

INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIA
POLSKIEJ AKADEMII NAUK — KRAKÓW

STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE **202**

Maciej Miecznik

MODEL ZRÓWNOWAŻONEJ EKSPLOATACJI ZBIORNIKA WÓD
GEOTERMALNYCH W CENTRALNEJ CZĘŚCI PODHAŁA DO
PRODUKCJI ENERGII CIEPLNEJ I ELEKTRYCZNEJ

WYDAWNICTWO INSTYTUTU GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI
I ENERGIA PAN • KRAKÓW • 2017

KOMITET REDAKCYJNY

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki (redaktor naczelny serii)
dr hab. inż. Lidia Gawlik (sekretarz redakcji), prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Krzysztof Galos, prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Beata Kępińska, prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Zenon Pilecki, prof. IGSMiE PAN

RECENZENCI

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki
dr hab. inż. Leszek Pająk

ADRES REDAKCJI

31-261 Kraków, ul. Józefa Wybickiego 7A
tel. 12-632-33-00, fax 12-632-35-24

Redaktor Wydawnictwa: mgr Emilia Rydzewska
Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz

© *Copyright by Maciej Miecznik*
© *Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN – Wydawnictwo*

Printed in Poland
Kraków 2017
ISSN 1895-6823
ISBN 978-83-62922-80-2

IGSMiE PAN – Wydawnictwo, Kraków 2017

Nakład 100 egz.
Objętość ark. wyd. 17,82; ark. druk. 25,0 (×8) + wklejki
Druk i oprawa: Agencja Reklamowo-Wydawnicza „Ostoja” Maciej Hubert Krzemień
Cianowice, ul. Niebyła 17, 32-043 Skała

Spis treści

Wykaz symboli	7
Wstęp	13
1. Geologiczna, hydrogeologiczna i termiczna charakterystyka podhalańskiego systemu geotermalnego	17
1.1. Budowa geologiczna niecki podhalańskiej i jej mezozoicznego podłoża w obszarze badań	17
1.1.1. Położenie geostrukturalne podhalańskiego systemu geotermalnego	17
1.1.2. Ogólna charakterystyka geologiczna i litostratygraficzna niecki podhalańskiej i jej mezozoicznego podłoża	18
1.1.3. Warunki tektoniczne w obszarze badań	21
1.2. Warunki hydrogeologiczne i geotermiczne podhalańskiego systemu geotermalnego w rejonie obszaru badań	22
1.2.1. Skały zbiornikowe	22
1.2.2. Główne parametry zbiornikowe i eksploatacyjne utworów wodonośnych	23
1.2.3. Warunki zasilania, przepływu oraz kształtowania chemizmu wód	25
1.2.4. Warunki termiczne w podhalańskim systemie geotermalnym	27
2. Model koncepcyjny obszaru badań	29
3. Model numeryczny obszaru badań	31
3.1. Budowa modelu, opis przyjętych warunków brzegowych	31
3.2. Opis kodu obliczeniowego TOUGH2	35
3.3. Kalibracja modelu	36
3.3.1. Kalibracja modelu w stanie naturalnym	37
3.3.2. Eliminacja efektu wygrzewania w otworach produkcyjnych	37
3.3.3. Kalibracja modelu eksploatacyjnego	39
3.4. Prognozowany rozkład temperatury w obszarze modelu	45
3.5. Symulacja kierunku naturalnego przepływu wód w jednostce Białego Dunajca	49
3.6. Określenie ciśnienia zatłaczania wód geotermalnych o obniżonej temperaturze	51
4. Pochodzenie i zagospodarowanie energii geotermalnej na świecie	57
4.1. Pochodzenie i przestrzenne zróżnicowanie zasobów geotermicznych w litosferze ziemskiej	57

4.2. Energetyczne wykorzystanie wód geotermalnych	58
4.2.1. Wytwarzanie energii elektrycznej	58
4.2.2. Bezpośrednie wykorzystanie energii cieplnej	61
5. Wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej w systemach geotermalnych wykorzystujących organiczny cykl Rankine'a – wprowadzenie	63
5.1. Geotermalne elektrownie binarne typu ORC	63
5.2. Wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach binarnych typu ORC	70
6. Model matematyczny geotermalnej elektrowni binarnej typu ORC w OG Podhale 1	72
6.1. Charakterystyka systemu energetycznego PEC Geotermia Podhalańska SA	72
6.2. Charakterystyka energetyczna odbiorcy energii cieplnej	75
6.3. Charakterystyka termiczna dolnego źródła ciepła	78
6.4. Kryteria doboru czynników roboczych	82
6.5. Model matematyczny elektrowni binarnej typu ORC dla warunków OG Podhale 1	86
6.5.1. Wyznaczenie parametrów stanu czynnika roboczego w układzie ORC	86
6.5.2. Wymiana ciepła w elektrowni binarnej typu ORC	90
6.5.3. Pobór mocy w elektrowni binarnej typu ORC	94
6.5.4. Optymalizacja warunków pracy według kryterium maksymalnej produkcji energii elektrycznej brutto	103
7. Ocena ekonomiczna i ekologiczna proponowanych rozwiązań	111
7.1. Ocena ekonomiczna	111
7.1.1. Oszacowanie łącznych nakładów inwestycyjnych	112
7.1.2. Oszacowanie kosztów operacyjnych	117
7.1.3. Kryteria oceny ekonomicznej	118
7.1.4. Optymalizacja warunków pracy według kryterium wartości bieżącej netto (NPV).	121
7.2. Ocena ekologiczna	129
7.2.1. Emisja uniknięta	129
7.2.2. Oddziaływanie na rzekę Biały Dunajec	130
8. Symulacja prognozowanych warunków eksploatacyjnych	133
9. Podsumowanie	140
Spis literatury	144
Załącznik A – Eliminacja wpływu termicznego wygrzewania otworów z rejestrowanego ciśnienia głowicowego	151
Załącznik B – Wskaźniki termodynamiczne i energetyczne wytwarzania energii elektrycznej w Organicznym Cyklu Rankