *Wieloletnim Programie Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce* opracowanym przez MKiŚ w 2021 r.

4.2.4. Główne bariery rozwoju geotermii w Polsce

Mariusz Socha

Inwestycje geotermalne w sektorze ciepłowniczym w Polsce, choć napotykać na pewne wyzwania techniczne i ekonomiczne, otwierają przed inwestorami wyjątkowe możliwości rozwoju. Dynamiczne zmiany na rynku energii, rosnące ceny paliw konwencjonalnych oraz rosnące znaczenie zrównoważonych źródeł ciepła sprawiają, że geotermia staje się coraz bardziej konkurencyjnym i perspektywicznym rozwiązaniem. Dzięki wsparciu legislacyjnemu oraz nowym mechanizmom finansowym, sektor ten ma szansę na szybki rozwój i stabilne zyski, zachęcając do podejmowania inwestycji pomimo istniejących barier.

Problematykę rentowności inwestycji geotermalnych wynikającej z istniejących barier rozwojowych należy rozpatrywać głównie w zakresie sektora ciepłowniczego. Projekty geotermalne działające w sektorze rekreacji i lecznictwa dynamicznie się rozwijają, a także powstają nowe, co świadczy o dobrej kondycji tego rynku. O powodzeniu takich przedsięwzięć w dużej mierze decyduje odpowiednia lokalizacja i usługi towarzyszące. Z wyjątkiem Podhala należy uznać, że rynek usług rekreacyjnych i leczniczych bazujący na wodach termalnych dopiero się tworzy i nie występuje tu jeszcze zjawisko rzeczywistej konkurencji. W przypadku Podhala rynek usług rekreacyjnych wykorzystujący wody termalne wydaje się być już dojrzały. Duża liczba gości odwiedzających ośrodki rekreacyjne na Podhalu (praktycznie bez względu na porę roku) wymusza na operatorach stałe podnoszenie jakości oferowanych usług.

Nieco inaczej wygląda sytuacja w przypadku geotermalnego sektora ciepłowniczego, tutaj pomimo wsparcia legislacyjnego i finansowego ze strony państwa ciągle potencjalni inwestorzy napotykać na różnego rodzaju bariery rozwojowe. Główne parametry wpływające na efekty energetyczne geotermalnego źródła energii, obciążone niepewnością ze strony geologicznej, to wydajność studni/otworu geotermalnego, temperatura złożowa, położenie zwierciadła statycznego i depresja. Własności fizykochemiczne płynu geotermalnego również wpływają na koszty pozyskania energii.

Wysoka mineralizacja wymusza stosowanie zatłaczania płynu do złoża. Wytrącanie substancji rozpuszczonych w wodzie, na skutek zmian temperatury i ciśnienia, powodować może kolmatację strefy złożowej oraz korozję elementów instalacji. Największa niepewność osiągnięcia zakładanych parametrów wiąże się najczęściej z wydajnością ujęcia i poziomem zwierciadła dynamicznego. Pamiętać należy przy tym, że wydajność wpływa również na temperaturę głowicową, a właśnie ona jest kluczowa dla osiąganych efektów energetycznych. Poprawne rozpoznanie wyżej wymienionych parametrów pozwala na prawidłowe prognozowanie kosztów związanych z planowaniem i realizacją inwestycji oraz jej przyszłą eksploatacją. Z punktu widzenia projektowania instalacji geotermalnych ważne są nie tylko własności zbiornikowe wód podziemnych, ale także odpowiednia lokalizacja i precyzyjne określenie sposobu zagospodarowania energii. Wykorzystanie wód w pełnym zakresie temperatur (sposób kaskadowego wykorzystania wód termalnych) pozwala na znaczną poprawę efektywności instalacji oraz zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii cieplnej (Socha, red., 2020).

Niepewność związana z wynikami wierceń geotermalnych jest jedną z kluczowych barier utrudniających rozwój geotermii, o czym była mowa również w rozdziale 4.2.2. Inwestorzy stają przed znaczącym ryzykiem finansowym, ponieważ brakuje gwarancji, że kosztowne wiercenia faktycznie doprowadzą do udokumentowania zasobów geotermalnych o parametrach odpowiednich

do planowanych instalacji. Pomimo zaawansowanych badań geologicznych i sejsmicznych, które poprzedzają wiercenia, nie ma 100% pewności co do faktycznego potencjału złoża. Często warunki geologiczne są złożone, dlatego precyzyjne określenie temperatury, porowatości skał, czy ich przepuszczalności przed wierceniem jest niezwykle trudne. Ostateczny obraz uzyskuje się dopiero po wykonaniu otworu.

Banki i inne instytucje finansowe postrzegają projekty geotermalne jako wysokiego ryzyka ze względu na wspomnianą niepewność wyników wiercenia. To sprawia, że pozyskanie finansowania jest trudniejsze, droższe i wymaga przedstawienia dodatkowych zabezpieczeń, co z kolei zwiększa bariery dla inwestorów. Inwestorzy muszą uwzględniać znaczne rezerwy na wypadek niepowodzenia, co podnosi ogólne koszty i może sprawić, że projekt staje się nieopłacalny.

Aby przezwyciężyć tę barierę, konieczne jest wprowadzenie mechanizmów wsparcia, które zmniejszą ryzyko wierceń dla inwestorów. Mogą to być na przykład programy ubezpieczenia od ryzyka niepowodzenia wierceń lub preferencyjne kredyty na etapie rozpoznania zasobów.

Ciepłownie geotermalne powinny powstawać w pierwszej kolejności tam, gdzie jest odpowiednio duży i skoncentrowany rynek odbiorców. Pozwoli to na konkurowanie systemów geotermalnych z istniejącymi ciepłowniami konwencjonalnymi. Wykorzystanie energii wód termalnych posiada uzasadnienie jedynie w bliskiej odległości od miejsca ujmowania tych wód. Podstawowym kierunkiem rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce jest możliwość dostarczania ciepła do istniejących sieci ciepłowniczych. Należy podkreślić, że brak sieci ciepłowniczej w niektórych częściach miejscowości nie powinien przekreślać możliwości realizacji inwestycji geotermalnej, a jedynie stanowić przesłankę do jej budowy, co oczywiście znajdzie odzwierciedlenie w kosztach inwestycyjnych.

Dotychczas, w pewnym stopniu, barierą rozwoju geotermalnego rynku ciepłowniczego było funkcjonowanie polskich ciepłowni wykorzystujących paliwa węglowe, w czego efekcie produkcja ciepła i ciepłej wody użytkowej była tańsza bez uwzględnienia kosztów środowiskowych, zdrowotnych i społecznych. Jednak proces dekarbonizacji i zawirowania na rynkach światowych, takie jak kryzys energetyczny wywołany przez agresję Rosji na Ukrainę spowodowały dynamiczne zmiany na tym rynku. Rosnące ceny uprawnień do emisji oraz drożejący węgiel, spowodowały gwałtowny wzrost cen energii cieplnej. Wysokie ceny ciepła wytworzonego z węgla i gazu wpłynęły na poprawę konkurencyjności produkcji ciepła geotermalnego. Wydaje się, że by utrzymać ten korzystny dla ciepła geotermalnego trend należałoby wprowadzić mechanizm regulujący systemowo poziom cen ciepła z OZE.

Zgodnie z art. 116 ust. 1 *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* (Dz. U. 2024 poz. 1361, t.j.), chociaż na przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepła lub jego wytwarzaniem i sprzedażą, ciąży obowiązek zakupu ciepła wytwarzanego w przyłączonych do tej sieci instalacjach OZE, to jednak nie ma on charakteru bezwzględniego i jest obwarowany określonymi warunkami. Szczegółowe warunki zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych określa *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 lipca 2024 r. w sprawie obowiązku zakupu ciepła lub chłodu oraz ciepła odpadowego oraz sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej* (Dz. U. 2024 poz. 1084). W paragrafie 3, pkt. 2 wymienionego powyżej rozporządzenia jest mowa o tym, że obowiązek zakupu ciepła jest realizowany w przypadku, gdy oferowana cena ciepła nie jest wyższa niż średnioroczna z ubiegłego roku kalendarzowego cena ciepła z innych źródeł, przyłączonych do sieci ciepłowniczej, niebędących instalacjami odnawialnego źródła energii, instalacjami termicznego przekształcania odpadów lub źródłami ciepła odpadowego, powiększona o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług

konsumpcyjnych ogółem. W przypadku niektórych instalacji geotermalnych takie rozwiązanie może stanowić barierę finansową.

Wydaje się, że najlepszym rozwiązaniem tego problemu byłoby wprowadzenie systemu kontraktów różnicowych w odniesieniu do kosztów operacyjnych funkcjonowania dystrybutorów ciepła. Rozwiązanie to skutecznie działa i jest bardzo pozytywnie oceniane przez inwestorów w innych gałęziach OZE. Mechanizm kontraktów różnicowych został już wprowadzony w Niemczech dla podmiotów gospodarczych jako instrument wspierający projekty dekarbonizacyjne w przemyśle. Mechanizm ten zakłada, że dofinansowywane będą nie tylko nowe inwestycje ale także bieżące koszty operacyjne. W praktyce państwo niemieckie będzie dopłacać producentom energii różnicę pomiędzy kosztami produkcji energii konwencjonalnej i zielonej. Dopłaty będą obowiązywać do chwili gdy zielona energia będzie bardziej atrakcyjna cenowo niż konwencjonalna. Szczegółowe założenia tego projektu mówią, że kontrakty różnicowe będą obowiązywać przez 15 lat. Wymagane poziomy redukcji zakładają ograniczenie emisji o minimum 60% po trzech latach i minimum 90% ograniczenia emisji po 15 latach. Pierwsza transza programu to 4 mld euro, które zostaną rozdzielone na projekty w systemie aukcyjnym, docelowo rząd federalny chce przeznaczyć dla tego programu środki na poziomie kilkudziesięciu miliardów euro. Co według założeń pozwoli obniżyć emisję dwutlenku węgla w przemyśle niemieckim o 350 mln ton do 2045 r. Komisja Europejska dnia 16 lutego 2024 r. zatwierdziła pierwszą transzę programu pod kątem zgodności z unijnymi przepisami dotyczącymi pomocy publicznej (Kędziński, 2024).

Na przykładzie mechanizmu zastosowanego w Niemczech widać, że rozwiązanie to niesie za sobą w pierwszej fazie konieczność ponoszenia istotnych wydatków przez budżet państwa, ale w długofalowej perspektywie po umocnieniu się rynku OZE może również przynosić duże dochody do budżetu państwa.

Poważną barierą inwestycyjną rozwoju geotermalnego sektora ciepłowniczego w Polsce są również niewątpliwie wysokie nakłady początkowe inwestycji oraz w pewnym stopniu ryzyko nieosiągnięcia zakładanych parametrów złożowych. Funkcjonowanie ciepłowni geotermalnych w Polsce musi bazować na przynajmniej duplecie otworów (produkcyjny i chłonny), jako wyjątki można wskazać lokalizacje, gdzie jest to możliwe wyłącznie przy wykorzystaniu jednego otworu produkcyjnego. A zatem już na wstępie, żeby myśleć o rozpoczęciu inwestycji geotermalnej, należy mieć zagwarantowane finansowanie na poziomie kilkudziesięciu milionów złotych. Przy czym jest to faza inwestycji, w której nie mamy jeszcze całkowitej pewności w zakresie parametrów złożowych wody termalnej. Taka sytuacja powoduje, że instytucje finansowe nie są zainteresowane inwestowaniem środków pieniężnych w tego typu projekty. Ogranicza to inwestorom komercyjnym w praktyce możliwość wchodzenia na geotermalny rynek ciepłowniczy. Takich ograniczeń nie mają jedynie samorządy, które korzystają ze wsparcia dotacyjnego oferowanego przez NFOŚiGW. Taki model jest niewątpliwie bardzo korzystny dla rozwoju ciepłownictwa w samorządach niemniej jest całkowicie uzależniony od środków posiadanych przez NFOŚiGW oraz wyklucza w dużym stopniu z rynku inwestorów prywatnych. W tym przypadku rozwiązaniem może być również mechanizm kontraktów różnicowych, ale już na etapie kosztów inwestycyjnych.

Innego rodzaju barierą rozwoju geotermalnego systemu ciepłowniczego w naszym kraju są ograniczenia w dostępie do sieci ciepłowniczych. Ograniczenia te mają przede wszystkim charakter techniczny. Znaczna część polskich sieci ciepłowniczych działa jako sieci wysokotemperaturowe (130/70; 120/60), specyfika polskich złóż geotermalnych zwłaszcza na Niżu Polskim powoduje, że ich wykorzystanie jest możliwe przy użyciu sieci niskotemperaturowej (80/60). Dostęp do tego typu sieci, ze względu na ich mniejszą liczbę, jest ograniczony. Niewątpliwie należy zatem podejmować działania,

żeby polskie sieci ciepłownicze były przekształcane w kierunku parametrów niskotemperaturowych. Rozpowszechnienie dostępu do nowoczesnych sieci ciepłowniczych dla mieszkańców miast będzie sprzyjać zwalczaniu zjawiska niskiej emisji i przyczyni się znacząco do rozwoju geotermalnego sektora ciepłowniczego.

Jako pewnego rodzaju ograniczenie dynamiki rozwoju systemów ciepłowniczych w Polsce należy uznać również ograniczone możliwości realizacji nowych otworów wiertniczych. Środki finansowe w wysokości blisko pół miliarda złotych przeznaczane w ostatnich latach przez NFOŚiGW na udostępnianie wód termalnych spowodowały ogromne zainteresowanie wśród samorządów możliwością zagospodarowania potencjału geotermalnego na swoim terenie. W wyniku dwóch naborów w programie *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* czterdzieści pięć samorządów otrzymało pozytywną rekomendację Ministerstwa Klimatu i Środowiska na wykonanie pierwszego otworu wiertniczego. Tak znaczna liczba potencjalnych wierceń w stosunkowo krótkim czasie może być trudna do realizacji przez rodzime firmy wiertnicze. Wydaje się, że konieczne będzie większe włączenie się w ten proces międzynarodowych firm z sektora oil-gaz. Ich doświadczenie z zakresu technik wiertniczych i wiedza geologiczna powinny pozytywnie wpłynąć na tempo realizacji nowych inwestycji geotermalnych.

4.2.5. Sposoby identyfikacji i oceny wpływu czynników ryzyka w projektach geotermalnych

Beata Kępińska

Projekty geotermalne obarczone są różnymi rodzajami ryzyka, związanymi m.in. z uwarunkowaniami geologicznymi, technologią, finansowaniem czy przepisami. Czynniki te mogą wpływać na przebieg inwestycji na każdym jej etapie. Coraz częściej stosuje się uporządkowane podejście do identyfikacji i oceny ryzyk, co pozwala lepiej przygotować się do realizacji projektu i ograniczyć skutki nieprzewidzianych zdarzeń. Kluczowe znaczenie ma tu zarówno wiedza praktyczna, jak i wykorzystanie odpowiednich narzędzi analitycznych.

Jak podano w rozdziale 4.2.1, ryzyka związane z realizacją projektu geotermalnego należą do kilku kategorii. W ostatnich latach wykonano szeroki zakres badań i prac w międzynarodowych zespołach dla kompleksowej identyfikacji, opisu, sposobów określania ich możliwego wpływu na projekty geotermalne. W rezultacie zestawiono pierwszy w skali międzynarodowej, całościowy rejestr ryzyk i wskazano na sposoby ich ograniczania. Zaproponowano sposoby i narzędzia ich oceny przydatne dla inwestorów i operatorów. Działania te zrealizowały zespoły z kilkunastu krajów w ramach unijnego projektu *Rozwój projektów geotermalnych i odnawialnych źródeł energii poprzez ograniczanie ich ryzyk* (akr. GEORISK). Projekt był wykonywany z myślą m.in. o potrzebach polskich interesariuszy geotermalnych, także w zakresie sposobów określania czynników ryzyka i oceny ich wpływu na projekty. Podane w rozdziale zestawienia i propozycje pochodzą z opracowań wykonanych w ramach tego projektu. Więcej szczegółów zawierają opracowania i raporty na stronie <https://www.egec.org/georisk-project/>, niektóre w języku angielskim i polskim (np. Lupi, Siddiqi, 2019), a także publikacje (np. Dumas, Garabetian, 2019; Dumas i in., 2019; Kępińska i in., 2021; Serrano i in., red., 2021).

Rejestr czynników ryzyka w projektach geotermalnych podaje tabela 4.2.1. Rejestr ten zawiera wykaz większości prawdopodobnych ryzyk, jakie mogą napotkać podmioty realizujące projekty związane z głęboką geotermią (mające na celu wykorzystanie energii geotermalnej do celów

ciepłowniczych i energetycznych, kiedy woda termalna jest pozyskiwana z dużych głębokości – zazwyczaj powyżej 2000 m). Jest to zestaw całościowy opracowany na podstawie informacji pochodzących z kilkudziesięciu instalacji w krajach europejskich przez partnerów Projektu GEORISK i współpracujących z nimi przedsiębiorców z branży geotermalnej (m.in. z Polski). Jest on dostępny w wersji online na stronie <https://www.egec.org/georisk-project/>.

Rejestr podaje możliwe czynniki ryzyka przyporządkowane do kilku głównych grup, a także faz projektów geotermalnych. Wskazuje na skutki ewentualnego wystąpienia poszczególnych ryzyk oraz podaje propozycje ich ograniczania (techniczne, finansowe). W przypadkach indywidualnych instalacji (także w Polsce) mogą występować niektóre z nich, z różną intensywnością i o różnym indywidualnym znaczeniu. Rejestr jest bardzo pomocny zarówno na etapie planowania, jak i podczas wszystkich faz projektu geotermalnego. Jest to punkt wyjścia do opracowania ramowego programu zarządzania ryzykiem dostosowanego do potrzeb konkretnego projektu. Rejestr stanowi podstawę oceny ryzyka, w której szereguje się je według prawdopodobieństwa i potencjalnych wpływów na planowany lub już realizowany projekt.

Rejestr posłużył także do opracowania narzędzia (GEOriskREPORT) do oceny ryzyk w projektach geotermalnych (Le Guenan, 2020a, b; Uzasadnienie, 2021; <https://www.egec.org/georisk-project/>). Wersja angielska tego narzędzia znajduje się w zasobach projektu GEORISK (<https://gogeothermal.eu/financing-economics/>, <https://www.georisk-project.eu/publications/>). Polska wersja znajduje się w zasobach IGSMiE PAN (partnera projektu) i może być udostępniona zainteresowanym podmiotom (<https://www.egec.org/georisk-project/>).

Podczas oceny wpływu czynników ryzyka na projekt geotermalny bierze się pod uwagę m.in. prawdopodobieństwo wystąpienia ryzyka w konkretnym projekcie, znaczenie (istotność) szkody powstałej wskutek wystąpienia określonego czynnika ryzyka. Rozważając dobór narzędzia finansowego ograniczania ryzyka, jakie można zastosować, uwzględnia się m.in. stopień dojrzałości rynku geotermalnego w danym kraju (stosując np. wskaźnik gotowości komercyjnej, CRI, opracowany dla branży OZE przez Australijską Agencję Energii Odnawialnej (ARENA) (Serrano i in., red., 2021; <https://www.egec.org/georisk-project/>).

Tab. 4.2.1. Rejestr czynników ryzyka w projektach geotermalnych (źródło: GEORISK, arch. IGSMiE PAN)

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
Zagrożenia zewnętrzne		X	X	X	Zagrożenia naturalne, które mogą prowadzić do uszkodzenia instalacji geotermalnej	X	X	Staranne planowanie odpowiednich działań technicznych na wypadek awarii	tak	Zalicza się tutaj m.in. położenie instalacji geotermalnej w obszarach współczesnej aktywności sejsmicznej lub wulkanicznej, które mogą prowadzić do awarii i uszkodzenia tej infrastruktury
		X	X	X	Zagrożenia antropogeniczne, które mogą prowadzić do uszkodzenia instalacji geotermalnej	X	X	Staranne planowanie odpowiednich działań technicznych na wypadek awarii	tak	Zalicza się tutaj m.in. terroryzm, działania wojenne, inne zdarzenia prowadzące do awarii i uszkodzenia infrastruktury geotermalnej
Ryzyka związane z niepewnymi sytuacjami w kontekście zewnętrznym		X	X	X	Zmiany polityk energetycznych, przepisów prawnych, podatków, inne zmiany wpływające na kierunki rozwoju energetyki lub stanowiące dla nich zagrożenie	X		Ciągły monitoring sytuacji w zakresie polityk energetycznych, uwarunkowań gospodarczych, standardów, rozwoju technologii, itp.	nie	
	X	X	X		Brak finansowania kolejnych faz projektu	X		Staranne opracowanie studium wykonalności projektu z uwzględnieniem tego ryzyka. Staranne zarządzanie kosztami projektu-	nie	W skrajnych przypadkach wystąpienie tego ryzyka może prowadzić nawet do upadłości dewelopera projektu
	X	X	X		Niska akceptacja społeczna projektu stanowiąca barierę dla jego realizacji	X		Staranne przygotowanie i realizacja programu informacyjnego nt. projektu skierowanego do lokalnej społeczności	nie	

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
		X	X		Sprzeciw lokalnej społeczności wobec uciążliwości wynikających z wiercenia otworów i / lub eksploatacji instalacji geotermalnej	X			nie	
		X	X		Nieprzewidziane opóźnienia w realizacji projektu, nieprzewidziane wcześniej dodatkowe koszty inwestycyjne, operacyjne	X		Uwzględnienie buforu czasowego i kosztowego podczas planowania projektu	nie	
	X	X	X		Brak lub utrata klientów – odbiorców energii geotermalnej	X		Wykonanie dokładnego studium wykonalności projektu z uwzględnieniem tego ryzyka	nie	
	X	X	X		Niekorzystny wpływ na eksploatację wody termalnej i jej parametry spowodowany prowadzoną w pobliżu eksploatacją wody z innych ujęć, eksploatacją innych zasobów, innego sposobu korzystania górotworu	X		Zintegrowane zarządzanie eksploatacją za pomocą różnych odwiertów i różnych zasobów (jeśli dopuszczalne przez odpowiednie przepisy)	nie	Ryzyko to uwzględnia potencjalne konflikty między eksploatacją wody termalnej i jednoczesnym wydobywaniem innych kopalin czy też innymi sposobami korzystania z górotworu (w tej samej przestrzeni podziemnej), innymi użytkownikami zasobów
	X	X	X		Znaczące zmiany (spadki) kosztów energii z różnych nośników wpływające na obniżenie konkurencyjności energii geotermalnej	X		Ciągły monitoring uwarunkowań rynkowych, standardów oraz technologii i odpowiednie reagowanie	nie	
		X	X	X	Zmiany polityk energetycznych, przepisów prawnych, podatków, inne zmiany wpływające na kierunki rozwoju energetyki lub stanowiące dla nich zagrożenie	X		Ciągły monitoring sytuacji w zakresie polityk energetycznych, uwarunkowań gospodarczych, standardów, rozwoju technologii, itp.	nie	

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
Ryzyka związane z mankamentami wewnętrznymi		X	X	X	Zbyt niskie nakłady finansowe na realizację projektu prowadzące do obniżenia jakości wykonania i standardów BHP		X	Zapewnienie środków finansowych na fundusz likwidacji szkód	nie	Ryzyko może dotyczyć: zaniechania wiercenia, niskiej jakości wykonania inwestycji, braku odpowiedniego utrzymania instalacji, jej awaryjności. Przyczyną może być zmiana warunków ekonomicznych w trakcie realizacji inwestycji (np. wzrost inflacji)
		X			Niewłaściwe zaprojektowanie odwiertu geotermalnego wskutek czego jego wydajność/chłonność jest mniejsza niż wynika z parametrów złożowych	X			nie	
	X	X	X		Brak stosowania dobrych praktyk (m.in. dotyczących gromadzenia danych, modelowania, podejmowania decyzji, projektowania / wykonawstwa odwiertów, innych elementów instalacji geotermalnych, testów złożowych, in.)	X	X	Podnoszenie wiedzy, kwalifikacji praktycznych wykonawców, organizacja odpowiedniego zaplecza technicznego. Transfer krajowego i międzynarodowego know-how, organizacja platformy wymiany doświadczeń między operatorami zakładów geotermalnych, in.	nie	Czynniki ryzyka obejmują m.in.: nieprawidłowe zaprojektowanie konstrukcji odwiertu; filtrów wgłębnych/ zwłaszcza czynnych interwałów; dobór materiałów z jakich wykonywane jest wyposażenie odwiertów, innych elementów instalacji geotermalnej, płynów wiertniczych, metod wykonywania testów złożowych, eksploatacji instalacji, itp.)
		X			Nieodpowiednie umowy, nieoptymalne zarządzanie projektem, co może powodować np. wzrost kosztów jego realizacji	X	X	Zapewnienie doświadczonej i profesjonalnej kadry zarządzającej, odpowiednich metod zarządzania	nie	Czynniki ryzyka mogą dotyczyć różnych podmiotów zaangażowanych w projekt (w tym inwestorów, podmiotów finansujących, wykonawców)
		X	X		Błąd ludzki prowadzący do awarii podczas wiercenia otworu / innych prac	X	X	Szkolenia, podnoszenie kwalifikacji pracowników, certyfikacja personelu	nie	

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
		X			Niewłaściwy dobór cieczy stymulujących lub metod stymulacji przepływu prowadzący do uszkodzeń złoża i/lub odwiertu /lub odwiertu	X		Szkolenia, podnoszenie kwalifikacji, certyfikacja personelu. Dobór cieczy, metod stymulacji na podstawie m.in. badań geologicznych, analiz próbek rdzeni wiertniczych	nie	Ryzyko może dotyczyć zabiegów stymulacji (zwiększenia przepływu wody termalnej ze złoża do otworu wiertniczego lub odwrotnie) z użyciem kwasów, stymulacji hydraulicznej lub innego rodzaju stymulacji
		X			Niewłaściwy dobór parametrów fizykochemicznych, składu płynów wiertniczych prowadzący do uszkodzeń złoża i/lub odwiertu	X	X	Skrupulatny dobór i kontrola parametrów płuczki wiertniczej	tak, częściowo	Ryzyko obejmuje m.in.: niekontrolowane erupcje wody termalnej, innych płynów z otworu; uszkodzenie strefy przyodwiertowej i w efekcie pogorszenie warunków przepływu wody termalnej
		X	X		Brak wystarczających środków finansowych na realizację projektu przez potencjalnego inwestora	X				Ryzyko obejmuje m.in. brak zdolności finansowej do realizacji projektu oraz do przetrwania ewentualnych problemów z finansowaniem, które mogą wystąpić w trakcie realizacji projektu
	X		X		Niedokładna analiza, prognoza popytu na moc / energię geotermalną	X				Ryzyko dotyczy sytuacji, kiedy niedokładne analizy i prognozy mogą doprowadzić do zbyt małego oszacowania popytu na wytworzoną moc / energię geotermalną, albo też popyt może je znacznie przekraczać

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
Ryzyka ze względu na niepewne warunki/sytuacje podpowierzchniowe		X			Niższa niż przewidywana wydajność wody termalnej	X		Projektowanie i wykonanie otworu jako kierunkowego lub wielodennego. Zabiegi stymulacyjne po wykonaniu otworu, w trakcie pracy odwiertu. Okresowe czyszczenie odwiertu	Tak	Niższa wydajność wody termalnej przekłada się na niższą moc ujęcia i mniej pozyskiwanej energii. Metody ograniczenia tego ryzyka mogą przynieść pozytywny skutek, jednak mogą być przypadki, kiedy tak nie będzie (m.in. z uwagi na zbyt niską przepuszczalność skał zbiornikowych wód termalnych, inną niż przewidywano litologię, mineralogię skał)
			X		Spadek wydajności wody termalnej w trakcie eksploatacji	X		Staranny plan zagospodarowania złoża wody termalnej i jego przestrzeganie, wydobywanie wody z wydajnością nieprzekraczającą zasobów eksploatacyjnych jej ujęcia (odwiertu), zatłaczanie schłodzonej wody do złoża. Zabiegi stymulacyjne dla podtrzymania, poprawy wydajności, okresowe czyszczenie odwiertu. Niekiedy potrzebne wykonanie kolejnego odwiertu / odwiertów wydobywczych	tak	Spadek wydajności wody termalnej przekłada się na spadek mocy ujęcia i spadek ilości energii możliwej do pozyskania Ryzyko wiąże się m.in. z kwestią odnawialności zasobów złoża wody termalnej; właściwego prowadzenia wydobycia / eksploatacji; zapobiegania kolmatacji odwiertu, strefy przyodwiertowej i złoża. Są też skutki finansowe
			X		Niższa niż przewidywana chłonność odwiertu	X		Projektowanie i wykonanie otworu jako kierunkowego lub wielodennego. Zabiegi stymulacyjne po wykonaniu otworu, w trakcie pracy odwiertu, okresowe czyszczenie odwiertu	tak	Niższa chłonność odwiertu przekłada się na niższą wydajność wody termalnej (jeśli instalacja bazuje na zamkniętym układzie odwiertów wydobywczych i chłonnych), czyli na niższą moc ujęcia i mniej pozyskiwanej energii. Metody ograniczenia tego ryzyka mogą przynieść

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
										pozytywny skutek, jednak mogą być przypadki, kiedy tak nie będzie (m.in. z uwagi na zbyt niską przepuszczalność skał zbiornikowych wody termalnej, inną niż przewidywano litologię, mineralogię skał). Są też skutki finansowe
			X		Spadek chłonności odwiertu w trakcie eksploatacji	X		Staranny plan zagospodarowania złoża wody termalnej i jego przestrzeganie. Zabiegi stymulacyjne dla podtrzymania, poprawy chłonności, okresowe czyszczenie odwiertu. Niekiedy potrzeba wykonania kolejnego odwiertu / odwiertów chłonnych	tak	Spadek chłonności odwiertu przekłada się na spadek wydajności otworu / otworów wydobywczych (jeśli instalacja bazuje na zamkniętym układzie odwiertów wydobywczych i chłonnych), spadek mocy ujęcia i ilości energii możliwej do pozyskania. Ryzyko wiąże się m.in. z kwestią kolmatacji odwiertu, strefy przyodwiertowej, złoża. Są też skutki finansowe, m.in. jeśli będzie potrzeba wykonania kolejnego odwiertu chłonnego
		X			Niższa niż przewidywana temperatura wody termalnej na wypływie	X		Wiąże się to m.in. z niższą niż przewidywana temperaturą wody w złożu, dopływem chłodniejszej wody z innego poziomu. Jeśli przyczyna jest inna, to czasem można temu zapobiec poprzez zwiększenie wydajności wydobywanej wody	tak	Niższa niż przewidywana temperatura wody termalnej na wypływie rzutuje na niższą moc i niższą ilość energii (ciepła) możliwej do pozyskania z wody termalnej

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
			X		Spadek temperatury wydobywanej wody termalnej	X		Staranny plan zagospodarowania złoża wody termalnej i jego przestrzeganie, wydobywanie wody z wydajnością nieprzekraczającą zasobów eksploatacyjnych jej ujęcia (odwiertu), zatłaczanie schłodzonej wody do złoża Dobór odpowiednich wydajności wydobywanej wody	tak	Ryzyko to może być związane z różnymi przyczynami (m.in. brakiem odnawialności zasobów wody termalnej; dopływem do jej zbiornika lub odwiertu chłodniejszej wody z innych poziomów). Niekiedy nie można go skutecznie ograniczyć
		X			Niższe/wyższe niż zakładane ciśnienia wody termalnej	X		Dostosowanie planu zagospodarowania złoża wody termalnej, projektu, budowy i eksploatacji instalacji geotermalnej do rzeczywistej wartości ciśnień (także temperatur, wydajności przepływu)	tak	Niektóre ryzyka: zbyt wysokie ciśnienia mogą powodować utrudnienia w zatłaczaniu wody, wymagać zmian w projekcie; zbyt niskie ciśnienia utrudnienia przy wydobywaniu wody termalnej. W obu przypadkach – większe koszty eksploatacji wody termalnej
			X		Nieoczekiwane zmiany ciśnienia wody termalnej podczas eksploatacji	X		Staranny plan zagospodarowania złoża wody termalnej i jego przestrzeganie, zatłaczanie wody termalnej	tak	Takie zmiany mogą być spowodowane m.in. zatłaczaniem / brakiem zatłaczania, interferencją z innymi odwiertami
	X	X	X		Inny niż przewidywany skład chemiczny / właściwości fizykochemiczne wody termalnej	X		M.in.: dobór wyposażenia odwiertów, innych elementów wykonanych z materiałów dostosowanych do stwierdzonego składu / właściwości fizykochemicznych wody; stosowanie odpowiednich metod ograniczania ewent. negatywnych zjawisk związanych ze	tak	Ryzyko dotyczy m.in. pojawienia się nieprzewidywanego na etapie projektowania zjawiska korozji i/lub skalingu w odwiercie i in. instalacjach geotermalnych. Należy opracować i wprowadzić sposoby ich ograniczania, co może także zwiększyć koszty operacyjne (wcześniej nie uwzględnione)

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
								stwierdzonym składem i właściwościami wody		
					Zmiana składu chemicznego/właściwości fizykochemicznych wody termalnej w trakcie jej eksploatacji	X	X	Wprowadzenie niezbędnych zmian w planie zagospodarowania złoża wody termalnej. Zatłaczanie wody termalnej	tak	Ryzyko może być związane z naturalnymi procesami w złożu, procesami wywołanymi przez eksploatację (np. dopływu wód z dalszych partii ich zbiornika, wysładzania, usuwania gazów z wydobywanej lub zatłaczanej wody termalnej (i zmiany odczynu)
		X			Brak formacji docelowej (zbiornika wód) w wykonanym otworze Brak formacji docelowej (zbiornika wód) w wykonanym otworze	X		Dokładna analiza dostępnych informacji dot. budowy geologicznej, tektoniki rejonu planowanego odwiertu / instalacji, badania geofizyczne (w tym sejsmika 2D, 3D) przed rozpoczęciem projektu i lokalizacją odwiertu / -ów. Badania geologiczne, analiza próbek okruchowych i rdzeni podczas wiercenia	tak	Ryzyko z tym związane wynika m.in. występowania uskoków, stref uskokowych, specyficznej geologii, co było wcześniej słabo rozpoznanej
		X			Brak wody termalnej w formacji docelowej lub zbyt mała jej wydajność dla planowanego komercyjnego	X		Dokładne badania geologiczne, w tym analiza próbek rdzeni. Zebranie, analiza, interpretacja danych geofizycznych, geologicznych, hydrogeologicznych, geotermalnych, in. w celu uzyskania jak największej informacji o rozważanym docelowym zbiorniku, przed rozpoczęciem wiercenia otworu	tak	

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
		X			Inna niż przewidywana litologia lub stratygrafia formacji zbiornikowej	X		Dokładne analizy geologiczne rejonu planowanego otworu geotermalnego, analiza litologii próbek okruchowych i rdzeni w trakcie wiercenia otworu (przygotowanie do sytuacji stwierdzenia innej litologii formacji zbiornikowej niż przewidywana, innej litologii, konsekwencji tego faktu dla celu wiercenia)	Tak	Wystąpienie tego czynnika ryzyka może skutkować innymi niż zakładane wartościami parametrów wody termalnej (wydajności, składu chemicznego, in.) lub nawet brakiem wody
		X	X	X	Wytrącanie wtórnych substancji mineralnych (skaling) w obiegu wody termalnej	X		Wykonanie analizy tendencji do skalingu, dobór metod jego ograniczania (dobór materiałów na wyposażenie wstępne i powierzchniowe instalacji, stosowanie inhibitorów, miękkiego kwasowania, in. metod), utrzymywanie odpowiedniego zakresu ciśnień, temperatur eksploatowanej wody, regularna konserwacja instalacji	Tak	Ten czynnik ryzyka może prowadzić do spadku przepływu wody termalnej między odwiertami, problemów z wydajnością, a zwłaszcza chłonnością, konieczności wiercenia kilku odwiertów chłonnych

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
		X	X	X	Korozja wyposażenia odwiertów i innych instalacji geotermalnych	X		Wykonanie analizy tendencji do korozji, dobór metod jej ograniczania (dobór odpornych na korozję materiałów na wyposażenie wgłębne i powierzchniowe instalacji, stosowanie inhibitorów, in. metod), regularna konserwacja instalacji	tak	Ten czynnik ryzyka może prowadzić do niszczenia instalacji geotermalnej, utraty jej integralności, problemów z wydajnością, a zwłaszcza z chłonnością, konieczności wiercenia kilku odwiertów chłonnych
			X		Piaszczenie, migracja, depozycja piasku i innych cząstek stałych wraz z wodą w instalacji geotermalnej i formacji zbiornikowej	X		Usuwanie cząstek stałych z obiegu wody termalnej (za pomocą różnych rodzajów filtrów, niekiedy (w przypadku znacznego piaszczenia) hydrocyklonów)	tak	Cząstki stałe (ze skał zbiornikowych, produkty skalingu, korozji) mogą powodować uszkodzenia mechaniczne instalacji geotermalnej, prowadzić do spadku przepływu wody termalnej przez instalację, spadku chłonności odwiertów. Może to skutkować koniecznością wymiany elementów instalacji, zwiększonym zużyciem energii elektrycznej na napęd pomp zatłaczających i wzrostem kosztów

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
			X		Nieoptymalna łączność hydrauliczna pomiędzy otworami	X		Dokładne testy otworowe oraz starannie zaplanowana eksploatacja złoża	tak	Zarówno zbyt wysoka, jak i zbyt niska przewodność hydrauliczna może stanowić problem, szczególnie w kontekście zatłaczania wody termalnej może prowadzić m.in. do zbyt szybkiej propagacji frontu chłodnego od otworu wydobywczego w kierunku odwiertu / odwiertów chłonnych
Kwestie techniczne		X			Ucieczki płuczki wiertniczej prowadzące do poważnych problemów technicznych	X	X	Unikanie wiercenia przy nadmiernym ciśnieniu, właściwy dobór gęstości i innych parametrów płuczki wiertniczej	tak częściowo	Ryzyko może być duże w przypadku wiercenia w interwałach ze szczelinami o wysokiej przewodności. Może to prowadzić do trudności z prowadzeniem dalszego wiercenia, uszkodzeń strefy zbiornikowej, wzrostu kosztów wiercenia
		X			Niewłaściwa gęstość płuczki wiertniczej prowadząca do uszkodzenia otworu / zbiornika wody termalnej	X	X	Odpowiedni program płuczkowy (mud program). Staranne przygotowanie składu i parametrów płuczki wiertniczej	tak częściowo	Ryzyko niekontrolowanej erupcji wody / innych płynów z otworu, innych problemów. Może wynikać z błędnego oszacowania ciśnień, braku uwzględnienia gazów in situ. Uszkodzenie strefy złożowej (w konsekwencji ograniczenie przepływu) wskutek depozycji ilastych składników płuczki wiertniczej

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
		X			Trudności z zapuszczeniem rur (okładzinowych, eksploatacyjnych) na planowaną głębokość	X		Zapewnienie osiągnięcia i utrzymania projektowanej średnicy otworu, utrzymanie planowanej trajektorii otworu	nie	Ryzyko dotyczy niestabilności otworu, jeśli rury okładzinowe nie będą zapuszczone na planowaną głębokość
		X			Problemy z utrzymaniem planowanej trajektorii otworu geotermalnego (odchylenie od celu)	X		Odpowiedni program wiercenia i jego realizacja, stosowanie odpowiednich technik wiertniczych i sprzętu	tak częściowo	Ryzyko dotyczy m.in. dotarcie do poziomu wodonośnego na głębokości innej niż planowana, problemów technicznych (np. problemów z jakością cementowania rur okładzinowych), wzrostu kosztów wiercenia
		X			Wiercenie otworu jest trudniejsze technicznie/droższe niż zakładano	X			nie	Ryzyko obejmuje różne czynniki (m.in. problemy techniczne podczas wiercenia wskutek różnych przyczyn, awarie sprzętu, możliwość utraty narzędzi wiertniczych. Zwykle wiąże się to z większymi kosztami, wydłużeniem czasu wiercenia

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
		X			Błąd techniczny podczas wiercenia otworu	X		Właściwe prowadzenie prac i użytkowania urządzeń, narzędzi wiertniczych zgodnie z instrukcjami	tak częściowo	Czynnik ten może prowadzić do utrudnień, awarii podczas wiercenia, niekiedy nieodwracalnych, rzutować na wzrost kosztów / straty finansowe, warunki przyszłej eksploatacji odwiertu (np. niższą niż planowana wydajność wody termalnej / chłonność, czyli uzyskiwanie niższych od planowanych wielkości mocy i produkcji energii geotermalnej)
		X	X		Niewłaściwy transport / używanie źródeł radioaktywnych podczas pomiarów geofizycznych w otworze	X		Przestrzeganie planu zagospodarowania odpadów radioaktywnych	nie	
				X	Awaryjne uszkodzenie sprzętu, urządzenia wiertniczego	X		Przygotowanie narzędzi, urządzeń zapasowych / części zamiennych	tak częściowo	Czynnik dotyczy wyposażenia podpowierzchniowego, instalacji powierzchniowych (np. wymienników ciepła, zaworów, rur), in. elementów instalacji geotermalnej. Długie awarie i inne przestoje w oczekiwaniu na dostarczenie potrzebnych części zamiennych skutkują m.in. wzrostem kosztów
		X			Zniszczenie orurowania otworu	X		Ekstremalna ostrożność podczas przewiercania niestabilnych formacji. Staranne zaprojektowanie otworu	tak częściowo	Jeśli woda jest uwięziona między cementem a orurowaniem, zwłaszcza w odcinkach, w których jedna obudowa znajduje się w drugiej, istnieje ryzyko

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
										zniszczenia/zapadania/ obudowy z powodu wzrostu objętości. Strefy nadmiernego ciśnienia oraz naprężenia tektoniczne mogą również prowadzić do niszczenia lub zapadania się obudowy
		X			Ucieczki płuczki wiertniczej prowadzące do poważnych problemów technicznych	X	X	Unikanie wiercenia przy nadmiernym ciśnieniu, właściwy dobór gęstości i innych parametrów płuczki wiertniczej	tak częściowo	Ryzyko może być duże w przypadku wiercenia w interwałach ze szczelinami o wysokiej przewodności. Może to prowadzić do trudności z prowadzeniem dalszego wiercenia, uszkodzeń strefy zbiornikowej, wzrostu kosztów wiercenia
		X			Niewłaściwa gęstość płuczki wiertniczej prowadząca do uszkodzenia otworu / zbiornika wody termalnej	X	X	Odpowiedni program płuczkowy (mud program). Staranne przygotowanie składu i parametrów płuczki wiertniczej	tak częściowo	Ryzyko niekontrolowanej erupcji wody / innych płynów z otworu, innych problemów. Może wynikać z błędnego oszacowania ciśnień, braku uwzględnienia gazów in situ. Uszkodzenie strefy złożowej (w konsekwencji ograniczenie przepływu) wskutek depozycji ilastych składników płuczki wiertniczej

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
Ryzyka środowiskowe		X	X	X	Erupcje otworowe	X	X	Staranne opracowanie planu i programu wiercenia otworu i jego realizacja; montaż głowic i wyposażenia przeciwerupcyjnego; używanie sprzętu do wykrywania dopływu ze złoża do otworu (tzw. "kick detection equipment"); szkolenia i certyfikacja pracowników	tak częściowo	Czynnik ryzyka obejmuje różne przyczyny, wskutek których może dojść do erupcji wody, innych płynów (w tym gazów) i ich przedostania się do środowiska zewnętrznego (np. wskutek uszkodzenia głowicy odwiertu, instalacji powierzchniowej, wyższego niż spodziewane ciśnienie wody w odwiercie)
		X	X	X	Przepływ wody między różnymi poziomami wodonośnymi w odwiercie wskutek ich złej izolacji	X	X	Starannie wykonane prace cementacyjne w otworze	nie	Czynnik ma cechy środowiskowe (dopływ wody o innym składzie chemicznym, temperaturze i parametrach fizykochemicznych do innego poziomu z wodą o innych wartościach tych parametrach – mieszanie wód), jak też ekonomiczny (może w efekcie dojść do obniżenia / utraty możliwości wydobywania wody termalnej o planowanych parametrach)
		X	X		Sejsmiczność indukowana spowodowana niewłaściwym prowadzeniem prac i zabiegów w odwiercie	X	X	Unikanie zbyt wysokiego ciśnienia/wydajności wody przy zatłaczaniu, in. zabiegach (stymulacji/szczelinowania). Prowadzenie monitoringu sejsmicznego	nie	Czynnik ryzyka może wystąpić, zwłaszcza jeśli prace wskutek których może on wystąpić będą niewłaściwie zaprojektowane i wykonywane (zbyt wysokie ciśnienia, nadmierne zatłaczanie płynów stymulacyjnych, nieodpowiednie techniki). Mogą też wystąpić inne niekorzystne zjawiska (np. naprężenia wywołane różnicami temperatur, wzrost ciśnienia porowego).

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
										Dotychczas były to pojedyncze przypadki, poza Polską
		X	X		Emisje toksycznych / wybuchowych gazów z formacji skalnych, płynów wiertniczych, wydzielających się z wody termalnej podczas wiercenia lub eksploatacji odwiertu		X	Stosowanie zasad wiercenia i eksploatacji zgodnie z odpowiednimi przepisami. Monitoring wypływu i rodzaju gazów podczas wiercenia i eksploatacji odwiertu. Montaż systemu detekcji substancji toksycznych (gazów/cieczy). Wyposażenie wiertni w urządzenia do degazacji wody termalnej	nie	Do gazów, które mogą stanowić czynniki ryzyka należą m.in. siarkowodór H ₂ S, metan CH ₄ .
			X		Nadmierna emisja gazów cieplarnianych związana z procesem wierceniem otworu, eksploatacją wody termalnej		X	Zastosowanie technologii usuwania gazów cieplarnianych (dwutlenku węgla CO ₂ i/lub innych gazów)	nie	Czynnik ryzyka obejmuje głównie dwutlenek węgla CO ₂

Grupa czynników ryzyka	Faza projektu				Opis	Skutki		Ograniczanie ryzyka		Uwagi
	rozpoznanie/eksploracja	wiercenie/ opróbowanie/ uruchomienie	eksploatacja	po zamknięciu		Ekonomiczne/dla pracy systemu /akceptowalność	Zdrowie, bezpieczeństwo /bhp/ środowisko	Sposoby techniczne	Ubezpieczenie	
		X	X	X	Utrata integralności wyposażenia odwiertu geotermalnego	X	X	Dobry projekt wiercenia otworu. Staranne cementowanie rur w otworze wiertniczym. Unikanie zdarzeń prowadzących do korozji, innych procesów, które mogą skutkować utratą integralności odwiertu	tak częściowo	Czynniki ryzyka obejmują m.in. niedostateczną jakość cementowania rur, problemy z rurami okładzinowymi (m.in. wskutek korozji)
		X	X	X	Utrata integralności wyposażenia powierzchniowego instalacji geotermalnej	X	X	Montaż systemu wykrywania przecieków	tak częściowo	Czynniki ryzyka obejmują m.in. uszkodzenia mechaniczne, skutki korozji, in.
		X	X	X	Erupcje otworowe	X	X	Staranne opracowanie planu i programu wiercenia otworu i jego realizacja; montaż głowic i wyposażenia przeciwerupcyjnego; używanie sprzętu do wykrywania dopływu ze złoża do otworu (tzw. "kick detection equipment"); szkolenia i certyfikacja pracowników	tak częściowo	Czynnik ryzyka obejmuje różne przyczyny, wskutek których może dojść do erupcji wody, innych płynów (w tym gazów) i ich przedostania się do środowiska zewnętrznego (np. wskutek uszkodzenia głowicy odwiertu, instalacji powierzchniowej, wyższego niż spodziewane ciśnienie wody w odwiercie)

Uwaga: W Polsce opracowanie PRG, PZZ oraz innych dokumentów (dotyczących m.in. prawidłowego prowadzenia prac, badań i eksploatacji odwiertów oraz złoża wód termalnych na różnych etapach projektu geotermalnego) jest szczegółowo regulowane przez PGiG oraz odpowiednie rozporządzenia wykonawcze. Prawidłowe przygotowanie takiej dokumentacji, zgodnie z obowiązującymi przepisami, ma kluczowe znaczenie dla unikania i łagodzenia wielu czynników ryzyka, które zostały wymienione w zestawieniu. W samej tabeli zastosowano natomiast bardziej ogólne i potoczne sformułowania.

4.2.6. Propozycje instrumentów finansowych ograniczających ryzyko w geotermii

Beata Kępińska

Rozwój energii geotermalnej wymaga zastosowania odpowiednich narzędzi finansowych, które pozwolą zminimalizować ryzyko i zwiększyć atrakcyjność inwestycji. W obliczu wyzwań technicznych i ekonomicznych, różnorodne instrumenty finansowe odgrywają kluczową rolę w pobudzaniu inwestycji i wspieraniu stabilności sektora geotermalnego.

Sposoby ograniczania ryzyka w zależności od stopnia rozwoju rynku geotermalnego

Realizacja projektów geotermalnych jest obarczona różnorodnymi ryzykami. Jednym z nich jest ryzyko geologiczne. Odzwierciedla ono wysoki stopień niepewności co do warunków wgłębnych i budowy geologicznej, jaki ma często miejsce przed zakończeniem wiercenia otworów, w tym zwłaszcza pierwszego otworu rozpoznawczego (badawczego) w określonej lokalizacji. Z tych powodów ryzyko geologiczne jest głównym czynnikiem, które stymuluje zaangażowanie władz publicznych w rozwój projektów geotermalnych (Serrano i in., red., 2021). Jest to szczególnie widoczne w krajach o początkowej fazie rozwoju rynku geotermalnego lub w okresie przejściowym (Belgia, Szwajcaria, Holandia, Polska). W niektórych z nich wprowadzono publiczne programy wsparcia w formie m.in. dotacji, pożyczek różnego typu, a w konkretnych przypadkach także inne narzędzia. W krajach o cechach dojrzałości rynkowej w tym zakresie (jak m.in. Francja) ustanowiono programy ograniczające wymienione ryzyka. Uwzględniają one aspekty ekonomiczne, techniczne, handlowe oraz prawne i administracyjne (<https://www.egec.org/georisk-project/>), które pozwalają łagodzić skutki ryzyka geologicznego i niepewności co do zasobów.

Na wczesnym etapie rozwoju rynku, w przypadku fazy inwestycyjnej projektu, publiczne programy ograniczania ryzyka skoncentrowane są przede wszystkim na ryzyku nieuzyskania zasobów energii geotermalnej o parametrach zakładanych na etapie projektowania (w tym wydajności przepływu wody termalnej i jej temperatury), natomiast w późniejszej fazie projektu (operacyjnej) obejmują one zagrożenia związane z potencjalnym naruszeniem wielkości i jakości tych zasobów wskutek ich eksploatacji (Lupi, Siddiqi, 2019). Instytucje publiczne powinny zatem udostępnić szereg mechanizmów wsparcia dostosowanych do konkretnych potrzeb każdej fazy rozwoju projektu geotermalnego.

Udział publiczny w ograniczaniu ryzyka występuje także w przypadku ryzyka wynikającego z tzw. niepewności zewnętrznej, np. możliwości braku finansowania kolejnych faz projektu (jest tak w przypadku niemieckich i węgierskich programów ograniczania ryzyka), czy też m.in. kwestii technicznych w warunkach bardziej dojrzałych rynków (np. w Niemczech).

Celem dotacji i pożyczek jest łagodzenie lub eliminacja negatywnych skutków finansowych ryzyka, jakie mógłby ponieść inwestor w związku z nieuzyskaniem zasobów geotermalnych o zakładanych parametrach (ryzyko zasobowe) na etapie inwestycyjnym. Narzędzia te mają również łagodzić skutki związane z innymi czynnikami ryzyka w trakcie prac badawczych, wiercenia, testowania i potwierdzania zasobów. W przypadku dotacji i pożyczek ryzyka te przejmuje na siebie publiczny podmiot ich udzielający.

Wraz z rozwojem rynku konieczne jest wprowadzenie innych odpowiednich form ograniczania ryzyka, w tym funduszy ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych, zarówno

krótkoterminowych (dla fazy inwestycyjnej projektów), jak i długoterminowych (dla fazy operacyjnej) (Dumas i in., 2019; Dumas, Garabetian, 2019).

Sposoby ograniczania ryzyka i wsparcie finansowe dla rozwoju geotermii w Polsce

W Polsce wsparcie finansowe dla geotermii jest dotychczas udzielane głównie w formie dotacji bezzwrotnych (dla samorządów terytorialnych i podmiotów z ich udziałem) oraz pożyczek z kilku dużych programów publicznych uruchamianych sukcesywnie od 2016 r. (oraz okresowo we wcześniejszych latach) przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (poprzednio Ministerstwo Środowiska) i wypłacanych przez NFOŚiGW. Formy tego wsparcia odpowiadają wczesnemu etapowi rozwoju rynku geotermalnego i dotyczą fazy inwestycyjnej projektów geotermalnych. Proces finansowania projektów geotermalnych (oraz innych nowych technologii) ewoluuje wraz z dojrzewaniem rynku.

Na początkowym etapie, gdy technologia jest jeszcze rozwijana, a ryzyko inwestycyjne jest wysokie, dominują mechanizmy wsparcia publicznego, takie jak dotacje oraz zwrotne pożyczki. Ich celem jest umożliwienie realizacji pierwszych projektów demonstracyjnych i pilotażowych, które pomogą zebrać doświadczenie oraz zweryfikować opłacalność technologii. Wraz ze wzrostem liczby realizowanych projektów i większym zrozumieniem ryzyka technologicznego oraz ekonomicznego, pojawiają się bardziej złożone instrumenty finansowe, takie jak pożyczki zamienne czy systemy ubezpieczeń publicznych. Państwo nadal pełni istotną rolę, ale wsparcie zaczyna przyjmować bardziej rynkowy charakter, ograniczając bezpośrednio dotacje na rzecz mechanizmów zmniejszających ryzyko inwestorów.

W kolejnym etapie, gdy rynek osiąga większą dojrzałość, w finansowanie projektów coraz bardziej angażuje się sektor prywatny. Pojawiają się rozwiązania oparte na partnerstwach publiczno-prywatnych, a także prywatne mechanizmy ubezpieczenia ryzyka. W tym momencie projekty geotermalne są już na tyle przewidywalne pod względem kosztów i zwrotów, że inwestorzy komercyjni są skłonni angażować kapitał bez konieczności szerokiego wsparcia państwa. W Polsce proces ten jest nadal na etapie przejściowym – wciąż dominuje finansowanie publiczne w postaci dotacji i pożyczek, ale należy przygotowywać się na wprowadzanie bardziej rynkowych mechanizmów wsparcia. Figura 4.2.1. ilustruje tę zależność, pokazując różne narzędzia wsparcia finansowego w zależności od dojrzałości rynku oraz pozycję Polski w tym procesie. Schemat pokazuje, że wraz ze wzrostem dojrzałości rynku energii geotermalnej, zwiększającą się liczbą instalacji, inwestycji, wzrostem liczby inwestycji z udziałem sektora prywatnego zmieniają się narzędzia służące ograniczaniu ryzyka w projektach geotermalnych: od grantów (dotacji bezzwrotnych), pożyczek zwrotnych i zamiennych (w przypadku rynku wschodzącego, o niewielkiej dojrzałości) do systemu ubezpieczeń publicznych, publiczno-prywatnych i prywatnych (w przypadku rynków dojrzałych). Zaznaczono (PI) usytuowanie polskiego rynku geotermalnego.

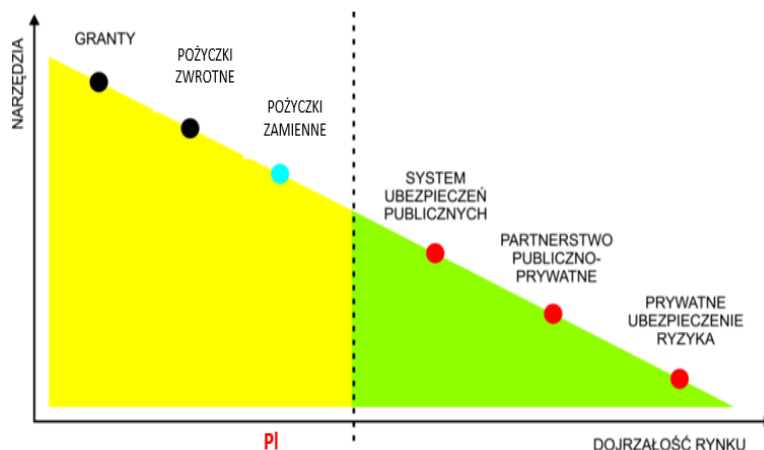


Fig. 4.2.1. Sposoby ograniczania ryzyka w projektach geotermalnych w zależności od stopnia dojrzałości rynku energii geotermalnej (wg Kępińskiej i in., 2021)

Fundusz ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych

Opracowanie mechanizmu przenoszenia i podziału niektórych rodzajów ryzyka jest regulowane przez przepisy i wymogi prawne. Określają one zazwyczaj także źródła finansowania oraz mechanizmy programu ograniczania ryzyka, jego charakter i formę, zakres i czas trwania, strukturę organu przyznającego pomoc, a także rodzaj pokrywanego ryzyka. W przypadku programu publicznego powinna istnieć podstawa prawna w tym względzie (ustawa, rozporządzenie, dekret). Programy publiczne mogą mieć umocowanie w ustawie o energii i o emisji CO₂ (np. Szwajcaria), ustawie o środowisku (np. Polska) czy też w ustawodawstwie dotyczącym zmian klimatycznych (np. Holandia). Oznacza to, że omawiane programy podlegają procesom legislacyjnym z udziałem organów władzy ustawodawczej. Żaden kraj europejski nie ma natomiast odrębnej ustawy dotyczącej geotermii. Taki akt prawny mógłby poprawić wdrażanie i zarządzanie programami ograniczania ryzyka, zapewniając ich spójność.

W przypadku projektów realizowanych w partnerstwie publiczno–prywatnym może się natomiast zdarzyć, że do udzielania niskoprocentowanych pożyczek lub gwarancji kredytowych są upoważnione państwowe banki lub firmy ubezpieczeniowe (przez rząd lub agencje energetyczne, czasami wspólnie z podmiotami prywatnymi działającymi na zasadach komercyjnych). W takim przypadku ramy prawne obejmują zarówno prawo spółek, przepisy bankowe jak i prawo publiczne. Podmiot publiczny ma wpływ na partnerstwo publiczno-prywatne poprzez udziały. Na przykład we Francji – Francuska Agencja Zarządzania Środowiskiem i Energią (ADEME) odgrywa tę rolę we wszystkich projektach geotermalnych, które są obecnie lub będą wkrótce realizowane w kraju w partnerstwach publiczno–prywatnych.

W przypadku programów prywatnych ramy prawne i regulacyjne są określone w umowie i statucie podmiotu gospodarczego. Statut ten stanowi, że spółka prywatna może zaangażować się w działalność ubezpieczeniową. Mogą także istnieć podmioty biznesowe, które zaspokajają specyficzne potrzeby sektora geotermalnego związane z ograniczaniem ryzyka.

Kluczowe aspekty przy opracowywaniu i wprowadzaniu programów ograniczania ryzyka

Do kluczowych aspektów, które są uwzględniane przy opracowywaniu i wprowadzaniu programów ograniczania ryzyka w projektach geotermalnych należą (Lupi i Siddiqi, 2019):

- zidentyfikowanie ryzyka (lub ryzyk), którego skutki ma ograniczać dany program (z uwzględnieniem m.in., czy ma ono charakter krótko- czy długoterminowy);
- określenie czy istnieją podstawy prawne i formalne (ustawowe, rozporządzenia, inne akty) umożliwiające ustanowienie programu ograniczania ryzyka, czy też istnieje potrzeba wprowadzenia takich podstaw;
- określenie źródeł i sposobów finansowania rozważanego programu, kryteriów i mechanizmów jego działania, zakresu i czasu trwania, organu przyznającego pomoc, rodzaju ryzyka objętego przez program, procesu przyznawania pomocy;
- dążenie, aby kryteria zakwalifikowania do programu i procedury tego dotyczące były możliwie proste, przejrzyste, a wnioskodawcy zainteresowani danym programem otrzymywali jasny wykaz wymaganych informacji i dokumentów;
- ustalenie kryteriów według których będzie określany poziom szkody spowodowanej przez poszczególne kategorie ryzyka objętego programem, a na tej podstawie wysokość wypłacanej rekompensaty za poniesioną szkodę.

Ryzyka, jakie można napotkać podczas realizacji projektu geotermalnego, można przypisać do następujących grup (<https://www.egec.org/georisk-project/>):

- ryzyka zasobowe – ryzyko krótkoterminowe związane z nieuzyskaniem zasobów o zakładanych parametrach (etap inwestycyjny) i/lub ryzyko długoterminowe związane z wyczerpywaniem zasobów lub pogarszaniem ich parametrów na etapie operacyjnym (wieloletniej pracy instalacji). Ryzyka te obejmowane są publicznym programem ograniczania ryzyka lub programem ograniczania ryzyka w ramach partnerstwa publiczno–prywatnego;
- ryzyka finansowe – wynikające z niepewności w kontekście zewnętrznym (np. braku finansowania kolejnych etapów). Mogą one być objęte publicznym programem ograniczania ryzyka lub programem prywatnym;
- ryzyka środowiskowe – wynikające z oddziaływania eksploatacji zasobów geotermalnych na środowisko naturalne, które mogą być objęte publicznym programem ograniczania ryzyka, jak również programem prywatnym (wraz z ryzykiem społecznym w przypadku niektórych krajów);
- ryzyka techniczne – związane są z niepewnością warunków podziemnych, awariami sprzętu, problemami operacyjnymi oraz skutecznością technologii. W warunkach bardziej dojrzałego rynku mogą być niekiedy objęte również publicznym programem ograniczania ryzyka.

Finansowanie programów ograniczania ryzyka powinno opierać się na przejrzystej strukturze kapitałowej i finansowej, która zagwarantuje trwałe i niezawodne wsparcie dla realizacji projektów geotermalnych. Podstawa prawna, na której opiera się publiczny program ograniczania ryzyka określa zazwyczaj również źródło jego finansowania.

Źródła finansowania programów ograniczania ryzyka w projektach geotermalnych mogą stanowić:

- środki publiczne (z opłat publiczno-prawnych, podatków, dopłat, grzywien itp.);
- finansowanie prywatne oraz w ramach partnerstwa publiczno–prywatnego za pomocą kapitału zaangażowanego, kapitału własnego i opłat od udziałowców partnerstwa lub udziały w przychodach spółki prywatnej.

Propozycja powołania funduszu ubezpieczenia od ryzyka geologicznego w projektach geotermalnych w Polsce

W Polsce narasta potrzeba wprowadzenia, oprócz wcześniej wymienionych, kolejnego narzędzia ograniczania ryzyka w projektach geotermalnych, które będzie odpowiednie dla rozwijającego się rynku, przyciągnie do branży inwestorów z obszarów innych niż publiczny i zagwarantuje im stabilne warunki ekonomiczne dla długofalowej działalności gospodarczej (Kępińska, Tomaszewska, 2010; Kasztelewicz, 2016; Kępińska i in., 2021). Podstawą propozycji były doświadczenia podobnych sprawdzonych programów działających od lat w innych krajach (m.in. we Francji, Holandii, Szwajcarii). Była ona konsultowana z polskimi przedsiębiorcami i operatorami ciepłowni geotermalnych. Została ujęta w Wieloletnim programie rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce (2021), w którym podano szczegóły niektórych założeń tego funduszu (według poziomu cen i kosztów w 2021 r. oraz w latach poprzednich). Są to:

- koszt założycielski (ze źródła publicznego, przynajmniej w początkowych latach funkcjonowania);
- liczba ubezpieczonych otworów w perspektywie 10-letniej (pozytywnych, negatywnych);
- wskaźnik sukcesu (tzn. potwierdzenia zasobów o parametrach przewidywanych w projekcie);
- jednorazowa składka ubezpieczeniowa wpłacana przez inwestora;
- stopień pokrycia ryzyka (rekompensaty), maksymalny czas trwania projektu wiercenia otworu geotermalnego objętego ubezpieczeniem;
- roczne koszty ogólne funduszu ubezpieczenia ryzyka, koszty pracy ekspertów oceniających i monitorujących projekty zgłaszane do ubezpieczenia.

Zakłada się organizację funduszu ubezpieczenia od ryzyka zarówno krótkoterminowego, jak i od ryzyka długoterminowego. Fundusze te mogą być natomiast wspólnie zarządzane.

Fundusz ubezpieczenia od ryzyka krótkoterminowego

Fundusz ma być instrumentem zarówno dla inwestorów (w tym innych niż samorządowych), jak i dla podmiotów publicznych, które go założą. Zwiększy to szanse na realizację większej liczby otworów geotermalnych (a w ślad za tym liczbę pracujących instalacji) przy zmniejszeniu zaangażowania środków publicznych. Po kilku latach od uruchomienia zasadne będzie rozważenie jego organizacji w formie partnerstwa publiczno–prywatnego pod warunkiem, że będzie osiągnięty odpowiedni poziom dojrzałości rynku ciepła geotermalnego.

Fundusz ubezpieczenia od ryzyka długoterminowego

Fundusz ubezpieczenia od ryzyka długoterminowego powinien dotyczyć ryzyk w fazie operacyjnej projektów geotermalnych. Będzie spełniał tym lepiej swoją rolę, im więcej będzie ubezpieczonych otworów. Zakłada się, że dzięki funduszowi kilkanaście otworów będzie działać z utrzymaniem poziomu wartości mocy produkowanego ciepła i efektu ekologicznego przez kilkanaście lat. Dzięki niemu przedsiębiorcy z branży będą mieli ułatwiony dostęp do środków oraz możliwość uzyskania rekompensat z ubezpieczenia na pokrycie części kosztów związanych z pracami i remontami, zapewniającymi stabilną, długoterminową eksploatację instalacji.

Dla organizacji tego funduszu przyjęto wstępne założenia (według poziomu cen i kosztów z 2021 r. oraz lat wcześniejszych), analogicznie do funduszu krótkoterminowego. Są to:

- koszt założycielski;

- jednorazowa składka początkowa;
- roczna składka ubezpieczeniowa wpłacana przez inwestora;
- roczne koszty ogólne funduszu, koszty ekspertów oceniających i monitorujących zgłaszane projekty;
- maksymalna jednorazowa rekompensata dla ubezpieczonego otworu;
- sposób, okresy uzupełniania i odtwarzania zasilania funduszu ze środków publicznych.

4.2.7. Oceny inwestycji w warunkach ryzyka geologicznego

Leszek Pająk

Inwestycje geotermalne, jak większość technologii wykorzystujących odnawialne nośniki energii, cechują wysokie wymagane nakłady inwestycyjne i umiarkowane lub niskie koszty operacyjne. W przypadku wykorzystania bezpośredniego w ciepłownictwie, w sytuacji gdy istnieje infrastruktura przesyłu i dystrybucji energii (sieć ciepłownicza, węzły przyłączeniowe i odbiorniki u odbiorców), nakłady inwestycyjne kumulują się głównie w działaniach ukierunkowanych na udostępnienie zasobów geotermalnych (kosztochłonne są przede wszystkim wiercenia otworów).

Ryzyko projektów geotermalnych spada wraz z ich zaawansowaniem. Ukończenie każdego etapu projektu weryfikuje jego wstępne założenia. Odbывается to przy równoczesnym wzroście łącznych kosztów zaangażowanych od początku w realizację projektu (fig. 4.2.2). Początkowe stadium, rozpoznawcze (prace studyjne i wstępne projektowe) projektów geotermalnych angażuje stosunkowo niewielkie nakłady, natomiast projekt w tym stadium nadal obarczony jest dużym ryzykiem. Spada ono znacząco po wykonaniu otworów rozpoznawczych (badawczych) i uzyskaniu wyników testów złożowych (próbnych pompowań). Następujące po nich wiercenia otworów eksploatacyjnych są jednym z najbardziej kosztotwórczych elementów projektu. Przywołana figura została opracowana przez jej autorów (Gehring, Loksha, 2012) z myślą o projektach dotyczących wykorzystania energii geotermalnej do produkcji prądu, jednak dobrze opisuje także projekty ukierunkowane na bezpośrednie, ciepłownicze wykorzystanie geotermii, które uwzględniają wiele otworów.

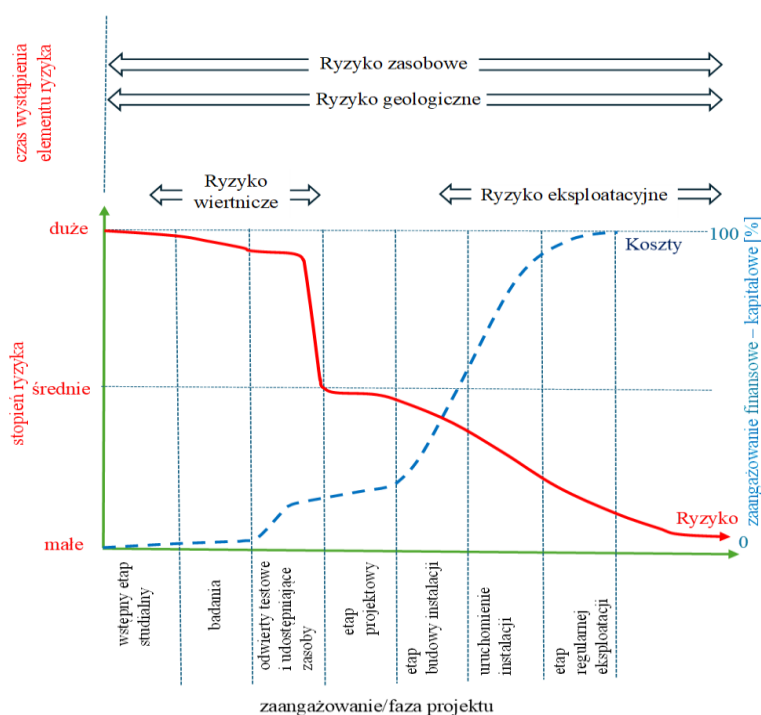


Fig. 4.2.2. Zmiana ryzyka projektu geotermalnego i poniesionych nakładów inwestycyjnych w czasie, z podziałem na etapy projektu – dla przypadku projektów skupiających się na wykorzystaniu niewielkiej liczby otworów w celach ciepłowniczych. Na diagramie naniesiono schematycznie okres występowania elementu ryzyka (wg Gehring, Loksha, 2012, zmienione)

W polskich warunkach tak rozbudowanych instalacji, które wpisywałyby się całkowicie w podany schemat, na ten moment nie ma. Polskie ciepłownie geotermalne bazują bowiem głównie na pojedynczych otworach lub dubletach, a nawet w przypadku największych instalacji (np. Podhale, Stargard, Pyrzyce) liczba eksploatowanych otworów jest relatywnie niewielka. Tym samym zacierą się wyraźna różnica pomiędzy etapem wykonania otworów badawczych (rozpoznawczych) i eksploatacyjnych, a pierwsze z wymienionych stają się otworami eksploatacyjnymi, jeżeli stwierdzone w nich zasoby spełniają stawiane im oczekiwania.

Ocena inwestycji w warunkach ryzyka – ujęcie ilościowe

Ryzyko związane z inwestycją, w tym inwestycją geotermalną, próbuje się często ująć ilościowo. Ma to szczególne znaczenie na początkowym etapie projektu, w fazie wyboru lokalizacji. Ilościowe określenie ryzyka poszczególnych wariantów projektu pozwala na wybór wariantu optymalnego pozbawionego czynników emocjonalnych. Do ilościowej oceny ryzyka służy wiele metod z pogranicza inżynierii i ekonomii. Do najbardziej rozpowszechnionych można zaliczyć ocenę wartości wskaźnika EMV (oczekiwany efekt finansowy, ang. *Expected Monetary Value*), którą definiuje się jako statystyczną miarę oczekiwanej wartości finansowej przy uwzględnieniu prawdopodobieństwa zajścia poszczególnych elementów ryzyka (zarówno w sensie pozytywnym, jak i negatywnym):

$$EMV = \sum_{i=1}^n x_i K_i$$

gdzie:

EMV – oczekiwana wartość monetarna [zł];

x_i – prawdopodobieństwo zajścia „i-tego” zdarzenia [-];

K_i – wartość „i-tego” zdarzenia [zł], przy czym wartość może przybierać wartości ujemne – w przypadku kosztów i strat lub dodatnie – w przypadku szans i zysków;

n – liczba analizowanych zdarzeń.

W literaturze (Socha i in., 2016) zaproponowano wykorzystanie tego wskaźnika (stosowanego wcześniej w przemyśle naftowym) w przypadku geotermii, definiując go przy wykorzystaniu NPV (wartości zaktualizowanej netto, ang. *Net Present Value*) jako:

$$EMV = p NPV + (1 - p) K$$

gdzie:

p – prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych z uwzględnieniem ryzyka geologicznego przed wykonaniem otworu [%];

NPV – zysk zdyskontowany z inwestycji geotermalnej w przypadku zagospodarowania tego złoża [zł];

K – koszty badań i wierceń potrzebnych do stwierdzenia, że dana inwestycja (np. odwiert) jest negatywna [zł].

Szerszy opis NPV, metodologia jego obliczania oraz wpływ ryzyka na wartości końcowe, znajduje się w rozdziale 4.1.4.

Autorzy artykułu z 2016 r. (Socha i in., 2016) opisują na przykładzie południowego rejonu Warszawy, zastosowanie EMV w przypadku istnienia ryzyka geologicznego. Autorzy podchodzą do problemu w ten sposób, że jeśli nawet w okolicy jest dobre rozpoznanie geologiczne, to i tak istnieje pewien procent ryzyka nieosiągnięcia zakładanych parametrów w planowanym otworze.

5. DOBRE PRAKTYKI I DOŚWIADCZENIA WYKORZYSTANIA WÓD TERMALNYCH W POLSCE I NA ŚWIECIE

5.1. Możliwości wykorzystania wody do celów energetycznych, leczniczych i innych

Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik

Temperatura wody termalnej na wypływie z ujęcia w dużej mierze warunkuje jej zastosowanie. Zakres wykorzystywania ciepła geotermalnego może być szeroki, poczynając od generacji energii elektrycznej, wielowariantowego zagospodarowania energii geotermalnej i wody w ciepłownictwie, w przemyśle, rolnictwie, balneoterapii i do innych celów (fig. 5.1.1).

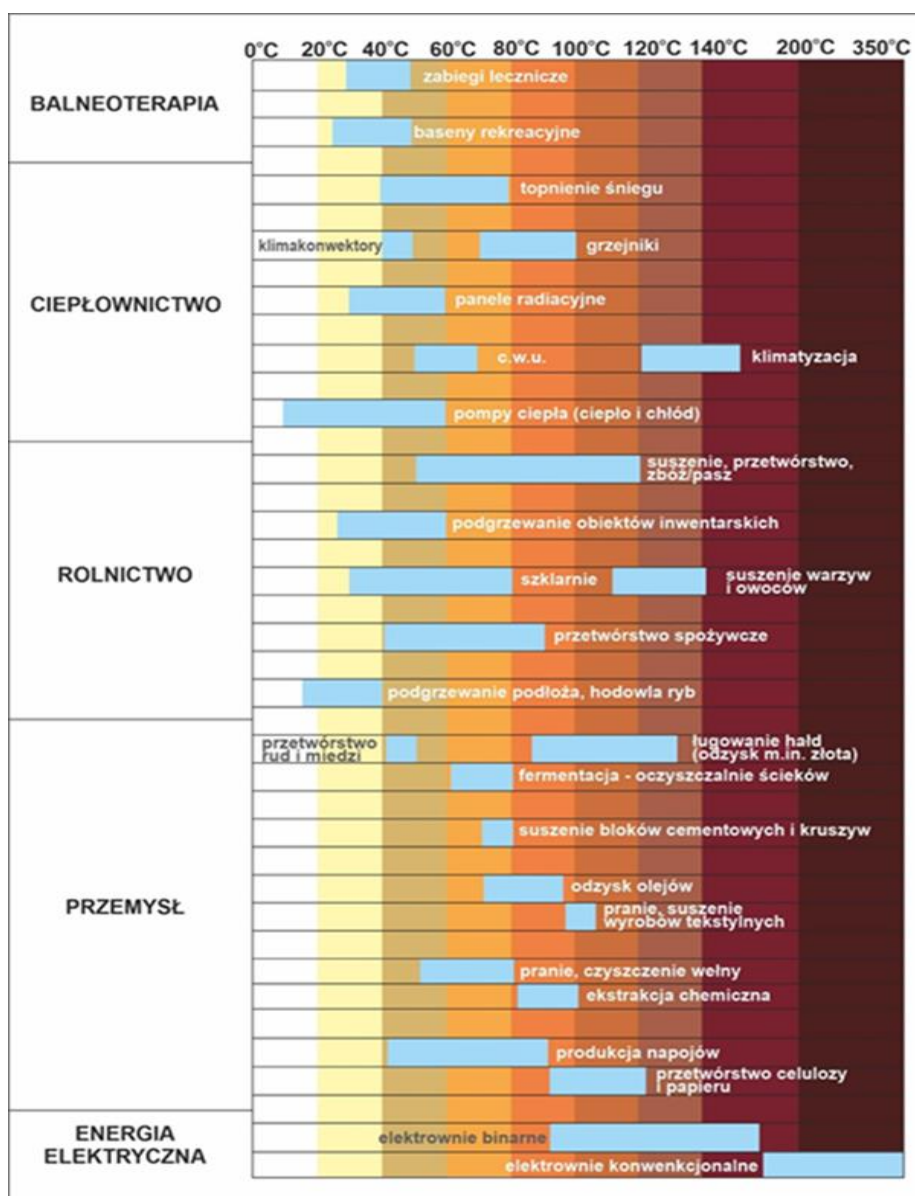


Fig. 5.1.1. Obszary gospodarki wraz z wymaganymi zakresami temperatur, mogące wykorzystywać dostępne zasoby geotermalne (na podstawie materiałów informacyjnych International Geothermal Association, European Branch, 2001 [W:] Kępińska red., 2023)

Kaskadowe (wszechstronne) wykorzystanie energii geotermalnej stanowi najbardziej efektywny sposób zagospodarowania energii geotermalnej. Polega na stopniowym, czy też różnorodnym, wykorzystywaniu energii zawartej w płynie geotermalnym lub wodzie w obiegu wtórnym przepływającej przez sieć ciepłowniczą. Odbiorcy w kaskadowym systemie wykorzystują energię od temperatur najwyższych i stopniowo zagospodarowując schłodzone wody w kolejnych procesach (Sokołowski i in., 1992; Bujakowski, 2000; Bujakowski, red., 2000; Bujakowski i in., 2000). W kolejnych etapach, energia cieplna może być wykorzystywana przez odbiorcę, którego wymagania dotyczące temperatury zasilania są niższe niż poprzedniego odbiorcy. Proces kaskadowego odbioru ciepła kończy się na odbiorcy, dla którego wystarczające są najniższe temperatury. Tak skonstruowany system pozwala na wykorzystanie większego zakresu temperatur wody termalnej dzięki zróżnicowanej charakterystyce odbiorców pod względem temperatury zasilania. Szeregowo podłączeni odbiorcy mogą wykorzystywać stopniowo energię wody termalnej o zróżnicowanej temperaturze. W ten sposób jest możliwe również zapewnienie warunków, gdy woda powracająca z sieci od pierwszego z podmiotów zasila obiekt podmiotu następnego i tak kolejno aż do osiągnięcia temperatury granicznej wymaganej do utylizacji wody (sposoby utylizacji schłodzonej wody omówiono w rozdziale 3.5).

W przypadku złóż wód termalnych (złóż niskotemperaturowych, tzn. poniżej 150°C), pierwszym etapem ich kaskadowego zagospodarowania jest zwykle ciepłownictwo (ogrzewanie obiektów kubaturowych) i dystrybucja ciepłej wody użytkowej. W kolejnych etapach, w zależności od temperatury wody oraz potrzeb technologicznych, energia geotermalna może być wykorzystywana w przetwórstwie spożywczym, do suszenia warzyw i owoców, pasteryzacji, suszenia materiałów budowlanych, hodowli zwierząt i ryb ciepłolubnych, ogrzewania szklarni, podgrzewania podłoża w uprawach pod osłonami, w rekreacji, lecznictwie itp. (Kępińska (red.), 2023). Tego rodzaju systemy pozwalają na maksymalizację wykorzystania zasobów, a także poprawiają ekonomikę i zarządzanie zasobami geotermalnymi.

Dostępne temperatury zasobów geotermalnych mogą być wystarczające dla potrzeb odbiorców, albo też wymagają wspomagania źródłami szczytowym lub pompami ciepła. Stosunkowo wysokie parametry projektowe wody w sieciach ciepłowniczych w Polsce często dochodzą do 130°C na zasilaniu i ok. 70°C na powrocie. Wysoka temperatura powrotu w sieci ciepłowniczej oznacza, że woda ta zawiera ilość użytecznej energii, którą można wykorzystać w kolejnym procesie technologicznym. Dzięki temu możliwe jest zwiększenie efektywności energetycznej systemu.

Wykorzystanie zasobów geotermalnych można umownie podzielić na wykorzystanie energii oraz płynu złożowego jako surowca do dalszego wykorzystania. Pozyskanie samej energii nie wiąże się z koniecznością wydobycia płynu geotermalnego na powierzchnię. Dostępne są metody, np. wykorzystujące tzw. otworowe wymienniki ciepła (ang. BHE – borehole heat exchangers), które wykorzystują własny czynnik roboczy, krążący w obiegu zamkniętym i odzyskujący od utworów geologicznych jedynie energię (na drodze wymiany ciepła). Klasyczne rozwiązania geotermalne bazują jednak na wydobyciu płynu geotermalnego, odzyskaniu od niego energii, co wiąże się z jego ochłodzeniem. Pozostały po wykorzystaniu energetycznym płyn geotermalny, zależnie od swojego składu i pomysłów na zagospodarowanie jego składników, może być następnie wykorzystany (fig. 5.1.2). W przypadku, jeżeli nie ma pomysłów na jego wykorzystanie, jest on zatłaczany do złoża. Proces ten odbudowuje ciśnienie w złożu, a w przypadku gdy mineralizacja płynu uniemożliwia jego zrzut, jest on jedynym sposobem jego utylizacji po wykorzystaniu energetycznym. Poniższy schemat przedstawia możliwe sposoby wykorzystania płynu złożowego, dzieląc je na wykorzystanie energetyczne i wykorzystanie samego płynu, jako surowca.

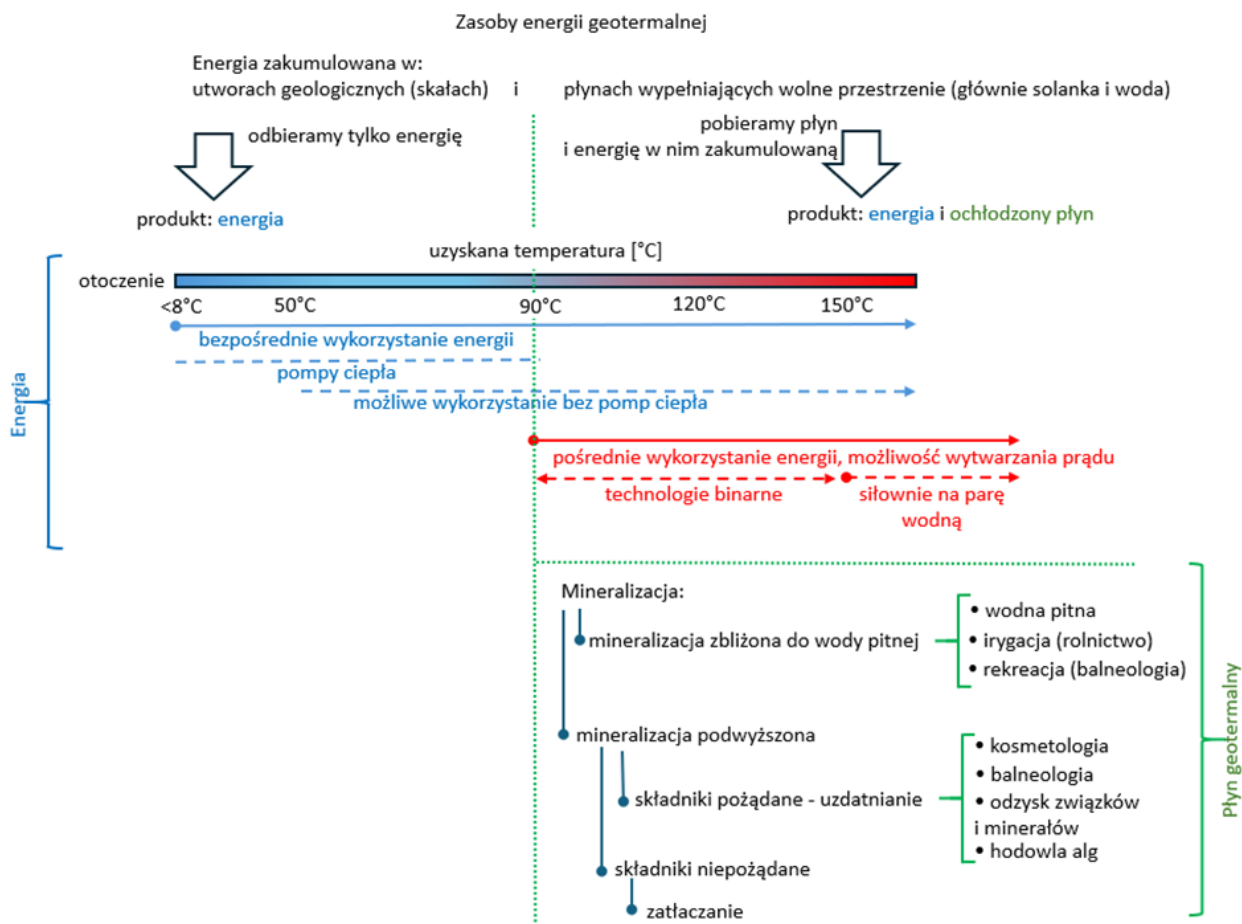


Fig. 5.1.2. Schemat wykorzystania energii i płynu geotermalnego

5.2. Główne kierunki wykorzystania wód termalnych i energii geotermalnej Polsce

Jadwiga Lasota

W Polsce głównym kierunkiem wykorzystania wód termalnych są cele energetyczne. W tym sektorze obserwuje się systematyczny rozwój, w latach 1996–2023 swoją działalność rozpoczęło 7 ciepłowni geotermalnych zlokalizowanych głównie w rejonie Podhala oraz Polski centralnej i północno-zachodniej. Działają one zarówno w systemie otwartym, odbywającym się bez zatłaczania wód do górotworu, jak i w systemie zamkniętym, czyli takim, w którym po odzyskaniu ciepła z wód podziemnych są one ponownie zatłaczane do warstwy wodonośnej. Temperatura na wypływie wód wykorzystywanych w ciepłowniach geotermalnych w Polsce w większości przypadków mieści się w przedziale 60–70°C, jedynie w jednej ciepłowni wynosi 40°C, a w dwóch obejmuje zakres 82–88°C. Złoże w Stargardzie wyróżnia się najwyższą temperaturą wód na wypływie, wynoszącą 88°C. Wielkość zasobów eksploatacyjnych ujęć w obrębie złóż, z których wody są wykorzystywane do celów ciepłowniczych, to 150–1000 m³/h. Największe zasoby eksploatacyjne udokumentowano dla ujęć w złożu Podhale 2 (1070 m³/h) (Gryszkiewicz, Socha, red., 2024).

Energia geotermalna jest wykorzystywana również w kilku miejscowościach w lokalnych systemach ciepłowniczych. Służy ona do ogrzewania pojedynczych budynków, kompleksów basenowych oraz hotelowych, a także podgrzewania chodników i parkingów w sezonie zimowym. Temperatura wód na wypływie wykorzystywanych do wyżej wymienionych celów mieści się w zakresie od 54°C w Karpnikach do ok. 90°C w Chochołowskich Termach. Zasoby eksploatacyjne ujęć wód termalnych wykorzystywanych do tych celów wynoszą od 44 m³/h w Karpnikach do 160 m³/h w Chochołowskich Termach (Gryszkiewicz, Socha, red., 2024).

Ważnym obszarem, w którym wykorzystuje się wody termalne są baseny rekreacyjne oraz ośrodki typu wellness i spa. Temperatura wód przeznaczonych do napełniania niecek basenów, mierzona na wypływie z ujęcia, jest zróżnicowana w przedziale od 21°C do 89,9°C (Gryszkiewicz, Socha, red., 2024). W związku z tym, w niektórych przypadkach wody muszą zostać podgrzane przed ich wykorzystaniem (np. Inowrocławska Terma czy Termy Warmińskie), natomiast w innych (np. Termy Cieplickie czy Chochołowskie Termy) – schłodzone do optymalnej wartości, która zazwyczaj mieści się w przedziale 25–38°C. Poza aspektem termicznym istotną rolę odgrywają właściwości fizykochemiczne użytkowanych wód. Ogólna zawartość składników mineralnych, a także ich rodzaj oraz zawartość składników biochemicznie aktywnych, takich jak: żelazo dwuwartościowe, fluorki, jodki, siarczki, kwas metakrzemowy czy radon, powodują, że wody mogą mieć działanie terapeutyczne. Baseny rekreacyjne wykorzystujące wody termalne i lecznicze termalne są to zarówno duże kompleksy, w skład których wchodzi sezonowe oraz całoroczne baseny wewnętrzne i zewnętrzne z licznymi atrakcjami w postaci zjeżdżalni, hydromasaży, jacuzzi itp., jak i mniejsze ośrodki, będące częścią uzdrowiskowej bazy zabiegowej.

Wody termalne swoje zastosowanie znajdują w balneoterapii, gdzie ich właściwości fizykochemiczne, takie jak mineralizacja oraz zawartość składników swoistych, przyczyniają się do poprawy zdrowia pacjentów. Dodatkowo podwyższona temperatura tych wód wspomaga procesy relaksacyjne, ułatwia krążenie krwi oraz wspiera detoksykację organizmu, co czyni je skutecznym narzędziem terapii wielu schorzeń. Są one wykorzystywane przede wszystkim w miejscowościach posiadających status uzdrowiska, które to korzystają z naturalnych surowców leczniczych oraz klimatu o właściwościach leczniczych, potwierdzonego odpowiednimi badaniami. Uzdrowiska dysponują zakładami i urządzeniami lecznictwa uzdrowiskowego. Szczegółowe warunki dotyczące procesu uzyskania statusu uzdrowiska określa *Ustawa z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych* (Dz. U. 2025 poz.

1135, t.j.). Wody termalne wykorzystywane do celów leczniczych są to zarówno wody zmineralizowane, jak i takie, których mineralizacja nie przekracza 1 g/dm^3 . Zawierają w swoim składzie takie składniki swoiste jak: żelazo dwuwartościowe, fluorki, jodki, siarczki, kwas metakrzemowy czy radon, których odpowiednie stężenie nadaje im właściwości lecznicze, poświadczone poprzez uzyskanie świadectwa potwierdzającego właściwości lecznicze wody z danego ujęcia. Dzięki temu mogą być stosowane w różnego rodzaju zabiegach leczniczych: kąpielach wannowych i basenowych, inhalacjach indywidualnych oraz okolicyzacyjnych, kuracji pitnej oraz płukaniu jam ciała.

Wody termalne i lecznicze termalne mogą znaleźć zastosowanie również w akwakulturze i rolnictwie, jednak ich wykorzystanie powinno odbywać się zgodnie z zasadami racjonalnej gospodarki wodnej. W przypadku wód termalnych, w tym leczniczych termalnych, priorytetem powinno być ich wykorzystanie do celów ciepłowniczych, rekreacyjnych i balneoterapeutycznych. Kluczowe jest, aby wydobycie tych wód było dostosowane do rzeczywistego zapotrzebowania i prowadzone w sposób zapewniający ich długofalowe i zrównoważone użytkowanie. Obecnie jeden z powyższych sposobów zagospodarowania w skali przemysłowej jest jedynie w miejscowości Janowo k/Trzęsacza, gdzie wody podziemne (w tym termalne) są stosowane w hodowli ryb. Od wielu lat kaskadowy system wykorzystania energii geotermalnej, w tym w akwakulturze i rolnictwie promowany jest w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN w Bańskiej Niżnej na Podhalu (Kępińska, red., 2023). Wielowariantowe i wszechstronne wykorzystanie wód termalnych i leczniczych termalnych wg stanu na 2023 r. przedstawiono na figurze 5.2.1.

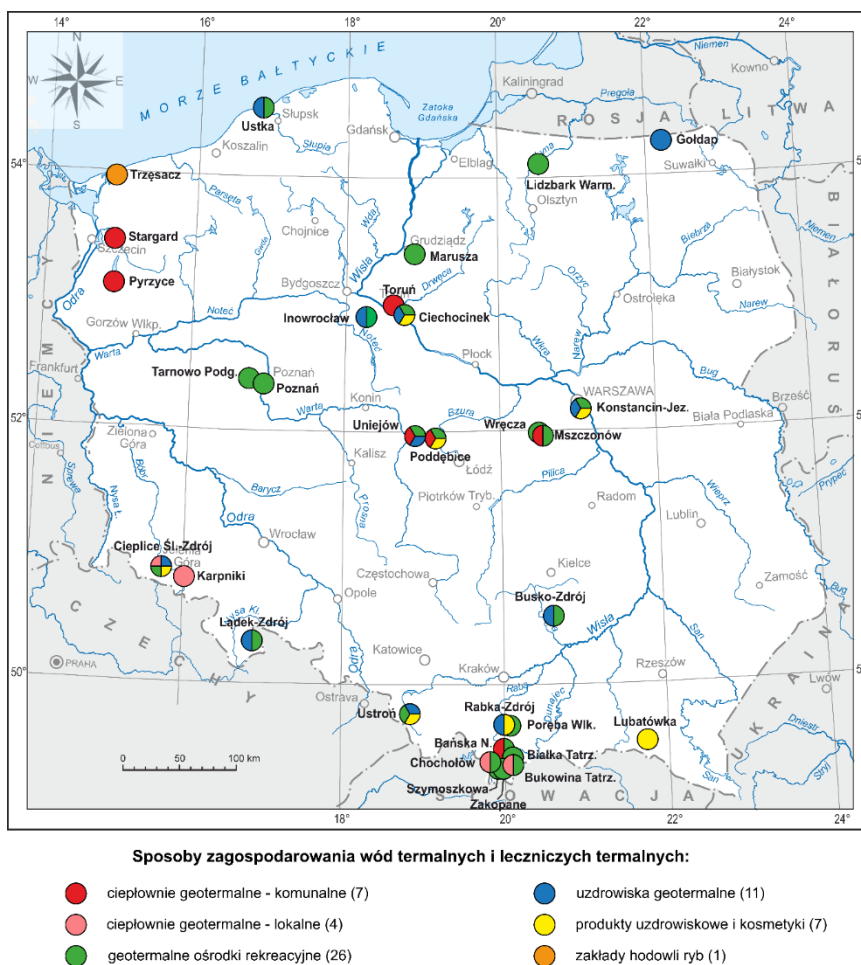


Fig. 5.2.1. Wykorzystanie wód termalnych i leczniczych termalnych w Polsce według stanu na 2023 r. (na podstawie Gryszkiewicz, Socha, red., 2024).

5.3. Przykłady wykorzystywania energii geotermalnej w Polsce i na świecie

Aleksandra Kasztelewicz, Beata Kępińska, Maciej Miecznik

Wykorzystanie energii geotermalnej w sposób kaskadowy miało miejsce w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN (fig. 5.3.1). Instalacja pracowała na 5 stopniach kaskady (procesów technologicznych), które charakteryzowały się zróżnicowanymi wymaganymi temperaturami zasilania. Źródłem energii geotermalnej jest (i był) otwór Bańska IG-1, którym wydobywana jest woda o maksymalnej temperaturze 82°C na głowicy. Przekazuje ona część zawartego w niej ciepła do wody obiegowej w instalacji ciepłowniczej poprzez dwa płytowe wymienniki ciepła. Dzięki wymiennikom uzyskany jest korzystny efekt oddzielenia obiegów ciepłowniczego i geotermalnego. Wysokosprawne wymienniki płytowe (sprawność wg producenta jest wyższa od 95%) pozwalają na efektywną wymianę ciepła pomiędzy wodą termalną a obiegową. W poprzednich latach, kiedy funkcjonowały wszystkie stopnie kaskady, ogrzana przez ciepło geotermalne woda obiegowa była kierowana do:

- (1) pokrycia potrzeb cieplnych (centralne ogrzewanie i ciepła woda użytkowa) – pierwotnie wsi Bańska Niżna, a obecnie pomieszczeń w obiektach Laboratorium Geotermalnego IGSMiE PAN;
- (2) ogrzewania suszarni drewna;
- (3) ogrzewania szklarni parapetowej;
- (4) ogrzewania i przygotowania wody technologicznej w budynku ryb ciepłolubnych;
- (5) podgrzewania podłoża w uprawach warzyw pod osłonami foliowymi.

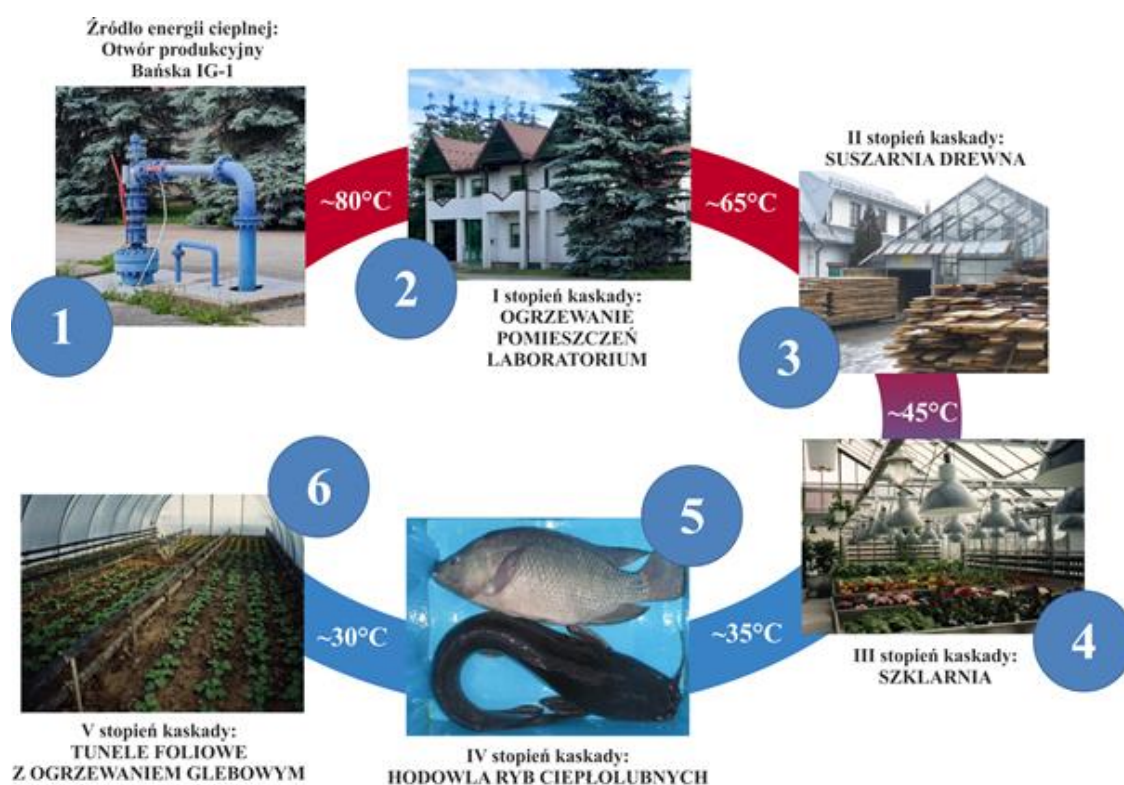


Fig. 5.3.1. Schemat kaskadowego wykorzystania energii geotermalnej w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN w Bańskiej Niżnej na Podhalu (na podstawie Bujakowskiego, 2000 b; zmienione)

Koncepcję i szczegóły funkcjonowania podanego układu podano i opisano w publikacjach m.in. Sokołowskiego i in. (1992); Bujakowskiego (2000b, 2015a), Kępińskiej (2001a). W 2024 r. oraz kilku poprzednich latach czynne były pierwsze trzy z pięciu wymienionych stopni kaskady.

Oprócz systemu kaskadowego na Podhalu, innym krajowym przykładem wszechstronnego zagospodarowania wód i energii geotermalnej jest m.in. rozwiązanie wdrożone w Uniejowie (fig. 5.3.2). Wydobywana woda termalna ma temperaturę ok. 68°C. Zagospodarowanie ciepła geotermalnego obejmuje ogrzewanie obiektów mieszkalnych, publicznych i usługowych w mieście (poprzez sieć c.o.), rekreację i balneoterapię na dużą skalę (Uniejów jest od 2011 r. uzdrowiskiem), a na mniejszą skalę także m.in.: podgrzewanie boiska piłkarskiego, ścieżek spacerowych, produkcję kosmetyków na bazie wody termalnej, przetwórstwo spożywcze, inne zastosowania (Kępińska (red.), 2023).



Fig. 5.3.2. Schemat głównych etapów kaskadowego wykorzystania energii geotermalnej w Uniejowie (opracowanie własne na podstawie geotermia-uniejow.pl i uniejow.pl/energia-geotermalna/)

W kilku przypadkach w Polsce, oprócz wykorzystania w ciepłownictwie, ochłodzone wody termalne (po wymiennikach ciepła) lub część ich strumieni wydobywanych bezpośrednio z otworów, są stosowane również w celach rekreacyjnych – np. w niektórych ośrodkach na Podhalu, a także w Mszczonowie, Poddębicach i we wspomnianym już Uniejowie. Wszechstronne zagospodarowanie wód i energii geotermalnej (przynajmniej w ciepłownictwie oraz w rekreacji i balneoterapii) będzie miało miejsce również w przypadku inwestycji geotermalnych w realizacji i planowanych. Warto natomiast rozważyć i realizować szerszy zakres stosowania geotermii (w tym m.in. w rolnictwie), gdyż w wielu przypadkach są ku temu odpowiednie parametry eksploatacyjne, energetyczne i fizykochemiczne wód termalnych, zapotrzebowanie rynkowe, lokalne zainteresowanie gospodarcze itp.

W przypadku zasobów energii geotermalnej o wysokiej temperaturze (wysokiej entalpii) produkcja energii elektrycznej z odzyskiem ciepła do ogrzewania pomieszczeń jest dobrze znanym przykładem z Islandii, USA, Turcji, Włoch i innych krajów. Jednak poza wykorzystaniem par, zasoby

wody termalnej warto wykorzystywać we wszechstronny sposób. Jako bardzo atrakcyjny przykład w tym zakresie można podać m.in. Błękitną Lagunę – najpopularniejsze spa na Islandii. Zagospodarowuje ono samą wodę termalną, która jest wykorzystywana wcześniej jako para w elektrociepłowni Svartsengi niedaleko Reykjavíku (Tomaszewska, 2017). Była to pierwsza na świecie elektrociepłownia geotermalna, służąc zarówno do generacji energii elektrycznej, jak i do zasilania w gorącą wodę sieci ciepłowniczych na półwyspie Reykjanes (Lund, Chiasson, 2007). Oprócz bezpośredniej generacji energii elektrycznej przy zastosowaniu turbin i generatorów, działa również wtórny system binarny oparty na Organicznym Cyklu Rankine’a (ORC) do generacji prądu przy temperaturach płynu geotermalnego ok. 150°C. Całkowita moc wytwórcza elektrowni wynosiła w 2023 r. 75 MW_e i 150 MW_e mocy cieplnej na potrzeby gorącej wody do sieci ciepłowniczej. System geotermalny posiada kilkanaście odwiertów produkcyjnych i kilka chłonnnych (<https://energycluster.is/article/svartsengi175234>). Woda zrzutowa z wymienionej elektrociepłowni (skroplona para), bogata m.in. krzemionkę i siarkę, jest wykorzystywana w najbardziej popularnym islandzkim kąpielisku – Błękitnej Lagunie. Jest to najczęściej odwiedzana przez zagranicznych turystów atrakcja tego kraju (fig. 5.3.3). Początki kąpieliska sięgają 1981 r. (był to wtedy zbiornik wykonany w polu lawowym, do którego zrzucano wodę z elektrowni), natomiast w 1992 r. powstało komercyjne kąpielisko (spa).

W kolejnych latach uruchomiano sanatorium, produkcję kosmetyków bazujących na wodzie termalnej, hodowlę alg, inne obiekty (Kępińska, Łowczowska, 2002; Lund, Chiasson, 2007). W ostatnich latach w otoczeniu elektrociepłowni Svartsengi i elektrowni Reykjanes powstał Park Zasobów (jeden z kilku na Islandii)]. Jego koncepcja jest związana z ideą społeczeństwa, które nie wytwarza odpadów. Oznacza to, że odpady produkcyjne jednej firmy służą jako surowiec w innej. Dostępna jest energia elektryczna i ciepło geotermalne na korzystnych warunkach – co jest podstawą działalności różnych podmiotów badawczo-rozwojowych i przemysłowych. W Parku działają podmioty z różnych branż, ukierunkowane na rozwój i stosowanie innowacyjnych i zaawansowanych technologii: wspomniana już Błękitna Laguna, a także m.in. innowacyjna produkcja białek rekombinowanych, zaawansowana technologicznie hodowla wysokiej jakości turbota i soli, szklarnie wertykalne, zakład suszenia ryb, pierwsza na świecie instalacja do produkcji paliwa z CO₂ na skalę przemysłową oraz inne (Petursson, 2023).



Fig. 5.3.3. Kąpielisko geotermalne Błękitna Laguna na Islandii. W tle elektrociepłownia Svartsengi (fot. B. Tomaszewska)

W różnych miejscach na świecie nierzadko stosuje się wszechstronne (kaskadowe) sposoby wykorzystywania energii geotermalnej. Przykładowo można wskazać na Mórahalom – niewielkie

miasto na Węgrzech (fig. 5.3.4). Geotermalny system kaskadowy zaopatruje w ciepło m.in. budynki użyteczności publicznej. W tym celu woda termalna po odgazowaniu i przefiltrowaniu jest przesyłana do sieci ciepłowniczej. W węzłach ciepłowniczych za pośrednictwem wymienników ciepła energia jest przekazywana do odbiorców na potrzeby centralnego ogrzewania oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej. W kolejnym etapie kaskady woda (schłodzona uprzednio w wymiennikach ciepła) jest używana do ogrzewania i uzupełniania wody w basenach w miejscowym ośrodku rekreacyjnym i uzdrowiskowym. Woda z basenów po oczyszczeniu jest zrzucana do pobliskiego jeziora, natomiast pozostała część wody termalnej jest zatłaczana poprzez otwór chłonny z powrotem do złoża (Pastor i in., 2015).

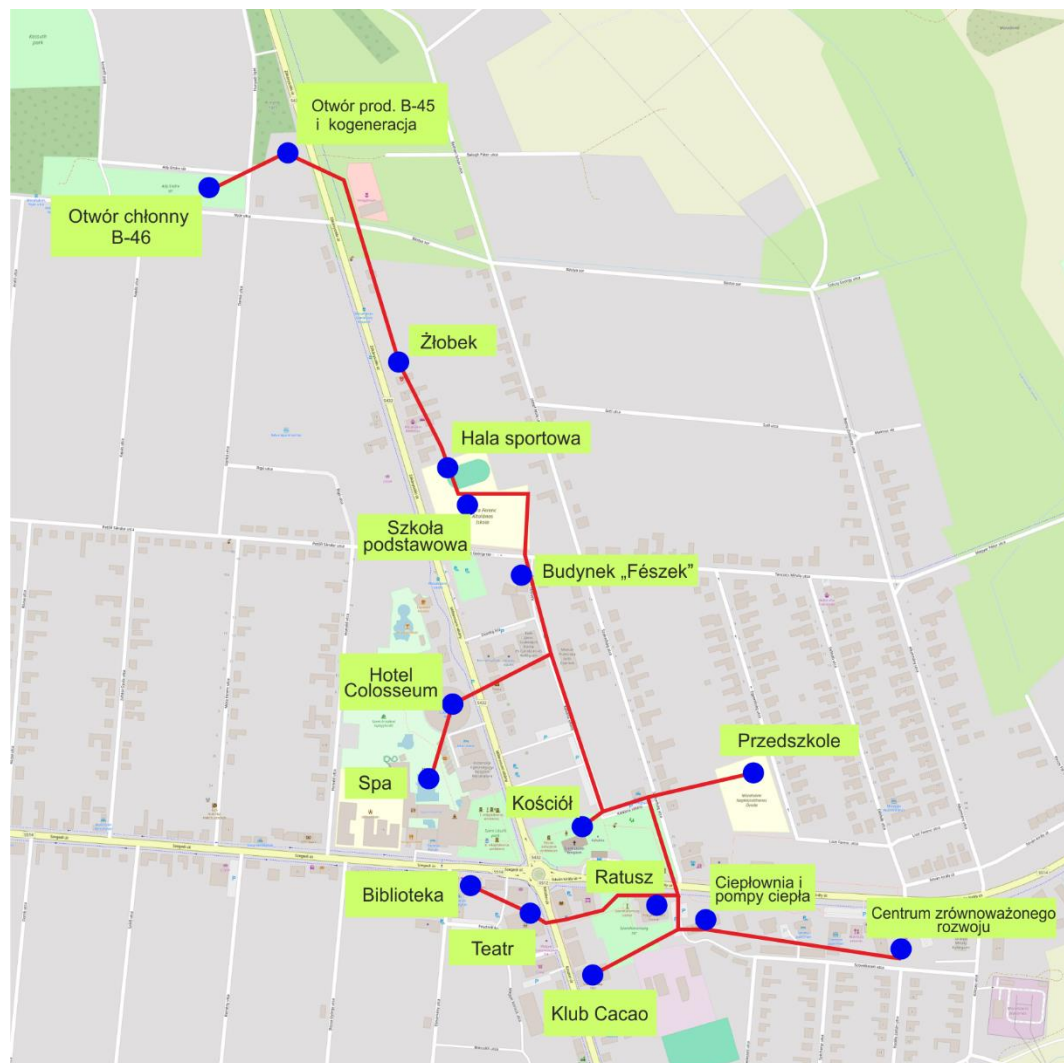


Fig. 5.3.4. Geotermalny system kaskadowy w Mórahalom (na podstawie Pastor i in., 2015, zmienione)

Obecnie w ciepłownictwie dominują trendy zmierzające do redukcji wymaganych temperatur zasilania instalacji grzewczych dzięki termomodernizacji istniejących budynków oraz odpowiednią konstrukcją nowobudowanych obiektów. Sprawia to, że wszechstronne i kaskadowe wykorzystanie energii geotermalnej staje się coraz bardziej zasadne i efektywne.

Praktyczne rozwiązania dla wszechstronnego i kompleksowego wykorzystania energii geotermalnej były promowane i wdrażane od początku rozwoju energetycznego wykorzystania zasobów energii geotermalnej w Polsce. Były one przedmiotem uwagi już od lat 80. ub. w., o czym świadczą

publikacje m.in. Sokołowskiego (1985), Neya i Sokołowskiego (1987), Góreckiego (1990), Neya (1992), Bujakowskiego i in. (2000); Bujakowskiego i in., (2000a), Góreckiego, red., (2006a, b).

Według danych z 2022 r., w skali świata zasoby energii geotermalnej były wykorzystywane bezpośrednio w 88 krajach, a do produkcji energii elektrycznej w 29 (IRENA, 2023). Całkowita zainstalowana moc w elektrowniach geotermalnych wyniosła 16 GW, przy czym do największych producentów w tym zakresie należały USA, Indonezja, Filipiny, Turcja, Nowa Zelandia, Meksyk, Kenia, Włochy, Islandia i Japonia (Hajto, Kępińska, 2023). Całkowita zainstalowana geotermalna moc cieplna w zakresie bezpośredniego wykorzystania, z wyłączeniem gruntowych pomp ciepła, wynosiła w 2020 r. ponad 30 GW, a odpowiadające jej zużycie energii cieplnej przekroczyło w podanym roku 420 PJ (Lund, Toth, 2021). Liderami były Chiny, Turcja, Japonia, Islandia, Węgry i Nowa Zelandia.

Energia geotermalna jest wykorzystywana na różną skalę w celach grzewczych w większości krajów europejskich, przy czym zasoby płytkiej energii geotermalnej są wykorzystywane praktycznie w całej Europie. Głęboka energia geotermalna jest natomiast wykorzystywana w zależności od warunków geologicznych, głównie we wschodniej i południowo-wschodniej Europie, we Francji, Niemczech, Włoszech, Holandii. Wytwarzanie energii elektrycznej z energii geotermalnej koncentruje się w kilku krajach, z których Islandia, Włochy i Turcja mają znaczny jej udział w krajowym miksie energetycznym (Sanner i in., 2022). W 2022 r. moc zainstalowana w elektrowniach geotermalnych w Europie stanowiła 7,7% mocy całkowitej w trzech głównych podsektorach wykorzystujących energię geotermalną (fig. 5.3.5).

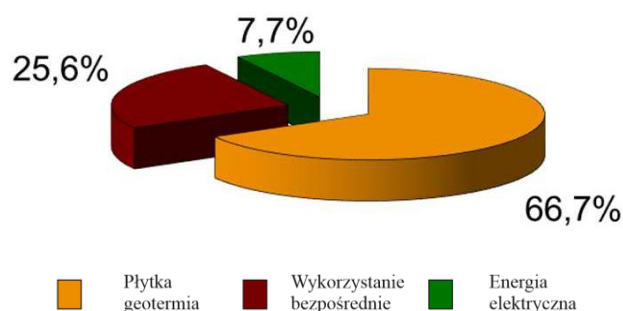


Fig. 5.3.5. Udział zainstalowanej mocy w trzech podsektorach energii geotermalnej w Europie w 2022 roku (Sanner i in., 2022)

W 2022 r. w Europie pracowały 142 elektrownie geotermalne o całkowitej zainstalowanej mocy elektrycznej ok. 3,5 GW, wytwarzając w podanym roku ponad 22 TWh energii elektrycznej. Zainstalowana geotermalna moc cieplna wynosiła 11,6 GW. W ostatnich latach odnotowuje się regularny wzrost liczby geotermalnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych; na koniec 2022 r. funkcjonowało ogółem 395 takich systemów (261 w państwach członkowskich UE). Całkowitą zainstalowaną moc cieplną systemów ciepłowniczych i chłodniczych w 29 krajach europejskich (w tym w 21 państwach UE) na koniec 2022 r. oszacowano na ok. 5,6 GW. Według raportu rynkowego EGEC (EGEC, 2023) w fazie rozwoju znajdowało się 316 projektów, a ich sumaryczną moc oszacowano na dodatkowe ponad 744 MW.

Ze względu na specyfikę zasobów energii geotermalnej w Polsce, przedstawione w tym rozdziale przykłady zagraniczne koncentrują się na jej bezpośrednim wykorzystaniu, zgodnie z istniejącymi oraz planowanymi rozwiązaniami. Przykłady dotyczą miejscowości w trzech krajach: na Islandii, we Francji

i w Niemczech, o różnym zapotrzebowaniu na ciepło z uwagi na różną liczbę odbiorców (mieszkańców), stosownie także do warunków polskich.

Islandia

Islandia posiada zarówno wysoko- jak i niskotemperaturowe zasoby energii geotermalnej. Są one odpowiednie do produkcji energii elektrycznej, jak i bezpośredniego zagospodarowania, w dużej mierze w ciepłownictwie. Energia geotermalna bezpośrednio jest wykorzystywana do ogrzewania pomieszczeń (44,6% całkowitego wykorzystania; fig. 5.3.6) (Ragnarsson i in., 2020).

Przykład Islandii dotyczy zasobów wód termalnych, także o temperaturach podobnych jak w niektórych przypadkach w Polsce (rzędu 80–90°C), jak i zbliżonych temperaturach stosowanych w ciepłownictwie i do innych celów. Można zatem z niego skorzystać pod wieloma względami.

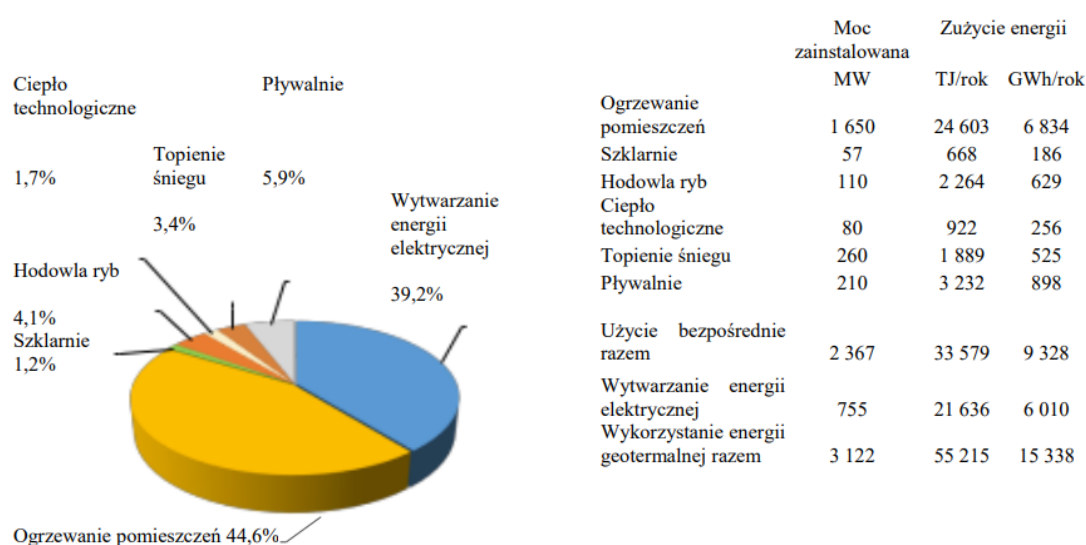


Fig. 5.3.6. Udział sektorowy wykorzystania energii geotermalnej na Islandii w 2019 r. (Ragnarsson i in., 2020)

Geotermalne ciepłownictwo w Islandii ma wieloletnią historię, a najstarszy system ciepłowniczy jest zlokalizowany w Reykjavíku (początek XX w.). W całym kraju (w miastach i wsiach) eksploatowanych jest ok. 30 oddzielnych geotermalnych systemów ciepłowniczych. Dodatkowo ok. 200 małych systemów działa na obszarach wiejskich dostarczając ciepłą wodę do indywidualnych gospodarstw oraz szklarni i innych obiektów (Ragnarsson i in., 2020). Geotermalne ogrzewanie umożliwiło Islandii zmniejszenie ilości importowanych paliw kopalnych i zaowocowało bardzo niskimi kosztami ogrzewania w porównaniu z większością innych krajów. Przyniosło to także wymierne korzyści dla środowiska. Ciepłownictwo jest w dalszym ciągu rozwijane na nowych obszarach, zwłaszcza wiejskich. W ostatnich latach rozpoczęto również budowę 20-kilometrowego rurociągu przesyłowego gorącej wody z pola geotermalnego w Hoffell do miasta Höfn w południowo-wschodniej Islandii. Woda geotermalna zastąpi energię elektryczną jako źródło energii dla już istniejącego systemu ciepłowniczego i będzie służyć populacji ok. 1800 osób (Ragnarsson i in., 2020).

Podane przykłady zaczerpnięto głównie z niedawno wydanej publikacji autorstwa Kępińskiej (red., 2023), uzupełniając o inne informacje. Miejska sieć ciepłownicza dzieli się tam na dwa systemy zasilane wodą z pól geotermalnych: Reykir i Reykjahlíð (położonych 15 km na wschód od Reykjavíku) oraz Laugarnes i Elliðaár (znajdujących się na terenie Reykjavíku). Sieć zaopatrują też dwie

elektrociepłownie geotermalne położone w odległości 20–25 km na wschód od Reykjavíku – w Nesjavellir i Hellisheiði. Pierwszym budynkiem korzystającym z sieci grzewczej była szkoła Austurbæjarskóli w Reykjavíku, którą połączono 3-kilometrowym rurociągiem z gorącymi źródłami z dzielnicy Laugardalur (fig. 5.3.7; Einarsson, 2023)

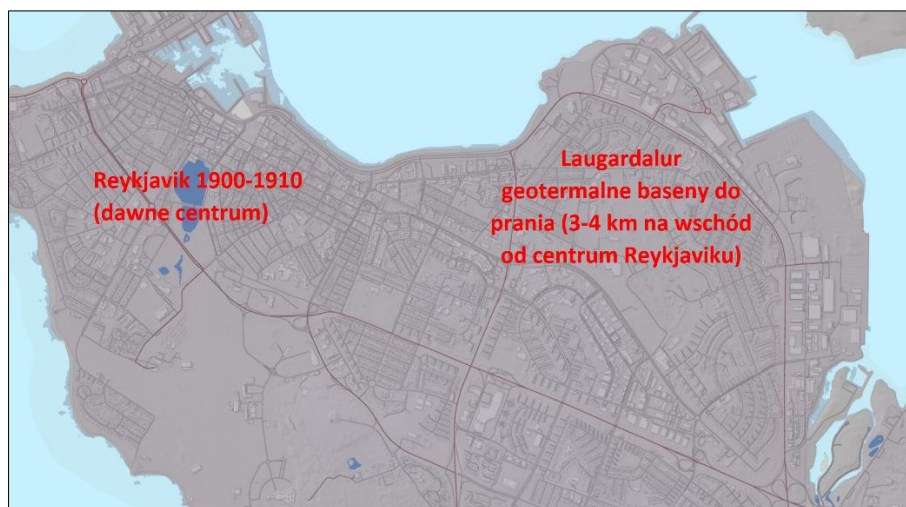


Fig. 5.3.7. Dawne centrum miasta Reykjavik (po lewej) oraz źródła geotermalne Laugardalur (po prawej) (Einarsson, 2023)

Na początku lat 40. XX w. wybudowano 14-kilometrowy rurociąg z Mosfellssveit do Reykjavíku. Miał on średnicę $2 \times \text{DN } 350$ (2×14 cali) i został zabudowany w zamkniętym betonowym kanale z torfową izolacją. Woda ze studni artezyjskich w Reykir była pompowana do Reykjavíku rurociągiem za pomocą pomp wielostopniowych. W Reykjavíku wybudowano zbiorniki na magazynowanie gorącej wody. Pełniły one rolę bufora i umożliwiały kontrolę poziomu wody. Temperatura wody w rurociągu wynosiła, podobnie jak dziś – 80°C (lub nieco mniej, z uwagi na gorszą niż obecnie izolację) i wykorzystywano ją do ogrzewania (poprzez kaloryfery) i do produkcji ciepłej wody użytkowej. Schemat geotermalnej sieci ciepłowniczej na odcinku z Reykir do Reykjavíku pokazuje figura 5.3.8.

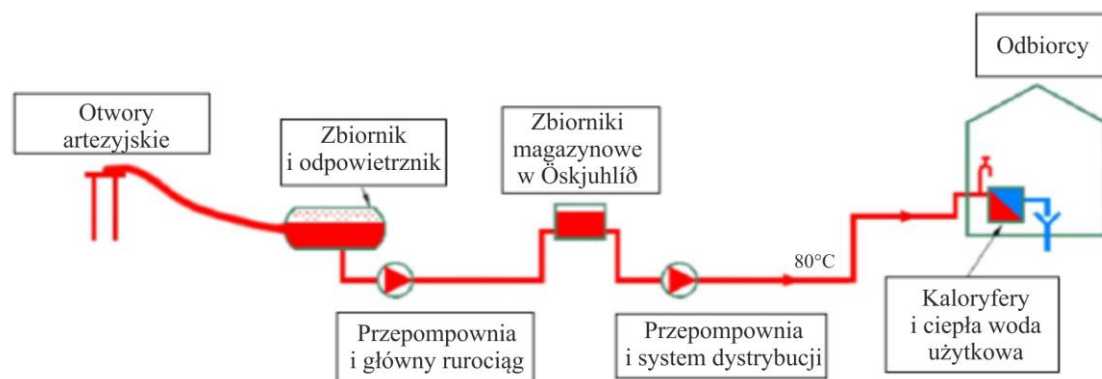


Fig. 5.3.8. Schemat sieci ciepłowniczej na odcinku Reykir – Reykjavik (Einarsson, 2023)

W latach 60–80. ub. w., wraz ze wzrostem zapotrzebowania na gorącą wodę, pojawiła się konieczność wiercenia otworów geotermalnych i stosowania pomp wglębnych. Pierwsze tego typu pompy zamontowano na początku lat 60. XX w. w wielu otworach na różnych polach geotermalnych w Reykjavíku i na wschód od niego. Pompy te eksploatowano bezproblemowo przez blisko sześćdziesiąt lat. W podanych latach podłączono do systemu ciepłowniczego niemal wszystkie budynki

w Reykjavíku. Również w tym okresie wybudowano na dużych obszarach miasta podwójną instalację przesyłową, dzięki czemu możliwy był odbiór wody powrotnej o temperaturze ok. 30°C. Wodę tę wykorzystywano w pompowniach do regulacji temperatury zasilania w instalacji przesyłowej (woda o temperaturze 80°C). Mieszanie wody powrotnej odbywało się w pompowniach zlokalizowanych w kilku miejscach w rejonie Reykjavíku, m.in. w Laugarnes. Zasadę działania tej instalacji przedstawiono schematycznie na figurze 5.3.9.

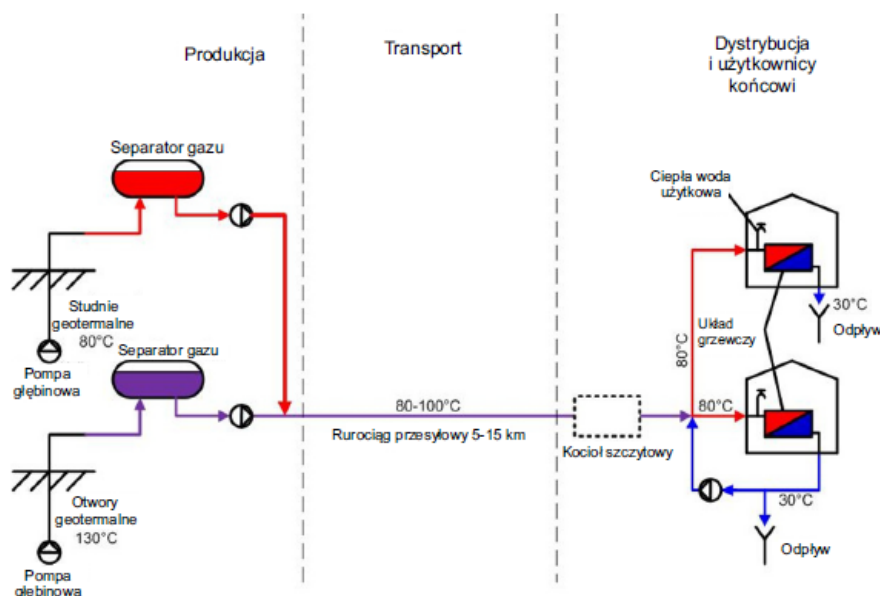


Fig. 5.3.9. Schemat sieci ciepłowniczej zasilanej wodą z pól geotermalnych (Einarsson, 2023)

W latach 70. XX w. produkcja ciepła geotermalnego stale wzrastała, a także sąsiadujące gminy położone na południe od Reykjavíku (Kópavogur, Hafnarfjörður, Garðabær) rozpoczęły budowę instalacji ciepłowniczych. W ramach rozbudowy systemu zastosowano dwa rurociągi DN600-700 z Mosfellsbær do Reykjavíku i jeden rurociąg DN600 do Kópavogur, Garðabær i Hafnarfjörður (tzw. rurociąg główny Hafnarfjörður), a jego fragmenty są używane od lat 70. ub. w. do dnia dzisiejszego (2024 r.). Chociaż nadal używano betonu do budowy kanałów na rurociągi, to izolacja torfowa została zastąpiona wełną szklaną lub mineralną, aby zapewnić mniejsze straty ciepła w instalacji.

Lata 80. ub. w. przyniosły zmiany technologiczne w komunalnej instalacji ciepłowniczej. Wprowadzono izolowane podziemne stalowe rurociągi z klejoną izolacją z pianki PUR i wewnętrzną powłoką polietylenową. Dzięki temu możliwe było poprowadzenie rur pod powierzchnią terenu zamiast w nadziemnych betonowych kanałach. Kolejny rozwój miał miejsce wraz z pojawieniem się materiałów izolacyjnych odpornych na wyższe temperatury: PIR – do rur z wodą o temperaturze do 170–180°C; PEX – do rur ze 100% tworzywa sztucznego, do wody o niższej temperaturze, nieprzekraczającej 70°C. Wprowadzono też różne urządzenia dla niwelowania skutków rozszerzalności cieplnej materiałów (kompensatory, kotwy do rur, itp.). Rozwiązania te obecnie stosuje się niemal wyłącznie w sieciach rozdzielczych i rurociągach przesyłowych.

Na początku lat 90. ub. w. wdrożono pierwszą instalację ciepłowniczą zasilaną energią z elektrociepłowni Nesjavellir (pracującej w tzw. kogeneracji). Wykorzystuje się w niej zimną wodę (o temperaturze 5°C) pompowaną poprzez dwa połączone równoległe układy wymienników ciepła i podgrzewaną do 100°C. Woda jest także odpowietrzana celem usunięcia z niej tlenu poprzez

dodawanie do niej gazów z pary geotermalnej (siarkowodoru). Elektrociepłownię połączono z miastem rurociągiem o długości 24 km (średnica rur DN800-DN900) do transportu gorącej wody o temperaturze do 90°C i wydajności ok. 1900 dm³/s. Woda pompowana jest z elektrociepłowni do zbiorników hydroforowych (410 m n.p.m.), a stamtąd sływa grawitacyjnie poprzez stację zaworów regulacyjnych do Reykjavíku, kolejno do trzech zbiorników magazynowych gorącej wody i dalej do systemu rozprowadzania wody. Zbiorniki gorącej wody pełnią rolę buforowego magazynu wody w okresach jej małego zużycia, natomiast kiedy zapotrzebowanie godzinowe przekracza zdolność produkcyjną pól geotermalnych i elektrociepłowni, wykorzystywana jest woda zmagazynowana wcześniej w tych zbiornikach. Zapewniają one także stabilność poziomu wody, ułatwiając jej pompowanie na odcinkach między stałymi strefami ciśnienia, eliminując problem uderzeń hydraulicznych.

Druga elektrociepłownia – w Hellisheiði, oddano do użytku 20 lat później. Jej zasada działania jest taka sama jak elektrociepłowni w Nesjavellir. Wydajność pompowania wody sięga 2000 dm³/s, rurociąg przesyłowy do Reykjavíku ma długość 19 km, przy średnicy rur DN900-DN1000. Na figurze 5.3.10 pokazano trasy rurociągów przesyłowych gorącej wody z obu wymienionych elektrociepłowni do Reykjavíku.

Geotermalny system ciepłowniczy w Reykjavíku i sąsiadujących miastach zaopatruje ponad 200 tysięcy odbiorców (ogrzewanie pomieszczeń, ciepła woda użytkowa).



Fig. 5.3.10. Położenie elektrociepłowni Nesjavellir i Hellisheiði oraz rurociągów przesyłowych do Reykjavíku (Einarsson, 2023)

Drugim przykładem z Islandii jest sieć ciepłownicza w gminie Húnaþing vestra w północno-zachodniej Islandii (Gudmundsson, 2023). Działające tam przedsiębiorstwo ciepłownicze wykorzystuje zasoby z trzech zbiorników wód termalnych. Od początku powstania, celem przedsiębiorstwa była rozbudowa geotermalnej sieci ciepłowniczej o kolejne gminy i przyłączenie jak największej liczby użytkowników. Ważna była przede wszystkim rozbudowa sieci na obszarach wiejskich, gdzie gospodarstwa domowe miały dostęp wyłącznie do ogrzewania elektrycznego. Geotermalna sieć ciepłownicza korzysta obecnie z 3 pól geotermalnych (Borðeyri, Reykjaskóli i Laugarbakki; fig. 5.3.11). Na obszarze Laugarbakki znajdują się 2 otwory produkcyjne, z czego jeden jest wykorzystywany najczęściej (LB-03), a drugi traktuje się jako zapasowy (LB-02). Obydwa otwory mają zamontowane pompy. Obszar geotermalny jest połączony z miasteczkiem Hvammstangi rurociągiem o długości 8 km. Zasila on w ciepło geotermalne 330 obiektów (mieszkalnych, handlowych, a także basen). Rurociągi rozprowadzające mają łączną długość 20 km. Średnioroczna wydajność wody osiąga 13,3 dm³/s (równowartość 31,7 GWh ciepła).

W latach 2014–2017 celem polityki gminnej było podłączenie jak największej liczby mieszkańców do sieci ciepłowniczej, w 2018 r. sieć taka objęła 111 nowych obiektów (finalnie 5 razy więcej niż zakładano). W ramach jej rozbudowy ułożono 110 km rur (najdalej położony budynek dzieli od źródła dystans 35 km). Najniższa temperatura w instalacji w regionach korzystających z obszaru geotermalnego w Laugarbakki wynosi ok. 50°C (przy spadku temperatury w instalacji o 1,3°C/km). Użytkownicy podłączeni do obszaru geotermalnego w Reykjaskóli otrzymują wodę o średniej temperaturze 66°C. Przedsiębiorstwo geotermalne poszukuje sposobów na dalsze zwiększenie ilości ciepła dostarczanego poprzez instalacje przesyłowe do odbiorców indywidualnych w przypadku najniższych temperatur wody (ok. 50°C). Głównym celem tych działań jest zmniejszenie względnych strat na przesył energii.

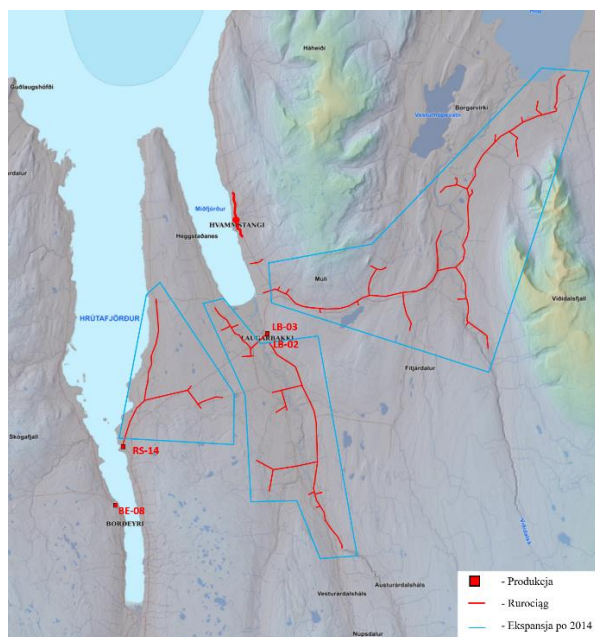


Fig. 5.3.11. Lokalizacja otworów geotermalnych i sieci ciepłowniczej w Húnaþing vestra (Gudmundsson, 2023)

Rozwój ciepłownictwa w rejonie Húnaþing vestra nie byłby możliwy, gdyby nie wsparcie publiczne. Na przestrzeni lat (od 1964 r.) przedsiębiorstwo ciepłownicze oraz jego poprzednicy otrzymywali na realizację swych projektów granty oraz pożyczki. W latach 2014–2020 przyznano kwotę w wysokości 2,7 mln euro w przeliczeniu na wartość bieżącą. Na Islandii także indywidualne ogrzewanie budynków mieszkalnych jest dotowane przez państwo wszędzie tam, gdzie brak jest dostępu do geotermalnej sieci ciepłowniczej. Wprowadzono zryczałtowaną dotację państwową na okres 12–16 lat, aby wspierać właścicieli domów w przechodzeniu na ogrzewanie z odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z procedurami, dofinansowanie udzielane przedsiębiorstwu powinno być przeznaczone wyłącznie na ogrzewanie domów mieszkalnych i stanowi 65% całkowitej kwoty stosownych prac, co odpowiada 1,8 mln euro (8,1 mln PLN). Pozostałe 35% (czyli 0,9 mln euro; 4,4 mln PLN) jest przeznaczone dla właścicieli budynków. Państwowe dotacje są wypłacane po podłączeniu budynku do geotermalnej sieci ciepłowniczej i zależą od dostępności funduszy, co może czasami powodować przesunięcie wypłat na kolejny rok lub lata. Rozbudowa instalacji przesyłowej najprawdopodobniej nie byłaby możliwa bez wsparcia państwa, zwłaszcza na terenach wiejskich.

Drugą istotną kwestią towarzyszącą rozbudowie sieci ciepłowniczej na terenach wiejskich była wymiana wszystkich dotychczasowych systemów pomiarowo-rozliczeniowych na nowe. Poprzednie

działały na zasadzie kontroli przepływu (użycie kryz, redukujących możliwość poboru wody) lub mierzyły ilość pobranej ciepłej wody (wodomierze, mierzono wartość pobranych m³ wody). Był to drugi w kraju przypadek wprowadzenia pełnego opomiarowania w systemie ciepłowniczym. Wprowadzono liczniki energii cieplnej, co miało na celu dokładne rozliczanie odbiorców. Dla niektórych z nich oznaczało to nagły wzrost wydatków na ogrzewanie, zmuszając do zmiany nawyków. Miało to też efekt edukacyjny, gdyż z reguły nie zwraca się uwagi na korzystanie z taniej i dostępnej energii. Dzięki licznikom, rozliczenia stały się bardziej sprawiedliwe, a świadomość użytkowników oraz ich efektywne energetycznie podejście wzrosły. Warto też zaznaczyć, że aż do pierwszego kwartału 2022 r. nie zmieniły się taryfy cenowe, które wprowadzono w 2016 r. Podwyżka z 2022 r. spowodowała wzrost cen ciepła geotermalnego jedynie o 2,4%. Przykład Húnaþing vestra pokazuje, że przedsiębiorstwo ciepłownicze może się rozwijać, a ceny dla użytkowników mogą być na stabilnym poziomie (Gudmundsson, 2023).

Kolejnym przykładem jest miasto Akureyri położone w północnej Islandii, które liczy ok. 19 000 mieszkańców. Od końca lat 70. jest ogrzewane energią geotermalną. Gorąca woda jest pompowana do Akureyri z sześciu różnych pól geotermalnych. Dodatkowo, dwie pompy ciepła o mocy 1,9 MW_t dostarczały niewielką część rocznej produkcji energii po ich zainstalowaniu w 1984 r., ale w ostatniej dekadzie ich wkład stał się nieistotny. W ciągu ostatnich lat kilka małych geotermalnych systemów ciepłowniczych w sąsiednich gminach połączyło się z siecią lokalnej firmy energetycznej Nordurorka zaopatrującej wcześniej Akureyri. W ten sposób liczba obsługiwanych osób wynosi obecnie ok. 24 000. Całkowita moc zainstalowana wynosi 100 MW_t (Ragnarsson i in., 2020).

Francja

Francja posiada długoletnie i bogate doświadczenia w zakresie wykorzystywania energii geotermalnej i rozwoju wielu technologii w tej dziedzinie. Kraj dysponuje kilkoma rodzajami zasobów geotermalnych. Są to:

- zasoby wód termalnych (zasoby niskotemperaturowe o niskiej entalpii <150°C) – związane z basenami sedymentacyjnymi, gdzie zasoby wód termalnych znajdują się w poziomach wodonośnych na głębokościach 600–2000 m. Dwa największe obszary ich występowania to Basen Paryski i Basen Akwitanii. Zasoby tego typu stwierdzono także w innych regionach Francji, m.in. w Alzacji, Hainault, Bresse, Limagne (fig. 5.3.12). Zasoby wód termalnych są wykorzystywane przede wszystkim w ciepłownictwie sieciowym. Potwierdzają to liczby, wśród 79 instalacji pracujących w 2022 r. i ujętych w raporcie AFPG (2022), 66 stanowiły ciepłownie geotermalne (w tym 55 w Basenie Paryskim). Wyprodukowały w 2022 r. łącznie 2,05 TWh energii (z czego 83% przypadło na instalacje w rejonie Paryża);
- zasoby wysokotemperaturowe (wysokiej entalpii) – znajdują się na wyspach w departamentach zamorskich Francji (na Gwadelupie i Martynice – Antyle oraz na Reunion na Oceanie Indyjskim) i są związane z systemami wulkanicznymi. Wykorzystuje się je do produkcji energii elektrycznej na Gwadelupie (moc elektryczna wynosi ok. 15 MW_e). Zasoby wysokotemperaturowe (130–170°C) znajdują się też w rejonie Rowu Górnego Renu we Francji, gdzie działa elektrownia w Soultz-sous-Forêts o mocy 1,7 MW_e, a także duża instalacja dostarczająca ciepła do celów przemysłowych (AFPG, 2024);
- niekonwencjonalne zasoby geotermalne (gorące formacje skalne występujące na dużej głębokości) odpowiednie do zastosowań EGS (ang. *Enhanced Geothermal Systems* – wspomaganych systemów geotermalnych).

Francja posiada również zasoby płytkiej geotermii związane z warstwami wodonośnymi. Są one eksploatowane za pomocą gruntowych pomp ciepła (Boissavy i in., 2019).

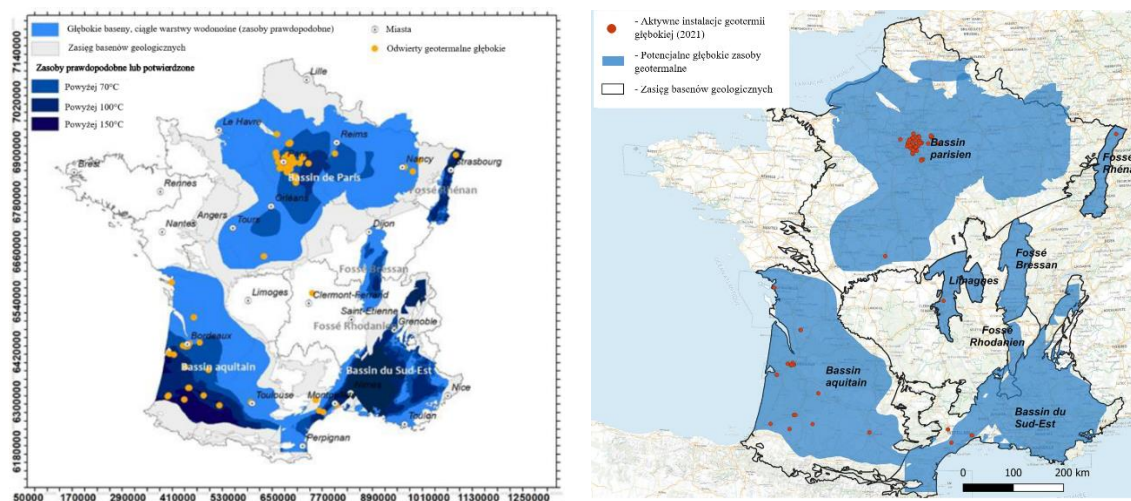


Fig. 5.3.12. Zasoby geotermalne we Francji (<https://www.brgm.fr/>)

Basen Paryski

Eksploatacja zasobów geotermalnych z rejonu Basenu Paryskiego (region Ile-de-France) z węglanowych skał zbiornikowych sięga końca lat 60. ub. w., kiedy to na skutek kryzysu paliwowego zaczęto się interesować alternatywnymi źródłami energii. Zapoczątkowało to wykonanie łącznie ponad 50 dubletów otworów geotermalnych i bazujących na nich systemów ciepłowniczych.

Warunki geotermalne Basenu Paryskiego, w tym obecność skał węglanowych (wapieni) jako skał zbiornikowych wód termalnych, a także okoliczności i problemy towarzyszące eksploatacji i zagospodarowaniu wód i energii geotermalnej, są podobne jak warunki geotermalne na Podhalu i niektórych przypadków w innych rejonach Polski (m.in. Niżu Polskiego) – stąd też omówiony przykład tego Basenu jest przydatny dla krajowych warunków geotermalnych.

Problemy jakie napotkano w Basenie Paryskim w początkowych latach okazały się dobrą lekcją dla przyszłego rozwoju geotermii w tym rejonie. Były to:

- problemy techniczne – właściwości solanki spowodowały korozję i inkrustację zarówno w otworach, jak i instalacjach powierzchniowych, czego nie przewidziano na etapie projektowym i wstępnego zagospodarowania złoża;
- problemy finansowe, które były wynikiem kryzysu paliwowego oraz rosnącego długu pogłębianego niskimi cenami;
- problemy związane z zarządzaniem – przez brak odpowiedniego doświadczenia, odpowiedniego nadzoru technicznego i jednolitej polityki.

Główne złoża wód termalnych w omawianym rejonie występuje w formacji jury środkowej (doggeru), która jest zbudowana z wapieni oolitycznych oraz dolomitów. Jest to główny zbiornik geotermalny zarówno w tym rejonie i jednocześnie o największym potencjale produkcyjnym w Europie. Temperatura w złożu na głębokości z interwału 1450–2000 m wynosi 56–80°C (Ungemach, 2004b). W 2022 r. w rejonie Basenu Paryskiego pracowało 66 geotermalnych sieci ciepłowniczych, które

zasilały ponad 250 000 gospodarstw domowych (AFPG, 2022). Jest to największe skupisko instalacji bazujących na głębokich otworach geotermalnych w Europie (<https://www.thinkgeoenergy.com/>).

Większość instalacji geotermalnych eksploatujących węglanowy zbiornik doggeru w Basenie Paryskim napotkała na problemy z korozją i skalingiem. Działo się tak, gdyż obudowa ujęć geotermalnych wykonana była ze stali węglowej, która nie jest odporna na działanie wody termalnej. Wdrożenie zabiegów antykorozyjnych poprzez dozowanie do otworów powierzchniowo czynnych środków kationowych (inhibitory korozji o bardzo niskim stężeniu – 2,5 mg/dm³) umożliwiło operatorom instalacji geotermalnych rozwiązanie większości problemów z korozją i skalingiem (Castillo, Ignatiadis, 2012).

Innym problemem okazała się obecność siarczków, związana m.in. z działalnością bakterii siarkowych (SRB). Jest to interesujące i ważne zagadnienie, także w kontekście polskim (por. rozdz. 3.6.3-3.6.4), stąd też poświęcono mu nieco więcej miejsca także w tym rozdziale, jak przedstawiało się ono w praktyce we Francji. Analizy próbek wód pobrane z 1989 r. przy głowicach niektórych otworów produkcyjnych (na południe i wschód od Paryża) wykazały wzrost całkowitej zawartości siarczków. Wzrastała ona regularnie przy stałym natężeniu przepływów, od momentu uruchomienia eksploatacji otworów. Wzrost ten wydawał się dotyczyć tylko tych otworów, w których początkowa zawartość siarczków była zerowa lub niska (< 5 mg/dm³). W ramach przeprowadzonych badań stężenia siarczków w latach 1989–1998 wyodrębniono dwie strefy: 1) o wysokiej zawartości siarczków (25–100 mg/dm³ na N i W od Paryża), gdzie stężenie nie zmieniło się znacząco ani w czasie ani w zależności od natężenia przepływu; 2) niskiej zawartości siarczków (na południe i wschód od Paryża), gdzie ich stężenia rosły w czasie w odwrotnej zależności od natężenia przepływu (zmiennosc lokalna). Nie stwierdzono także korelacji pomiędzy stężeniem siarczków i temperaturą wody złożowej i/lub mineralizacją wody. Badania wykazały także, że od 1994 r. aktywność bakterii na obudowach otworów nie jest w pełni odpowiedzialna za wzrost zawartości siarczków oznaczanych w otworach położonych w strefach południowych i wschodnich. Ustalono, że w tej strefie zbiornik dostarczał wody coraz bardziej zasobnej w siarczki. Wykonane badania izotopowe siarki (³²S i ³⁴S) wykazały, że $\delta^{34}(\text{HS}^-)$ różni się znacznie w zależności od natężenia przepływu – wzrasta wraz z jego natężeniem, maleje przy przepływie stałym (ok 22‰ pomiędzy rokiem 1990 i 1995 według analiz dla próbek wód z głowic produkcyjnych Meaux-Beauval). Świadczyło to o tym, że ilość siarczków docierających wraz z wodą do głowicy produkcyjnej w dużej mierze wynikała z niedawnej aktywności bakterii (Castillo, Ignatiadis, 2012).

Od 2001 r. wysoka zawartość rozpuszczonego siarczku w wodach z otworów produkcyjnych (w dużej ilości zatłoczonego do złoża przez dziesięciolecia eksploatacji) utrzymuje się na *quasi*-stabilnym poziomie. Udział jonów S²⁻ jest w wodzie dominujący, co oznacza, że większa część zbiornika doggeru uległa przekształceniu, a woda ma redukcyjny charakter. W związku z tym operatorzy instalacji geotermalnych stosują inhibitory w wyższych stężeniach (>8 mg/dm³), by rozwiązać większość problemów z korozją i skalingiem (Sengelen i in., 2020).

Z uwagi na wysoką agresywność wód termalnych ujmowanych z poziomu doggeru zdecydowano o prowadzeniu stałego monitoringu, co pomaga w prowadzeniu eksploatacji w odpowiedni sposób, aby zapewnić trwałość konstrukcji i szczelność orurowania (stan po zakończeniu prac wiertniczych i okresowo w trakcie eksploatacji). Wymagają tego także pozwolenia na eksploatację w rejonie Ile-de-France, które nakazujące pomiar wewnętrznej średnicy rur co 5 lat w przypadku otworów produkcyjnych i co 3 lata dla otworów zatłaczających. Takie pomiary wykonuje się także podczas prac konserwacyjnych (czyszczenia) otworów. Do rejestracji zmian średnic otworów (m.in. wskutek osadzania produktów skalingu, korozji, in.) używa się trzech typów narzędzi: mechanicznych,

ultradźwiękowych i elektromagnetycznych. Do monitoringu stanu filtrów in-situ stosuje się także kamery, jeśli pozwala na to przejrzystość wody i jej temperatura (BRGM, 2021).

Głównym problemem zagrażającym zasobom geotermalnym doggeru jest ich nadmierna eksploatacja. Aby tego uniknąć w niektórych przypadkach podjęto próby wydobywania wód z głębszych poziomów, czyli z warstw triasu (głębokość 2100 m), z którego wody mają temperaturę 80°C (<https://www.thinkgeoenergy.com/>). Jednak jest to związane z większym ryzykiem i większymi kosztami wierceń. Ryzyko wynika z budowy geologicznej, gdyż skały zbiornikowe triasu są bardziej kruche i w przeszłości już dwie próby odwiercenia otworu zakończyły się niepowodzeniem.

W ostatnich latach celem poszukiwań były także skały osadowe leżące na głębokości 2–3 km pod systemy EGS (ang. *Enhanced Geothermal Systems*), które mogą dostarczać wyższych temperatur. Spowodowane jest to spadkiem temperatur wód z warstw wodonośnych zbiornika doggeru na skutek 30-letniej produkcji w 40 zakładach przy użyciu 112 otworów (Sengelen i in., 2020). Głębokie formacje Basenu Paryskiego w utworach górnego triasu i seriach waryscyjskich są potencjalnym źródłem zasobów o temperaturach wyższych (rzędu 80–150°C) niż temperatury w zbiorniku doggeru. Formacje krzemoklastyczne górnego triasu są szeroko eksploatowane w Basenie Paryskim przez przedsiębiorstwa naftowo-gazowe, które dostarczają cennych danych co do budowy i charakterystyki ich zbiorników, także pod kątem geotermii.

Zasady i metody prawidłowej eksploatacji wód termalnych ze zbiornika doggeru

Aby zapewnić długi okres pracy instalacji obiektów geotermalnych, należy przestrzegać pewnych zasad, a także obowiązujących przepisów zawartych w pozwoleniach na eksploatację oraz warunków odpowiedniej pracy odwiertów i parametrów nominalnych towarzyszącego im sprzętu. Jest to potwierdzone przez wiele lat praktyki we Francji, co podano poniżej.

Ograniczenia roboczego natężenia przepływu

Jednym z parametrów mających zasadniczy wpływ na utrzymanie długoletniej zrównoważonej eksploatacji systemu geotermalnego jest odpowiednie natężenie przepływu wody termalnej. Roczna historia eksploatacji dubletu obejmuje trzy okresy: 1) okres sezonu grzewczego (od listopada do marca), w którym średni przepływ geotermalny jest najwyższy (od 80 do 100% nominalnego przepływu); 2) okres przejściowy (kwiecień i październik), kiedy natężenie przepływu zmienia się w zależności od zakresu temperatur (30–100%); 3) okres letni (od połowy maja do września), kiedy natężenie przepływu jest zwykle najniższe (produkcja ciepłej wody użytkowej), z wyjątkiem niektórych dużych systemów grzewczych.

Prędkość płynu geotermalnego w rurach okładzinowych i obiektach powierzchniowych zależy od natężenia jego przepływu oraz przekroju obudowy otworu i orurowania. Co więcej, natężenie przepływu wody termalnej, która jest w kontakcie ze stalą rur osłonowych i rur przesyłowych, jest parametrem, który w istotny sposób determinuje wytrącanie produktów skalingu na ich powierzchniach. Zwiększenie prędkości przepływu powoduje ścieranie osadów z powierzchni stali, natomiast zmniejszenie sprzyja osadzaniu produktów skalingu. Może to powodować zmniejszanie średnic rur, ich przedwczesne zatykanie (i m.in. wymienników ciepła) przez osady. Prowadzi to też do wzrostu strat ciśnienia w rurach.

Ograniczenia operacyjne związane z temperaturą zatłaczania

Temperatura zatłaczanej wody wpływa na intensywność rozpuszczania lub wytrącania minerałów wtórnych (skaling). Schłodzenie wody termalnej w wymiennikach ciepła może na ogół prowadzić

do wytrącania, a następnie osadzania substancji w obrębie tych wymienników, a także na pompach, w otworach zatłaczających oraz w samym zbiorniku. Ze względu na zmienne zapotrzebowanie na ciepło w systemach (sezon zimowy i letni) wahania temperatury zatłaczania mogą być znaczące, zmieniając w ten sposób warunki do wytrącania/rozpuszczania substancji. Dodanie pomp ciepła w nowych lub remontowanych instalacjach geotermalnych skutkuje zatłaczaniem do zbiornika wód o temperaturach niższych od tych, które mają zazwyczaj wody termalne włączane po energetycznym wykorzystaniu bez stosowania tych urządzeń. Wieloletni monitoring włączania wód wykazał, że temperatura zatłaczania w zakresie 35–55°C nie pogarsza właściwości zbiornikowych. Temperatura zatłaczanych schłodzonych wód wpływa także na porowatość warstw wodonośnych (BRGM, 2021).

Ograniczenia operacyjne związane z ciśnieniem odgazowania

Ciśnienie odgazowania (tzw. ciśnienie punktu pęcherzyków, ang. *bubble point pressure*) to ciśnienie dla danej temperatury cieczy, w którym powstają pierwsze pęcherzyki gazu, tworząc przepływ dwufazowy. Dalsze obniżanie ciśnienia w instalacji powoduje intensyfikację procesu odgazowania. Odgazowanie wody termalnej może powodować korozję i osady (w szczególności wytrącanie węglanów) w obudowach i urządzeniach obiegu geotermalnego. Aby ograniczyć to ryzyko, utrzymuje się we wszystkich jego elementach (od otworu produkcyjnego do chłonnego) ciśnienie wyższe niż ciśnienie odgazowania. Jakakolwiek utrata szczelności w tym obiegu wymaga jak najszybszej naprawy. Otwory eksploatowane w warunkach artezyjskich podlegają takim samym zasadom eksploatacyjnym, jak otwory eksploatowane za pomocą agregatów pompowych (BRGM, 2021).

Ograniczenia operacyjne związane z ryzykiem korozji/skalingu

Francuskie prawo narzuca konieczność ciągłego i regularnego monitoringu zjawisk korozji i wtórnego wytrącania substancji podczas prowadzenia eksploatacji instalacji geotermalnych. Jest to efekt wniosków wyciągniętych jeszcze w latach 90. ub. w. z przypadków otworów eksploatujących zbiornik doggeru w Basenie Paryskim. Wszystkie otwory są zatem wyposażone w chemiczne zabezpieczenia antykorozyjne (systemy dozowania inhibitorów). Prowadzone są też pomiary szybkości korozji przy użyciu różnych metod. Skuteczność stosowanych zabiegów antykorozyjnych sprawdza się m.in. podczas czyszczenia filtrów i wymienników ciepła; konserwacji i wymiany zaworów i rur w obiegu geotermalnym; ilość i jakość osadów na kuponach do badania korozji (jakościowa kontrola wizualna); ocenę stanu urządzeń pompujących i orurowania podczas ich wymiany, podczas przeglądów (m.in. poprzez pomiar grubości osadów za pomocą wielofunkcyjnej sondy CIT 40-arm).

W przypadku wzrostu parametrów wskazujących na korozję należy wykonać pełen audyt obiegu geotermalnego w celu identyfikacji przyczyn i podjęcia niezbędnych kroków zaradczych.

Ograniczenia operacyjne związane z zespołami pompowymi

Stosowane w niskotemperaturowej geotermii zespoły pompowe pochodzą z przemysłu naftowego. Dobór sprzętu wytrzymałego na warunki geotermalne ma na celu zapewnienie okresu eksploatacji wynoszącego ok. 5 lat i jest podyktowany ograniczeniami związanymi z charakterystyką zbiornika doggeru:

- zanurzenie w otworze na głębokości 100–350 m;
- temperatury wód 50–85°C;
- mineralizacja wód termalnych (10–40 g/dm³);
- obecność gazów (CO₂, H₂S), cząstek stałych, osadów i bakterii (BSR - bakterie redukujące siarkę ang. SRB, BTR - bakterie redukujące tiosiarczany ang. TRB) w wodzie termalnej.

Pierwszy subhoryzontalny dublet geotermalny w Basenie Paryskim

W 2017 r. francuska firma inżynierska GPR IP zaprojektowała i wykonała pierwszy subhoryzontalny dublet otworów geotermalnych w Basenie Paryskim (miejscowość Cachan, rejon Ile-de-France). Typy otworów geotermalnych pokazano na figurze 5.3.13. Projekt dubletu subhoryzontalnego jest rozwiązaniem pośrednim pomiędzy pojedynczym otworem horyzontalnym a otworem wielodennym. Trajektoria tego dubletu przecina wiele warstw wodonośnych udostępniając ich większe interwały dla przepływu wód. Początkowo otwory były wykonane jako pionowe (do głębokości 1001 m), a następnie były one wykonywane do nachylenia 87°. Na głębokości 1550 m w docelowym zbiorniku doggeru rury 8"1/2 rury zostały sperforowane (fig. 5.3.14).

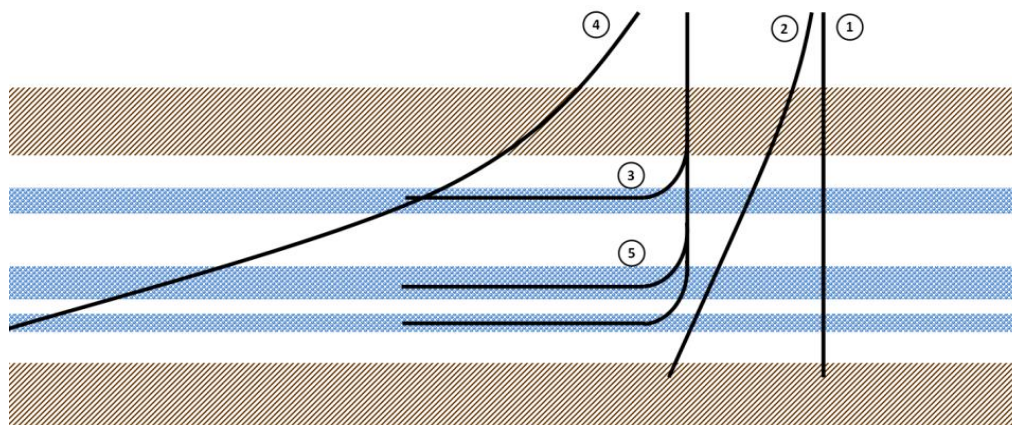


Fig. 5.3.13. Typy otworów geotermalnych: 1 – pionowy, 2 – odchylony (30–35°), 3 – horyzontalny (poziomy, przecinający jedną warstwę wodonośną), 4 – subhoryzontalny (80–85°), przecinający wszystkie warstwy wodonośne, 5 – wielodenny (odcinki horyzontalne przecinające wszystkie warstwy wodonośne) (Ungemach i in., 2019, wersja zmieniona)

Dużą zaletą tego typu otworów jest możliwość wydobywania i zatłaczania większej ilości wody dzięki udostępnieniu większej powierzchni zbiornika. Dzięki tej technologii przepływ został podwojony, a produkcja ciepła zwiększona. Pojedynczy dublet (dwa otwory) o wymienionej trajektorii zastąpił dwa wcześniejsze dublety (cztery otwory) wywiercone 34 lata temu. W nowym dublecie uzyskano co najmniej 400 m³/h wody termalnej wobec 300 m³/h z dwóch poprzednich dubletów. Dodatkową zaletą jest to, że wiercenie otworów subhoryzontalnych znacznie skraca czas trwania prac wiertniczych (cztery miesiące w porównaniu z ośmioma na wywiercenie dwóch dubletów). Celem wykonania tego dubletu było także zwiększenie liczby odbiorców ciepła geotermalnego o 15% w ciągu najbliższych lat. Przeprowadzone testy dowiodły techniczną i ekonomiczną wykonalność dubletu otworów o trajektorii subhoryzontalnej. Są i będą realizowane następne, zarówno we Francji, jak i w innych krajach. Z wielu względów warto rozważyć je także w Polsce.

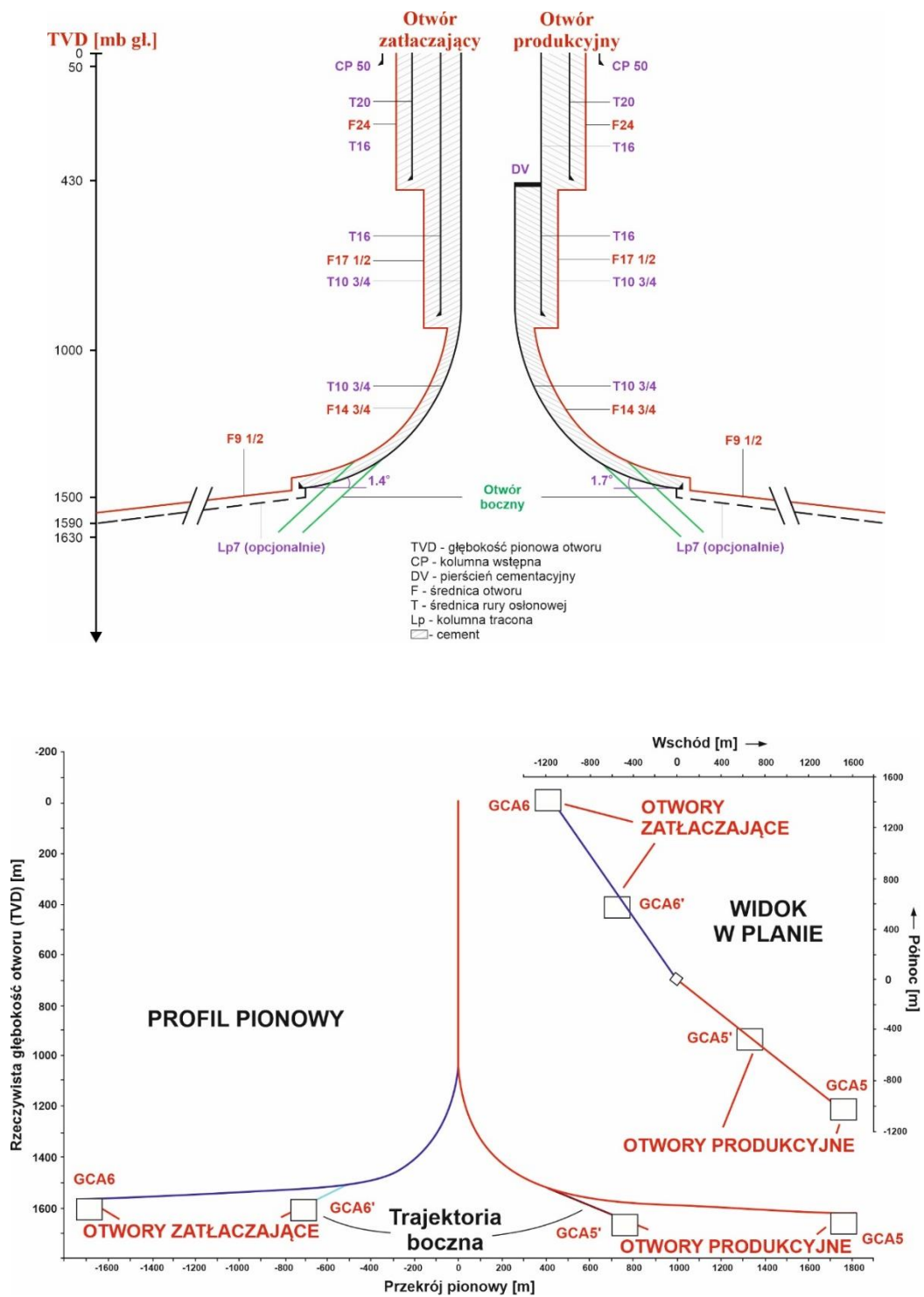


Fig. 5.3.14. Konstrukcja i trajektoria otworów subhoryzontalnych (Ungemach i in., 2019); a – konstrukcja otworów, b – trajektoria otworów

Niemcy

W Niemczech dostępne są zasoby energii geotermalnej o temperaturach poniżej 130–150°C (niskotemperaturowe, o niskiej entalpii), stąd są one odpowiednie do bezpośredniego wykorzystania, a niekiedy do produkcji energii elektrycznej (w systemach binarnych). Niemcy wykorzystują swoje zasoby do celów rekreacyjnych, uzdrowiskowych, do ogrzewania pomieszczeń, ciepłownictwa, a w niektórych przypadkach do produkcji energii elektrycznej. Zasoby niskotemperaturowe (poniżej 150°C) znajdują się w głębokich poziomach wodonośnych w trzech regionach (fig. 5.3.15): basenie północnoniemieckim, w rowie górnego Renu oraz basenie molasowym przedgórze Alp (Schellschmidt i in., 2010). W 2022 r. w Niemczech pracowało ok. 190 instalacji geotermalnych (Weber i in., 2022). Było też 5 głębokich otworowych wymienników ciepła: w Arnsberg (o głębokości 2835 m) do ogrzewania obiektów uzdrowiskowych, w Prenzlau (2786 m) wykorzystywanego w ciepłownictwie, w Heubach (773 m) dostarczającego ciepła dla przemysłu, w Landau (800 m) do ogrzewania pomieszczeń oraz w Marl (700 m) do lokalnego ogrzewania.

Niemcy są także pierwszym krajem, w którym w elektrociepłowni geotermalnej zaprzestano wykorzystywania energii geotermalnej do generacji prądu elektrycznego (w układzie ORC), żeby skoncentrować się na pozyskiwaniu i dostawach ciepła geotermalnego. Była to elektrociepłownia w Unterhaching, która zamknęła swoją elektrownię o mocy 3,4 MW i skupiła się na dostarczaniu ciepła do 7000 gospodarstw domowych podłączonych do sieci c.o. o długości 47 km. Według stanu w lutym 2022 r. w Niemczech działało ponad 40 dużych instalacji c.o. bazujących na głębokiej geotermii w oparciu o wody termalne. Różne zakresy głębokości wymagają różnych technologii i mają różny poziom rozwoju oraz potrzeb finansowych. W 2023 r. w przygotowaniu było kilkanaście projektów, a na koniec 2023 roku planowano uruchomienie kolejnych kilkunastu instalacji (EGEC, 2024).

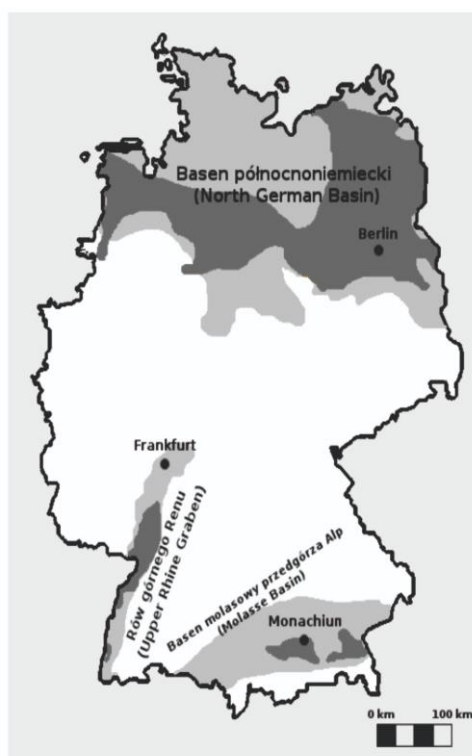


Fig. 5.3.15. Obszary perspektywiczne dla wykorzystania energii geotermalnej w Niemczech (Schellschmidt i in., 2010, zmienione)

Instalacje geotermalne w północnych Niemczech

W regionie basenu północnoniemieckiego najważniejszymi porowymi zbiornikami wód termalnych są miąższe mezozoiczne formacje piaskowcowe. Dla geotermalnego wykorzystania głównymi formacjami są piaskowce dolnej jury (liasu), górnego triasu oraz dolnego triasu (Buijze i in., 2019). Basen północnoniemiecki charakteryzuje się bardzo dobrymi parametrami zbiornikowymi (porowatość efektywna $\geq 20\%$, przepuszczalność $\cong 500$ mD), które rozciągają się w wielu regionach północnych Niemiec. Zakumulowane w mezozoicznych zbiornikach północno-wschodnich Niemiec wody termalne zaliczane są do wód typu Na–(Ca–Mg)–Cl o wysokiej mineralizacji (mineralizacja wód w zależności od głębokości może przekraczać 300 g/dm^3). Wody termalne zawierają nieco rozpuszczonych gazów (tzw. gazy formacyjne), głównie azotu i dwutlenku węgla (Seibt, Wolfgramm, 2008).

Do najważniejszych projektów geotermalnych w północno-wschodnich Niemczech należą ciepłownie w Waren i Neustadt-Glewe oraz magazyn ciepła w Neubrandenburgu, które eksploatują wody termalne z kompleksu retycko–liasowego (tab. 5.3.1).

Warunki geotermalne w północnych Niemczech są podobne jak na Niżu Polskim, gdyż oba te obszary są fragmentem bardzo dużej struktury – basenu permsko-mezozoicznego Europy zachodniej i centralnej, gdzie wody termalne zakumulowane są w osadowych skałach zbiornikowych. Ponadto, zakres głębokości występowania warstw wodonośnych, wartości mineralizacji i temperatury wód oraz wydajności ujęć jest zbliżony. Podany przykład jest zatem interesujący i przydatny zwłaszcza dla warunków geotermalnych naszego Niżu Polskiego.

Tab. 5.3.1. Charakterystyka wód termalnych eksploatowanych przez wybrane ciepłownie geotermalne w północno-wschodnich Niemczech (Seibt, Wolfgramm, 2008)

Miejscowość	Waren (Müritz)	Neustadt-Glewe
Głębokość stropu poziomu wodonośnego [m]	1510	2195
Wydajność [m^3/h]	~60	~100
Temperatura na wypływie [$^{\circ}\text{C}$]	62	99
pH	5,9	5,3
Mineralizacja [g/dm^3]	158	220

Waren (Müritz)

Ciepłownia geotermalna w miejscowości Waren (Müritz) została uruchomiona w 1985 r. i jest pierwszą tego typu w Niemczech. Woda jest eksploatowana z wydajnością ok. $60 \text{ m}^3/\text{h}$ z poziomu wodonośnego, który tworzą piaskowce, których strop jest na głębokości 1470 m. Temperatura wody termalnej na wypływie z otworu wynosi 62°C mineralizacja osiąga 158 g/dm^3 (w tym zawartość żelaza: 12 mg/dm^3). Otwór chłonny zlokalizowany jest w odległości 1300 m od otworu produkcyjnego (temperatura zatłaczania wody waha się w granicach $20\text{--}40^{\circ}\text{C}$).

Z uwagi na redukcyjny charakter wód termalnych instalacja została na początku lat 90. XX w. zmodernizowana i wyposażona w urządzenia odporne na korozję (Seibt, Wolfgramm, 2008). W 1995 r. wykonano kolejny otwór produkcyjny do głębokości 1565 metrów. Wody zaczęto także wykorzystywać do kąpielii w łaźni termalnej. Od 2007 r. solanka termalna z Waren (Müritz) jest uznanym przez państwo źródłem leczniczym.

Problemem tego systemu jest wysoka mineralizacja wody. Wysoka zawartość chlorków wymaga stosowania materiałów odpornych na korozję. W tym celu obudowę otworu pokryto tworzywem

sztucznym, pompy i rury są wykonane z włókna szklanego, a rury, zbiorniki i zawory membranowe ogumowano (tiefegeothermie.de).

Zainstalowana cieplna moc geotermalna wynosi 1,3 MW (całkowita zainstalowana moc to 10,74 MW). W 2021 r. produkcja ciepła geotermalnego wyniosła 1,79 GWh. Ciepłownia zaopatruje ok. 1715 mieszkań i budynków użyteczności publicznej (thinkgeoenergy.com) za pomocą sieci. Węzły przydomowe instalowane są w każdym budynku i działają z bezpośrednim zasilaniem, dostarczając ciepłą wodę poprzez system ładowania zasobnika. Temperatura zasilania sieci ciepłowniczej wynosi 65°C, a powrotu 35°C. Sieć pracuje ze zmienną temperaturą zasilania. W przypadku odbiorców zaopatrywanych też w ciepłą wodę użytkową, temperaturę zasilania można obniżyć najwyżej do 53°C (Kabus, Jäntsch, 1995).

W latach 90. XX w. została przeprowadzona modernizacja obiegu wody termalnej, której celem było:

- zagwarantowanie dalszej pracy systemu geotermalnego;
- wykluczenie możliwości oddziaływania na środowisko;
- zmniejszenie prawdopodobieństwa awarii systemu;
- umożliwienie poprawy efektywności energetycznej systemu.

W ramach modernizacji otworów poprawiono m.in. odporność na korozję otworu chłonnego poprzez zastosowanie tworzyw sztucznych. Po analizie stanu otworu produkcyjnego, z uwagi na jego znaczną degradację na skutek korozji, zdecydowano o wykonaniu nowego otworu w pobliżu istniejącego. Sam system instalacji powierzchniowej dostosowano do pracy w warunkach próżni, co ma służyć lepszej kontroli skoków ciśnienia (gwarancja nadciśnienia podczas zatrzymania systemu) oraz kompensacji zmian objętości podczas schładzania wody termalnej. Wymiennik ciepła wyposażono na płyty z tytanu. Filtry kasetowe zamieniono na workowe (Kabus, Jäntsch, 1995).

Neustadt-Glewe

Ciepłownia w Neustadt-Glewe (uruchomiona w 1989 r.) działa bazując na dublecie otworów. Wydobywana jest woda o temperaturze 99°C i mineralizacji 220 g/dm³ (zawartość żelaza: ok. 80 mg/dm³). Zbiornik tworzą piaskowce górnego triasu (Seibt i in., 1994; Menzel i in., 2000). W 2003 r. do instalacji dodano jednostkę ORC (turbina o mocy 210 kW_e), co uczyniło ją pierwszą elektrownią produkującą prąd z geotermii w Niemczech (Seibt i in., 2003, 2005). Strumień wydobywanej wody termalnej rozdzielono na dwa obiegi: część kierowano do jednostki produkującej prąd elektryczny, a następnie łączyła się ona z drugą częścią strumienia, trafiając wraz z nim na wymienniki jednostki produkującej ciepło (Machoń, 2012).

Zainstalowana cieplna moc geotermalna wynosi 4 MW (całkowita zainstalowana moc cieplna to 14 MW). W 2021 r. produkcja ciepła geotermalnego wyniosła 15,36 GWh. Ze względu na wysoką mineralizację wody termalnej zastosowano urządzenia wykonane z materiałów odpornych na korozję (w tym tytanowe wymienniki ciepła), a rurociągi przesyłowe i kolumny eksploatacyjne rur w otworach wykonano z włókna szklanego. W ostatnich latach rozpoczęto realizację projektu nowego wiercenia i zwiększenia mocy oraz produkcji energii elektrycznej w układzie ORC.

Podane przykłady pokazują, iż kraje takie jak Islandia, Francja i Niemcy mogą być wzorem dla rozwoju polskiej geotermii, zwłaszcza w zakresie ciepłownictwa. Przykłady te pokazują, że kluczowe dla sukcesu rozwoju geotermii jest uwzględnienie jej w krajowych planach i strategiach, dalsze inwestycje w infrastrukturę, odpowiednie regulacje prawne oraz wsparcie i akceptacja publiczna.

6. PODSUMOWANIE

Ewa Filippovits, Izabella Gryszkiewicz, Beata Kępińska

W ostatnich latach w Polsce obserwuje się nieśląbnące zainteresowanie inwestycjami geotermalnymi. Z jednej strony może to wynikać z chęci dywersyfikacji źródeł energii cieplnej i zwiększenia udziału źródeł odnawialnych, a co za tym idzie poprawy jakości powietrza, z drugiej ma zwiększać tempo lokalnego rozwoju gospodarczego. Rzeczywistość pokazuje jednak, że stan wiedzy potencjalnych inwestorów odnośnie potencjału geotermalnego wybranej lokalizacji wciąż jest niewystarczający. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom osób zainteresowanych wykorzystywaniem wód termalnych, w *Poradniku* w sposób wieloaspektowy przedstawiono proces inwestycyjny od prac przygotowawczych niezbędnych do wykonania otworu geotermalnego, przez dokumentowanie zasobów wód termalnych, po funkcjonowanie instalacji geotermalnej.

Przy projektowaniu otworu geotermalnego należy rozpatrzyć potencjalne negatywne oddziaływanie na środowisko, tj.: oddziaływanie na powierzchnię Ziemi, przyrodę i obszary chronione, wody podziemne i powierzchniowe, klimat akustyczny i powietrze. Rekomendowane jest wykonanie oceny ryzyka wpływu wykonania planowanego otworu geotermalnego na środowisko. Sposób oceny ryzyka wynika z ewentualnych lub przewidywalnych sytuacji konfliktowych i zagrożeń, a jej celem jest minimalizacja negatywnych skutków realizacji wiercenia otworu. Na podstawie oceny poziomu ryzyka można stwierdzić, dla jakich, spośród wszystkich zidentyfikowanych zagrożeń, ryzyko kształtuje się na akceptowalnym poziomie.

Jednym z głównych ograniczeń inwestycyjnych dla rozwoju geotermii są wysokie początkowe nakłady inwestycji oraz, w pewnym stopniu, ryzyko nieosiągnięcia zakładanych parametrów złożowych. W tym zakresie niezwykle ważne są różnorodne formy wsparcia finansowego zależne od stopnia rozwoju rynku geotermalnego, a także powołanie w Polsce funduszu ubezpieczenia od ryzyka geologicznego w projektach geotermalnych.

Wykorzystanie wód termalnych przyczynia się do wzrostu lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz stabilizacji cen ciepła, a także wpływa korzystnie na stan środowiska naturalnego. Warto jednak powtórzyć, że ekonomicznie opłacalne wykorzystanie energii geotermalnej zależy od wielu czynników, takich jak: warunki geologiczne, parametry wody złożowej, efektywność technicznych i technologicznych rozwiązań, struktura odbiorców ciepła oraz inne czynniki, które bezpośrednio lub pośrednio wpływają na wskaźniki ekonomiczne, a tym samym na atrakcyjność inwestycji.

Wiele pozytywnych przykładów zagranicznych, jak i dotychczasowe polskie doświadczenia przekonują jednak, że warto podejmować starania dla realizacji inwestycji geotermalnych. Nawet, jeśli z natury rzeczy są one wieloetapowe, czasochłonne i kosztowne oraz wymagają uwzględnienia wielu aspektów, to niosą z sobą wymierne korzyści ekonomiczne, środowiskowe i społeczne.

7. WYKORZYSTANE MATERIAŁY

- Ádám L., Fárnoaga R., Jolovic B., Lapanje A., Marković T., Milenić D., Nádor A., Rotár-Szalkai A., Samardžić A., 2019 – Application of a novel geological risk mitigation scheme in the Danube Region. Proceedings. European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11–14 June 2019.
- Arnorsson S., red., 2000 – Isotopic and chemical techniques in geothermal exploration, development and use. Sampling methods, data handling, interpretation. International Atomic Energy Agency, Vienna.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W., 2007 – Korozja metali w wodach geotermalnych. *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, **2**: 5–12.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W., 2011a – Korozja w instalacjach geotermalnych. W: B. Kępińska, W. Bujakowski W. (red.) – Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych: 27–36. Wydaw. EJB, Kraków.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W., 2011b – Badania zjawisk korozji w instalacji geotermalnej w Skierniewicach. W: B. Kępińska, W. Bujakowski (red.) – Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych: 117–140. Wydaw. EJB, Kraków.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W., Lewandowska M., Ura-Bińczyk E., Kaca W., Żarnowiec P., Balcer M., 2015 – Badania korozyjne i mikrobiologiczne w Geotermii Mazowieckiej S.A. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Technika Poszukiwań Geologicznych*, **54** (1): 59–80.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W., Pawlikowski M., 2005 – Problemy korozji rur wydobywczych w instalacjach geotermalnych. *Ochrona przed korozją*, **48**.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W., Roźniatowski K., Kurzydłowski K., 2011c – Problemy związane z korozją materiałów konstrukcyjnych w wodach geotermalnych. W: W. Górecki (red.) M. Hajto, i in. 2011 – Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich: 701–712. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie.
- Banaś J., Pawlikowski M., Górecki W., Kurzydłowski K., Mazurkiewicz B., Solarski W., 2006 – Problemy związane z korozją materiałów konstrukcyjnych i wytrącaniem się osadów w wodach geotermalnych. W: W. Górecki (red.) i in. – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim: 103–115. Wydaw. AGH, Kraków.
- Bauer D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Diersch H.-J.G., 2011 – Thermal resistance and capacity models for borehole heat exchangers. *International Journal of Energy Research*, **35** (4): 312–320.
- Bielec B., Hołojuch G., 2011a – Interpretacja wyników pompowań testowych w reżimie nieustalonym w odmiennych warunkach hydrogeologicznych. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, **445**: 9–16.

- Bielec B., Hołojuch G., 2011b – Pompowanie testowe w dokumentowaniu zasobów wód termalnych. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, **50**: 319–328.
- Bielec B., Kępińska B., 2012 – Testowanie badawcze „miękkiego kwasowania” w geotermalnych otworach chłonnych. *Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN*, **82**: 71–87.
- Bielec B., Miecznik M., 2012 – Efekt termiczny w obliczeniach przewodności hydraulicznej w otworach ujmujących wodę termalną. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, **51** (2): 45–54.
- Bielec B., Bujakowski W., Tomaszewska B., Balcer M., Hołojuch G., 2011 – Prace i badania w otworach Skierniewice GT-1 i Skierniewice GT-2 w 2010–2011 r. W: B. Kępińska, W. Bujakowski W. (red.) – Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych. 102–116. Wydaw. EJB, Kraków.
- Biernat H., Kulik S., Noga B., 2009 – Możliwości pozyskiwania energii odnawialnej i problemy związane z eksploatacją ciepłowni geotermalnych wykorzystujących wody termalne z kolektorów porowych. *Przegląd Geologiczny*, **57** (8): 655–665.
- Biernat H., Kulik S., Noga B., Kosma Z., 2010a – Problemy inkrustacji przy zatłaczaniu wykorzystanych wód termalnych. *Modelowanie Inżynierskie*, **8** (39): 7–12.
- Biernat H., Kulik S., Noga B., Kosma Z., 2010b – Problemy korozji przy zatłaczaniu wykorzystanych wód termalnych. *Modelowanie Inżynierskie*, **8** (39): 13–18.
- Biernat H., Kulik S., Noga B., Kosma Z., 2011 – Próba zapobiegania kolmatacji geotermalnych otworów zatłaczających w wyniku zastosowania miękkiego kwasowania. *Modelowanie Inżynierskie*, **11** (42): 59–66.
- Bixley P.F., 1988 – Downhole measurements in geochemical wells. W: E. Okandan (ed.) – Geothermal Reservoir Engineering, *NATO ASI Series*, **150**: 41–53.
- Boissavy C., Henry L., Genter A., Pomart A., Rocher P., Schmidlé-Bloch V., 2019 – Geothermal Energy Use, Country Update for France. European Geothermal Congress 2019 Den Haag, The Netherlands, 11–14 June 2019.
- BRGM, 2021 – Hamm V., Bugarel F., Giuglaris E., Goyénèche O., Gutierrez A. with the cooperation of Hervé J-Y – Forage Assistance (2021) – Good practice guide for lessons learned from deep geothermal drilling. Final report June 2019 – updated on October 2021. BRGM/RP-65443-FR.
- Browne P.R.L., 1984 – Hydrothermal alteration and reservoir rock type. W: Lectures on geothermal geology and petrology. UNU Geothermal Training Programme. Raport 2. Reykjavik, Iceland.
- Buijze L., van Bijsterveldt L., Cremer H., i in., 2019 – Review of induced seismicity in geothermal systems worldwide and implications for geothermal systems in the Netherlands. *Netherlands Journal of Geosciences*, **98**: E13, doi:10.1017/njg.2019.6.

- Bujakowski W., 2000 – Pilotowy projekt wykorzystania ciepła geotermalnego do upraw warzyw i chowu ryb w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN na Podhalu. *Czasopismo Techniczne*, **56–63**.
- Bujakowski W., red., 2000 – Wybrane problemy wykorzystania geotermii – I. *Studia. Rozprawy. Monografie*, **76**. Wydaw. IGSMiE PAN. Kraków.
- Bujakowski W., Kępińska B., 2005 – Przegląd metod stymulacji złóż geotermalnych. *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia. Zrównoważony Rozwój*, **5–6**: 3–16.
- Bujakowski W., Bielec B., Miecznik M., Pająk L., 2020 – Reconstruction of geothermal boreholes in Poland. *Geothermal Energy*, **8** (10): 1–27.
- Bujakowski W., Pająk L., Tomaszewska B., Hołojuch G., Łuszczewski J., 2014 – Otworowy wymiennik ciepła. Zgłoszenie Patentowe nr 401721. *Biuletyn Urzędu Patentowego*, **11** (1054). Patent polski, PL 222 919.
- Bujakowski W., Balcer M., Barbacki A., Bielec B., Tomaszewska B., Pająk L., Skrzypczak R., Dendys M., Kasztelewicz A., Dajek B., 2017 – Otwór geotermalny Mszczonów IG-1 – rekonstrukcja i wieloletnia eksploatacja. *Studia, Rozprawy, Monografie*, **206**. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Bujakowski W., Tarkowski R., Barbacki A., Kępińska B., Pająk L., Uliasz-Misiak B., Hołojuch G., Kazanowska A., Wójcikowski A., Kęsek W., Topór W., 2000 – Laboratorium Geotermalne. *Czasopismo techniczne*, **58–63**.
- Bundschuh J., Tomaszewska B., red., 2017 – Geothermal Water Management (1st ed.). CRC Press, London. <https://doi.org/10.1201/9781315734972>.
- Bundschuh J., Tomaszewska B., Gaffour N., Hamawand I., Mahmoudi H., Goosen M., 2017 – Coupling geothermal direct heat with agriculture. Chapter 11. W: J. Bundschuh, B. Tomaszewska (eds.) – Geothermal Water Management.. CRC Press, London.
- Castillo C., Ignatiadis I., 2012 – Sulfate-reduction state of the geothermal Dogger aquifer, Paris Basin (France) after 35 years of exploitation: analysis and consequences of bacterial proliferation in casings and reservoir. Proceedings of T37 Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 30–February 1, 2012, SGP-TR-194.
- Chmura K., Chudek M., 2000 – Geotermomechanika górnicza. Wyd. Suplement, Mikołów.
- Ciężkowski W., Kapuściński J., 2011 – Wyznaczanie granic obszaru I terenu górniczego dla złóż wód podziemnych uznanych za kopaliny. Poradnik metodyczny. Min. Środ., Warszawa.
- D'Amore F., red., 1991 – Applications of geochemistry in geothermal reservoir development. UNITAR/UNDP Centre on Small Energy Resources, Rome.

- Dąbrowski S., Kapuściński J., Nowicki K., Przybyłek J., Szczepański A., 2011 – Metodyka modelowania matematycznego w badaniach i obliczeniach hydrogeologicznych. Poradnik metodyczny. Ministerstwo Środowiska, Warszawa.
- Dąbrowski S., Rynarzewski W., Pawlak A., 2004 – Metodyka modelowania złożonych wielopoziomowych systemów wodonośnych na przykładzie Regionu Poznańskiego Dorzecza Warty. *Acta Universitatis Vratislaviensis*, **2729**.
- Dendys M., 2018 – Hydrodynamiczne uwarunkowania krążenia wód termalnych i leczniczych w utworach cenomanu niecki miechowskiej i środkowej części zapadliska przedkarpackiego. *Studia, Rozprawy, Monografie*, **208**. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Dendys M., Szczepański A., Tomaszewska B., 2018 – Groundwater circulation in the Miechów Trough and the central part of the Carpathian Foredeep (Poland): A hydrogeological conceptual model. *Geologos*, **24** (3): 177–187. doi: 10.2478/logos-2018-0019.
- Dendys M., Tomaszewska B., Pająk L., 2015 – Numerical modelling in research on geothermal systems. *Bulletin Of Geography. Physical Geography Series*, **9**: 39–44.
- Doelling R., Schulte I., 2010 – Deep Groundsourced Heat Exchanger with Coaxial Pipe, Closed Water Circuit – Improvement Proposals in Project Development and Technical Pipe Conception. Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010.
- Dowgiałło J., 1985 – Geochemiczne wskaźniki temperatury i ich zastosowanie do sudeckich wód termalnych. Materiały Sympozjum „Stan rozpoznania i perspektywy wykorzystania wód termalnych”, Warszawa–Kraków.
- Dowgiałło J., Kleczkowski A.S., Macioszczyk T., Rózkowski A., red., 2002 – Słownik hydrogeologiczny. Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa.
- Dubiel S., Luboń K., Luboń W., Wartak W., 2012 – Problemy rekonstrukcji odwiertów geotermalnych na przykładzie odwiertu Biały Dunajec PAN-1. *AGH Drilling Oil Gas*, **29** (1): 115–126.
- Dulewski J., Tomaszewska B., 2012 – Kompleksowe wykorzystanie i zagospodarowanie ochłodzonych wód termalnych na tle uwarunkowań prawnych. *Bezpieczeństwo Pracy i Ochrona Środowiska w Górnictwie*, 4: 10–16.
- Dumas P., Garabetian T., 2019 – Financing deep geothermal innovative schemes for new business models. Proceedings, European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11–14 June 2019.
- Dumas P., Garabetian T., Le Guéan T., Kępińska B., Kasztelewicz A., Karytsas S., Siddiqi G., Lupi N., Syidov F., Nador A., Kaufhold J., Boissavy C., Yildirim C., Bozkurt C., Kujbus A., Spyridonos E., Oztekin R., Link K., 2019 – Risk Mitigation and Insurance Schemes Adapted to Geothermal Market Maturity: The Right Scheme for my Market. Proceedings, European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11–14 June 2019.

- EGEC, 2023 – EGEC Geothermal Market Report 2022: Key Findings, https://www.egec.org/wp-content/uploads/2023/05/EGEC-Market-Report-2022_Key-Findings.pdf [dostęp: wrzesień 2024].
- EGEC, 2024 – Geothermal lessons from Germany, Denmark and France for the Dutch Market. <https://www.egec.org/report-geothermal-lessons-from-germany-denmark-and-france-for-the-dutch-market/> [dostęp: marzec 2024].
- Fournier R.O., 1981 – Application of water chemistry to geothermal exploration and reservoir engineering. *In*: Rybach, L., and Muffler, L.J.P. (eds.) – Geothermal Systems: Principles and Case Histories 109–143. Wiley, New York.
- Fierla A. (red.), 2011 – Inwestowanie: instrumenty klasyczne i alternatywne, Oficyna Wydawnicza Szkoły Głównej Handlowej, Warszawa 2011.
- Fytikas M., Ungemach P., 2010 – Geothermal resource management. *W*: K. Popovski, N. Andritsos, M. Fytikas, S. Vasilevska-Popovska, B Sanner, P. Ungemach, P Koutsoukos., P. Valdimarsson (eds.) – Geothermal energy. PLM/GEOCOM/ISS.
- Giggenbach W.F., 1991 – Chemical techniques in geothermal exploration. *W*: F. D'Amore (ed.) – Applications of geochemistry in geothermal reservoir development: 252–270. UNITAR/UNDP publication, Rome.
- Gonet A., Śliwa T., Stryczek S., Sapińska-Śliwa A., Jaszczur M., Pająk L., Złotkowski A., 2011 – Metodyka identyfikacji potencjału cieplnego górotworu wraz z technologią wykonania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła. Wydaw. AGH. Kraków.
- Gosk E., 1982 – Geothermal resources assessment. *W*: V. Čermák, R. Haenel (eds.) – Geothermics and geothermal energy. Schweizerbartshe Verlagsbuchhandlung, Stuttgart.
- Górecki W., 1990 – Projekt wykorzystania dolnokredowych wód geotermalnych w synklinorium mogileńsko-łódzkim ze szczególnym uwzględnieniem rejonu Uniejowa. *W*: Materiały konferencyjne: Możliwości wykorzystania wód geotermalnych w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem synklinorium mogileńsko-łódzkiego, Ślesin, 26–27.10.1990 r.
- Górecki W., red., 2006a – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. AGH, Kraków.
- Górecki W., red., 2006b – Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. AGH, Kraków.
- Górecki W., red., 2011 – Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. AGH, Kraków.
- Górecki W., red., 2012 – Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego. AGH, Kraków.
- Górecki, W., red., 2013 – Atlas geotermalny Karpat wschodnich. AGH, Kraków.

- Górski W., 2007a – Dobieranie narzędzi i osprzętu wiertniczego. Poradnik dla ucznia. Instytut Technologii Eksploatacji - Państwowy Instytut Badawczy, Radom.
- Górski W., 2007b – Przygotowanie prac wiertniczych. Poradnik dla ucznia. Instytut Technologii Eksploatacji - Państwowy Instytut Badawczy, Radom.
- Grant M.A., Donaldson I.G., Bixley P.E., 1982 – Geothermal Reservoir Engineering. Academic Press, New York.
- Gryszkiewicz I., Socha M., red., 2024 – Bilans i zagospodarowanie zasobów złóż wód termalnych i energii geotermalnej w Polsce. Państw. Inst. Geol. – Państw. Inst. Badaw., Warszawa.
- Gudmundsson J.R., 2023 – Geotermalna sieć ciepłownicza w Húnaþing vestra. W: B. Kępińska (red.) – Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej. Podręcznik, Działania szkoleniowe w Polsce: 88–92. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Gunnlaugsson E., 2004 – Aspekty chemiczne oraz metody stosowane w rozpoznawaniu i wykorzystaniu złóż geotermalnych. Materiały Międzynarodowych Dni Geotermalnych „Polska 2004”. Wydaw. IGSMiE PAN. Kraków–Skopje.
- Hajto M., Kępińska B., 2023 – Stan wykorzystania energii geotermalnej na Świecie i w Europie w 2022–2023. Książka Rozszerzonych Abstraktów VIII Ogólnopolski Kongres Geotermalny, Kraków 29.11–01.12.2023: 11–14. Wydaw. Globenergia, Kraków.
- Heijnen L., Rijkers R., Gussinklo O.R., 2015 – Management of geological and drilling risks of geothermal projects in the Netherlands. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia.
- IRENA, 2023 – Global geothermal market and technology assessment. Report of IRENA & IGA. ISBN: 978-92-9260-495-0. www.irena.org/Publications/2023/Feb/Global-geothermal-market-and-technology-assessment [dostęp: kwiecień 2024].
- Kabus F., Jäntschi E., 1995 – The geothermal heating plant at Waren-Papenberg: experience and modernisation. World Geothermal Congress 18–31 May 1995, Florence, Italy. Conference Proceedings: 2227–2232.
- Kania J., 2003 – Geochemical interpretation of thermal fluids from low-temperature wells in Stykkishólmur, W-Iceland, and Pyrzyce, NW-Poland. W: L.S. Georgsson (ed.) – Geothermal Training in Iceland 2003: 305–336 . Reports of the United Nations University Geothermal Training Programme, Reykjavik.
- Kapuściński J., Nagy S., Długosz P., Biernat H., Bentkowski A., Zawisza L., Macuda J., Bujakowska K., 1997 – Zasady i metodyka dokumentowania zasobów wód termalnych i energii geotermalnej oraz sposoby odprowadzania wód zużytych. Poradnik metodyczny. MOŚZNiL, Warszawa.
- Kasztelewicz A., 2016 – Propozycja ubezpieczeń przedsięwzięć geotermalnych w Polsce wykorzystująca doświadczenia krajów europejskich. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, **55** (1): 173–183.

- Kędzierski M., 2024 – Kontrakty różnicowe – nowy instrument dekarbonizacji przemysłu w Niemczech. *Komentarze Ośrodka Studiów Wschodnich*, **584**: 1–4.
- Kępińska B., 1994 – The temperature distribution in the Seltjarnarnes field, SW-Iceland. The reservoir temperature in the Podhale geothermal field, S-Poland. Report 7. UNU Geothermal Training Programme. Reykjavik, Iceland.
- Kępińska B., 2001a – Przewodnik po Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN Bańskiej Niższej na Podhalu. Materiały IV Seminarium „Energia geotermalna w Małopolsce – dziś i jutro. Bukowina Tatrzańska, 8-10 października 2001. Wyd. IGSMiE PAN. Kraków.
- Kępińska B., 2001b – Warunki hydrotermalne i termiczne podhalańskiego systemu geotermalnego w rejonie otworu Biały Dunajec PAN-1. *Studia, Rozprawy, Monografie*, **93**. Wydaw. IGSMiE PAN. Kraków.
- Kępińska B., 2006a – Thermal and hydrothermal conditions of the Podhale geothermal system (Poland). PAS MEERI Publishers, Krakow.
- Kępińska B., 2006b – Warunki termiczne i hydrotermalne podhalańskiego systemu geotermalnego. *Studia. Rozprawy. Monografie*, **135**. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- Kępińska B., red., 2023 – Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej. Podręcznik, Działania szkoleniowe w Polsce. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków. doi: 10.33223/2023/iclino/67606 OS-2023-03 ISBN 978-83-67606-29-5.
- Kępińska B., Łowczowska A., 2002 – Wody geotermalne w lecznictwie, rekreacji i turystyce. *Studia, Rozprawy, Monografie*, **93**. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Kępińska B., Popovski K., red., 2004 – Materiały konferencyjne Międzynarodowych Dni Geotermalnych Polska 2024. Wydaw. IGSMiE PAN. Kraków – Skopje.
- Kępińska B., Tomaszewska B., 2010 – Główne bariery rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. Propozycje zmian. *Przegląd Geologiczny*, **58** (7): 594–598.
- Kępińska B., Tomaszewska B., 2023 – Skaling i korozja w instalacjach geotermalnych – przyczyny, skutki, ograniczanie. W: B. Kępińska red. – Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej. Podręcznik, Działania szkoleniowe w Polsce. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków:167–180.
- Kępińska B., Kujbus A., Karytsas S., Boissavy C., Mendrinos D., Karytsas C., Kasztelewicz A., 2021– Risk insurance fund for geothermal energy projects in selected European countries – operational and financial simulation. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, **37** (3): 139–158. doi: 10.24425/gsm.2021.138654.
- Kępińska B., Bujakowski W., red., Bielec B., Tomaszewska B., Banaś J., Solarski W., Mazurkiewicz B., Pawlikowski M., Pająk L., Miecznik M., Balcer M., Hołojuch G., 2011 – Wytyczne

projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych. Ministerstwo Środowiska., Wydawnictwo EJB. Kraków.

Kiełczawa B., 2023 – Determination of Reservoir Temperatures of Low-Enthalpy Geothermal Systems in the Sudetes (SW Poland) Using Multicomponent Geothermometers. *Water*, 15 (3).

KOBiZE, 2022 – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2020 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2023. [online]: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/monitorowanie_raportowanie_weryfikacja_emisji_w_eu_ets/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2023.pdf.

KOBiZE, 2023 – Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za rok 2022. [online]: https://krajowabaza.kobize.pl/docs/Wska%C5%BAniki_ma%C5%82e_%C5%BAr%C3%B3dla_spalania_paliw_2022.pdf.

Kohl T., Brenni R., Eugster W., 2002 – System performance of a deep borehole heat exchanger. *Geothermics*, 6 (31): 687–708.

Liber-Makowska E., Kiełczawa B., 2021 – Medicinal CO₂-rich water deposits in the Polish part of the –Sudetes. *Mining Science*, 28: 247–261.

Lund J.W., Chiasson A., 2007 – Examples of combined heat and power plants using geothermal energy. Proceedings of the European Geothermal Congress, May 30–June 1 2007, Unterchaching, Germany.

Lund J.W., Toth A.N., 2021 – Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review. Proceedings World Geothermal Congress 2020. Iceland.

Lupi N., Siddiqi G., 2019 – Risk mitigation tools. D3.2. Framework conditions for establishment of insurance scheme. Project ”Developing geothermal and renewable energy projects by mitigating their risks”, GEORISK. European Union’s Horizon 2020 research and innovation programme. <https://www.georisk-project.eu/wp-content/uploads/2019/10/D3.2-Proposal-on-how-to-establish-an-insurance-scheme.pdf> (polska wersja może być udostępniona na życzenie przez IGSMiE PAN)

Machoń K., 2012 – Ciepłownictwo geotermalne w Niemczech. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geoteramia, Zrównoważony Rozwój*, 51 (1):11–22.

Maćkowski T., Sowizdzał A., Wachowicz-Pyzik A., 2019 – Seismic Methods in Geothermal Water Resource Exploration: Case Study from Łódź Trough, Central Part of Poland. *Geofluids*, 3052806, <https://doi.org/10.1155/2019/3052806>.

Malate R.C.M., 2003 – Well intervention techniques. Proceedings of the International Geothermal Course Reykjavik, Iceland, September 2003.

- Mankiw G., Taylor M.P., 2009 – Makroekonomia. PWE, Warszawa.
- Mathiesen T., Nielsen J. H., Omrani P. S., Wasch L., Dideriksen K., Kristensen L., Holmslykke H., Kjøller C., Regenspurg S., 2021 – Best practice for geothermal plants to minimize scaling and corrosion. PERFORM-D4.01. <https://www.geothermperform.eu/wp-content/uploads/2021/11/Best-practice-guide-for-geothermal-plants-to-minimize-scaling-and-corrosion.pdf> [dostęp: maj 2024].
- Menzel H., Seibt P., Kellner T., 2000 – Five-year experience in the operation of the Neustadt-Glewe geothermal project. Proceedings of the World Geothermal Congress 2000: 3501–3404. Kyushu-Tohoku/Japan, May 28– June 10.
- Miecznik M., 2017 – Model zrównoważonej eksploatacji zbiornika wód geotermalnych w centralnej części Podhala do produkcji energii cieplnej i elektrycznej. *Studia, Rozprawy, Monografie*, **202**. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Miecznik M., 2025 – Optymalne zarządzanie niskotemperaturowymi zbiornikami geotermalnymi - polsko-islandzka współpraca w zakresie modelowania złóż. Materiały konferencyjne; Konferencja końcowa projektu „Optymalne zarządzanie niskotemperaturowymi zbiornikami geotermalnymi – polsko-islandzka współpraca w zakresie modelowania złóż”, IGSMiE PAN, 22.01.2025 r., Warszawa (dostępne na stronie: chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcglcfindmkaj/https://geomodel.pl/wp-content/uploads/2025/03/1-Miecznik_GeoModel_short_intro.pdf, dostęp: lipiec, 2025)
- Muffler P., Cataldi R., 1978 – Methods for regional assessment of geothermal resources. *Geothermics*, 7 (2-4), 53–89.
- Ney R., 1992 – Wyniki badań nad możliwościami wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. *Nauka Polska*, **4**: 37–49.
- Ney R., Sokołowski J., 1987 – Wody geotermalne w Polsce i możliwości ich wykorzystania. *Nauka Polska*, **6**.
- Nicholson K., 1993 – Geothermal fluids: chemistry and exploration techniques. Springer-Verlag, Berlin.
- Noga B., Biernat H., Kapuściński J., Martyka P., 2013 – Analiza parametrów otworów geotermalnych wykonanych na Niżu Polskim pod kątem możliwości budowy siłowni binarnych wykorzystujących ciepło wnętrza Ziemi. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*. nr 2/2013, 127–139.
- Noga B., Marjanowski J., Biernat H., Kulik S., Zieliński B., Nalikowski A., 2014 – The silting-up prevention in the geothermal absorbent openings of geothermal energy plant Pырzyce. *Chemical and Process Engineering*, **35** (2): 205–216.
- Noga B., 2024 – Koszt wykonania otworu geotermalnego na terenie Polski. Źródła ciepła i energii elektryczne. *Instal*, 1 (2024), Wyd. Ośrodek informacji “Technika instalacyjna w budownictwie”, Warszawa: 15–19. doi: 10.36119/15.2024.1.1.

- Ólafsson M., 1988 – Sampling methods for geothermal fluids and gases. Report OS-88041/JHD-06, Orkustofnun, Reykjavik.
- Orlikowski J., Darowicki K., 2009 – Monitorowanie korozji w instalacjach ciepłowniczych. *Nowa Energia*, **3**: 44–47.
- Pająk L., 2011 – Podstawy hydrodynamiczne zatłaczania wód geotermalnych. W: B. Kępińska, W. Bujakowski W. (red). – Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych: 7–19. Wydaw. EJB, Kraków.
- Pająk L., Bujakowski W., 2013 – Energia geotermalna w systemach binarnych. *Przegląd Geologiczny*, **61** (11/2): 699–719.
- Parecki A., Biernat H., 2007 – Próba rozwiązania problemów towarzyszących eksploatacji ciepłowni geotermalnych wykorzystujących wody termalne z kolektorów porowych. *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia. Zrównoważony Rozwój*, **46** (2): 107–109.
- Pastor J., Pari I., Medgyes T., Kóbor B., Szanyi J., 2015 – Mórahalom Municipality (Hungary). W: B. Kępińska (red.) – Handbook of best practices of geothermal resources management. **87–113**. © GEOCOM, Kraków.
- Petursson B., 2023 – Innowacyjne zastosowania wód energii geotermalnej – przykłady z Islandii. W: B. Kępińska (red.) – Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej: 211–218. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Popovski K., Andritsos N., Fytikas M., Vasilevska-Popowska S., Sanner B., Ungemach P., Koutsoukos P. i Valdimarsson P., red., 2010 – Geothermal energy. MAGA, Skopje.
- Pourbaix M., 1966 – Atlas of Electrochemical Equilibria in Aqueous Solutions. Pergamon Press Ltd, Oxford.
- Ragnarsson Á., Steingrímsson B., Thorhallsson S., 2020 – Geothermal Development in Iceland 2015–2019. Proceedings World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland, April-October 2021.
- Razowska-Jaworek L., Pasternak M., Karpiński M., Będkowski Z., Kaczorowski Z., Wysocka I., Drzewicz P., 2022 – Wstępna ocena możliwości pozyskiwania pierwiastków wartościowych z wód kopalnianych oraz wód termalnych i leczniczych w Polsce. *Przegląd Geologiczny*, **70** (6): 435–448.
- Reed M.H., Spycher N.F., 1984 – Calculation of pH and mineral equilibria in hydrothermal waters with application to geothermometry and studies of boiling and dilution. *Geochim.. Cosmochim. Acta*, **48**: 1479–1492.
- Rockel W., Hoth P., Seibt P., 1997 – Charakteristik und Aufschluss geothermaler Speicher. *Geowissenschaften*, **15** (8): 244–252.

- Sanner B., Antics M., Baresi M., Urchueguía J. F., Dumas P., 2022 – Summary of EGC 2022 Country Update Reports on Geothermal Energy in Europe. Proceedings. European Geothermal Congress 2022. Berlin, Germany, 17–21 October 2022.
- Schellschmidt R., Sanner B., Pester S., Schultz R., 2010 – Geothermal energy use in Germany. Proceedings World Geothermal Congress, Bali (Indonesia), 2010. Paper No. 0152 (CD).
- Schweizer Ph., 2001a – Corrosion-resistant piping systems. Marcel Dekker, New York.
- Schweizer Ph., 2001b – Corrosion-resistant linings and coatings. Marcel Dekker, New York.
- Seibt P., Schloemer, W., Menzel, H., 1994 – Demonstration Project for Geothermal Energy Use in Neustadt-Glewe. Communications, Geothermics 94 in Europe. Orléans, France: 413–421.
- Seibt P., Kabus F., Hoth P., 2003 – The Neustadt-Glewe Geothermal Plant: From exploration to successful operation. Proceedings of the International Geothermal Workshop. Sochi.
- 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.
- Seibt P., Wolfgramm M., 2008 – Practical experience in the reinjection of thermal waters into sandstone. Workshop for Decision Makers on Direct Heating Use of Geothermal Resources in Asia. UNU-GTP, TBLRREM and TBGMED, Tianjin, China, 11–18 May.
- Sengelen X., Robion P., Bourquin S., Renet JB, Barnes C., Ledesert B., 2020 – Geothermal Exploration of Upper Triassic Deposits in the Paris Basin: Comparison of the Sedimentary Records and Petrophysical Properties between In-Situ and Analogue Site (Ardeche, France). Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April–October 2021.
- Serrano C., Dumas P., Garabetian T., red., 2021 – Dlaczego usuwanie ryzyka jest kluczem do rozwoju dużych projektów geotermalnych? Raport końcowy Projektu GEORISK. Wydaw. GEORISK Project.
- Smith L.D., 2000 – Discounted Cash Flow Analysis and Discount Rates. Special Session on Valuation of Mineral Properties Mining Millennium 2000, March 8, 2000, Toronto, Canada.
- Socha M., red., 2020 – Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania. Państwowy Instytut Geologiczny-PIB, Warszawa.
- Socha M., Sadurski A., Skrzypczyk L., 2016 – Możliwości wykorzystania energii geotermalnej w rejonie aglomeracji warszawskiej na tle analizy kosztów finansowych. *Przegląd Geologiczny*, **64**, (7): 481–488.
- Sokołowski J., 1985 – Energia geotermalna wielką szansą Podhala. *Problemy*, **8**.

- Sokołowski J., Długosz P., Bujakowski W., 1992 – Pierwszy zakład geotermalny w Polsce. *Technika Poszukiwań Geologicznych. Geosynoptyka i Geotermia*, **6**: 9–18.
- Sokołowski J., Skrzypczyk L., Malon A., 2015 – Problematyka wyznaczania granic złóż wód leczniczych, termalnych i solanek. *Przegląd Geologiczny*, **63** (10/2): 1059–1062.
- Śliwa T., Kruszewski M., Zare A., Assadi M., Sapińska-Śliwa A., 2018 – Potential application of vacuum insulated tubing for deep borehole exchangers. *Geothermic*, **75**: 58–67.
- Thomas C.E., Mahoney C.F., Winter G.W., 1988 – Water – injection pressure maintenance and waterflood processes. W: H.B. Bradley (ed.) – *Petroleum Engineering Handbook*, Society of Petroleum Engineers, Chapter 44: 44–51. Richardson, TX, USA.
- Tomaszewska B., 2008 – Prognozowanie kolmatacji instalacji geotermalnych metodą modelowania geochemicznego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, **24** (2): 399–407.
- Tomaszewska B., 2011 – Modelowanie zjawisk chemicznych w zatłaczanej wodzie geotermalnej podczas zabiegów miękkiego kwasowania. W: B. Kępińska, W. Bujakowski (red.) – *Wytoczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych*: 157–164. Wydaw. EJB, Kraków.
- Tomaszewska B., 2013 – Utylizacja schłodzonych wód termalnych. Problemy i propozycje rozwiązań alternatywnych. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, **52** (1): 91–102.
- Tomaszewska B., 2014 – Ocena możliwości efektywnego wykorzystania schłodzonych wód termalnych. *Studia, Rozprawy, Monografie*, **190**. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Tomaszewska B., 2017 – Sustainable Energy: Human Factors in Geothermal Water Resource Management. W: P. Fechtelkötter, M. Legatt (eds.) – *Advances in Human Factors in Energy: Oil, Gas, Nuclear And Electric Power Industries*: 60–71. Springer International.
- Tomaszewska B., 2018 – New approach to the utilisation of concentrates obtained during geothermal water desalination. *Desalination And Water Treatment*, **128**: 407–413.
- Tomaszewska B., Pająk L., 2012 – Dynamics of clogging processes in injection wells used to pump highly mineralized thermal waters into the sandstone structures lying under the Polish Lowland. *Archives Of Environmental Protection*, **38** (3).
- Tomaszewska B., Szczepański A., 2014 – Possibilities for the efficient utilization of spent geothermal waters. *Environmental Science and Pollution Research*, **21**: 11409–11417.
- Tomaszewska B., Dendys M., Pająk L., 2018 – Analiza warunków hydrogeologicznych wspomaganą modelem matematycznym jako podstawowy etap realizacji projektów inwestycyjnych w geotermii. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, **471**: 179–183.
- Tomaszewska B., Miecznik M., Kasztelewicz A., 2017 – The mineralogical and petrographic characteristics of the most promising hydrogeothermal reservoir in Poland – the Podhale

- Geothermal System. International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM 17 (11).
- Tomaszewska B., Pająk L., Bielec B., 2013 – Prognozowanie kolmatacji otworu chłonnego przy zatłaczaniu schłodzonych wód termalnych. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 456.
- Tomaszewska B., red., Bodzek M., Bujakowski W., Dendys M., Kasztelewicz A., Kępińska B., Miecznik M., Pająk L., Rajca M., Tyszer M., 2018 – Pozyskanie wód przeznaczonych do spożycia oraz cieczy i substancji balneologicznych w procesie uzdatniania wód geotermalnych. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Ungemach P., 2001 – Insight into geothermal reservoir management. Text-book of the European School on Geothermal Energy Applications. Oradea, Romania.
- Ungemach P., 2004a – Technologia i problemy w zarządzaniu zasobami geotermalnymi. Materiały konferencji „Międzynarodowe Dni Geotermalne Polska 2004”, 3–17.09.2004 r., Kraków–Skopje. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków–Skopje.
- Ungemach P., 2004b – Carbonate geothermal reservoir management in France. International Geothermal Days Poland 2004, 3–17.09.2004 r., Kraków–Skopje – Conference Materials: 111–127. Wydaw. IGSMiE PAN, Kraków.
- Ungemach P., 2010a – Water injection. W: WGC 2010 Organising Committee (eds.) – Course material (CD). WGC2010 Pre-Congress Short Course on Drilling, completion and testing of geothermal wells. World Geothermal Congress, Bali, Indonesia. Course material (CD).
- Ungemach P., 2010b – Corrosion/Scaling abatement. W: WGC 2010 Organising Committee (eds.) – Course material (CD). WGC2010 Pre-Congress Short Course on Drilling, completion and testing of geothermal wells. World Geothermal Congress, Bali, Indonesia.
- Ungemach P., Antics M., Davaux M., 2019 – Subhorizontal well architecture enhances heat production. The Cachan milestone. European Geothermal Congress 11–14 June 2019, Den Haag, Netherlands.
- Ventre A.V., Ungemach P., 1998 – Soft acidizing of damaged geothermal injection wells. Discussion of results achieved in the Paris Basin. Proceedings of the Twenty-Third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, California, January 26–28.
- Wardzała M., Kilar J., 2009 – Doświadczenia uzyskane przez PNiG Jasło w trakcie wykonywania otworów geotermalnych w latach 1990–2008. Materiały Konferencji naukowo-technicznej „Wiercenia geotermalne”. Krasieczyn, 14–16 października 2009. Wydaw. SITPNiG Oddział Krosno.
- Weber J., Born H., Pester S., Schiffler C., Moeck I., 2022 – Geothermal energy use in Germany, Country update 2019-2021. European Geothermal Congress 2022, Berlin, Germany 17–21.10.2022.

- Wieser W., Kriegl Ch., Engel C., Goldbrunner C., 2019 – Risk control as a key to keep geothermal developments fundable. European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11–14 June 2019.
- Wiktorowicz B., 2004 – Wstępna ocena stanu równowagi hydrogeochemicznej szczaw Ziemi Kłodzkiej przy zastosowaniu modelowania geochemicznego. *Przegląd Geologiczny*, **52** (11): 1071–1075.
- Witczak S., Adamczyk A., 1994 – Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania – tom I. Biblioteka Monitoringu Środowiska. Wydaw. PIOŚ. Warszawa.
- Witczak S., Adamczyk A., 1995 – Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania – tom II. Biblioteka Monitoringu Środowiska. Wydaw. PIOŚ. Warszawa.
- Witczak S., Kania J., Kmiecik E., 2013 – Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania. Biblioteka Monitoringu Środowiska. Wydaw. Inspekcji Ochrony Środowiska.
- Wolfgramm M., Raupach K., 2010 – Methods to improve the injectivity of the Skierniewice geothermal wells, Poland. Geothermie Neubrandenburg GmbH. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.
- Wójcikowski A., 2007a – Prowadzenie dokumentacji wiertniczej. Poradnik dla ucznia. Instytut Technologii Eksploatacji – Państwowy Instytut Badawczy, Radom.
- Wójcikowski A., 2007b – Przygotowywanie otworów do wiercenia. Poradnik dla ucznia. Instytut Technologii Eksploatacji – Państwowy Instytut Badawczy, Radom.
- Wright C.C., Chilingarian G.V., 1989 – Water quality for subsurface injection. W: J.O. Robertson, G.V. Chilingarian, S. Kumar (red.) – Surface Operations in Petroleum Production: 119–171. Elsevier Science.
- Zachora-Buławska A., 2022 – Formalno-prawno-środowiskowe aspekty korzystania z wód termalnych na przykładzie otworu Chochołów PIG-1. *Instal*, **12**: 17–21.
- Zdechlik R., Tomaszewska B., Dendys M., Pająk L., 2015 – Przegląd oprogramowania do numerycznego modelowania procesów środowiskowych w systemach geotermalnych / A review of applications for numerical modeling of environmental processes in geothermal system. *Przegląd Geologiczny*, **6** (10/2): 1150–1154.

Akty prawne

Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24 listopada 2024 r. w sprawie stawek opłat na rok 2025 z zakresu przepisów Prawa geologicznego i górniczego (M.P. 2024 poz. 995).

- Rozporządzenie Ministra Budownictwa z dnia 14 lipca 2006 w sprawie sposobu realizacji obowiązków dostawców ścieków przemysłowych oraz warunków wprowadzania ścieków do urządzeń kanalizacyjnych (Dz. U. 2016 poz. 1757 t.j.).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz.U. 2014 poz. 812, z późn. zm.).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych (Dz. U. 2019 poz. 1311).
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych (Dz. U. 2020 poz. 2449).
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 lipca 2024 r. w sprawie obowiązku zakupu ciepła lub chłodu oraz ciepła odpadowego oraz sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej (Dz.U. 2024 poz. 1084).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz.U. 2014, poz. 112, t.j.).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 15 listopada 2011 r. w sprawie operatu ewidencyjnego oraz wzorów informacji o zmianach zasobów złoża kopaliny (Dz. U. 2021 poz. 998).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie korzystania z informacji geologicznej za wynagrodzeniem (Dz. U. 2011 nr 292, poz. 1724)
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonywanie wymaga uzyskania koncesji (Dz. U. 2023 poz. 155, t.j.).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów zagospodarowania złóż (Dz. U. 2012 poz. 511).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz.U. 2021, poz. 845, t.j.).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 czerwca 2015 r. w sprawie przekazywania informacji z bieżącego dokumentowania przebiegu prac geologicznych (Dz. U. 2015 poz. 903).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 28 października 2015 r. w sprawie dokumentacji mierniczo-geologicznej (Dz. U. 2015 poz. 1941).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej (Dz. U. 2016 poz. 2033).

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2017 r. w sprawie gromadzenia i udostępniania informacji geologicznej (Dz.U. 2017 poz. 2075).

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 grudnia 2017 r. w sprawie planów ruchu zakładów górniczych (Dz. U. 2017 poz. 2293, z późn. zm.).

Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 7 grudnia 2017 r. w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi (Dz. U. 2017 poz. 2294).

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. 2019 poz. 1839, z późn. zm.).

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 2024 poz. 266 t.j.).

Ustawa z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków (Dz. U. 2024 poz. 757, t.j.).

Ustawa z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych (Dz. U. 2025 poz. 1135, t.j.).

Ustawa z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. 2025 poz. 1154, t.j.).

Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. 2024 poz. 1112, t.j.).

Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2024. 1290, t.j.).

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2024 poz. 1361, t.j.).

Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz. U. 2025 poz. 960, t.j.).

Zarządzenie Prezesa Centralnego Urzędu Geologii z dnia 9 stycznia 1963 r. w sprawie geologicznego nadzoru nad prowadzeniem robót związanych z badaniami geologicznymi (M.P. 1963 nr 5 poz. 25).

Strony internetowe

<https://brgm.fr/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://www.brgm.fr/en/reference-completed-project/development-deep-geothermal-resources-france>

<https://dm.pgi.gov.pl/> CBDG Menadżer pobierania, 2024 [dostęp: maj 2024]

<https://dokumenty.pgi.gov.pl/wyszukiwarka2/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://drillingknowledge.blogspot.com/2017/11/steerable-downhole-mud-motor.html?m=1> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://egec.org/> – strona internetowa Europejskiej Rady Energii Geotermalnej (EGEC) [dostęp: czerwiec 2024]

<https://egec.org/georisk-project> [dostęp: marzec 2024]

<https://egec.org/georisk-project> Zał. 1. Rejestr czynników ryzyka w projektach geotermalnych Zał. 2. Narzędzie do oceny ryzyka (dostępne w zasobach IGSMiE PAN (dostępne w arch. IGSMiE PAN)

<https://geocom.geonardo.com/elearning/repository> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://geomodel.pl/> [dostęp: czerwiec 2025]

<https://geologia.pgi.gov.pl/mapy/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://geoportal.pgi.gov.pl/midas-web> [dostęp: czerwiec 2024]

https://geotermia2030.pl/gniezno/?utm_source [dostęp: maj 2025]

<https://geotermia2030.pl/kolo/> [dostęp: maj 2025]

<https://geotermia2030.pl/sieradz/> [dostęp: maj 2025]

<https://geodiag.pl/cennik-ochrona-srodowiska/?utm> [dostęp: maj 2025]

<https://www.gov.pl/attachment/861e0a30-5d79-43b0-ae5d-23407ccb7367> Wytyczne w zakresie kosztów kwalifikowalnych w ramach Programu priorytetowego "Udostępnianie wód termalnych w Polsce", [dostęp: czerwiec 2025]

<https://geodh.eu/geodh-project/> - strona internetowa Projektu GeoDH [dostęp: czerwiec 2024]

<https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030---wersja-2019-r>

<https://www.gov.pl/web/klimat/mapa-drogowa-rozwoju-geotermii-w-polsce> [dostęp: marzec 2024]

<https://www.gov.pl/web/nfosigw/polska-geotermia-plus> [dostęp: grudzień 2023]

<https://www.gov.pl/web/nfosigw/udostepnianie-wod-termalnych-w-polsce-2021> [dostęp: grudzień 2023]

<https://www.gov.pl/attachment/e71ee388-ae1d-4ad5-8487-b17ec0d15802?utm.com> [dostęp: wrzesień 2025]

<https://lovegeothermal.org/> - strona internetowa Międzynarodowej Asocjacji Geotermalnej (IGA) [dostęp: marzec 2024]

<https://naftowka.pl/wp-content/plugins/download-attachments/includes/download.php?id=5778> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://northsidetools.com/complete-production-logging-tool/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://thinkgeoenergy.com: - https://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-greater-paris-area-making-better-and-better-use-of-enormous-potential/> [dostęp: marzec 2024]

<https://thinkgeoenergy.com/waren-germany-contemplates-expansion-of-geothermal-heating/> [dostęp: marzec 2024]

<https://www.texasinternational.com/blog/best-oil-and-gas-tools/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://tiefengeothermie.de: https://www.tiefengeothermie.de/projekte/waren-mueritz> [dostęp: marzec 2024]

<https://www.wedistrict.eu/interactive-map-share-of-district-heating-and-cooling-across-europe/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://wody.isok.gov.pl/hydroportal.html> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://www.afpg.asso.fr/wp-content/uploads/2023/02/geothermal-energy-2022.pdf> [dostęp: marzec 2024]

<https://www.apator.com/nasze-rozwiazania/woda-i-cieplo/cieplomierze-i-przetworniki-przeplywu/cieplomierze-kompaktowe-i-hybrydowe/invonic-dn15-100#zastosowanie> [dostęp: maj 2024]

<https://www.apator.com/nasze-rozwiazania/woda-i-cieplo/cieplomierze-i-przetworniki-przeplywu/cieplomierze-kompaktowe-i-hybrydowe/invonic-dn15-100> [dostęp: czerwiec 2024]

[https://smath.com/en-US/SMathStudio ver 1.1](https://smath.com/en-US/SMathStudio-ver-1.1) (8763)

<https://energetykacieplna.pl/artykuly/systemy-scada-w-przedsiębiorstwach-cieplowniczych-104768-6#SCADA - Systemy SCADA w przedsiębiorstwach ciepłowniczych>, [dostęp: luty 2024]

<https://otworywiertnicze.pgi.gov.pl/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://www.rynekinstalacyjny.pl/artykul/pompy-ciepla/27331,przemyslowe-i-energetyczne-zastosowanie-absorpcyjnych-pomp-ciepla-duzej-mocy> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://spd.pgi.gov.pl/PSH/> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://www.wfosgw.poznan.pl/wp-content/uploads/2022/03/Definicja-i-wzor-efektu-OA-2022-1.pdf> [dostęp: czerwiec 2024]

<https://www.gov.pl/web/nfosigw/udostepnianie-wod-termalnych-w-polsce-2021> [dostęp: lipiec 2025]

<https://www.gov.pl/web/kontaktoze/instalacje-geotermalne> [dostęp: wrzesień 2025]



**Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy**

państwowa służba
geologiczna

ul. Rakowiecka 4,
00-975 Warszawa

pgi.gov.pl

ISBN 978-83-67807-70-8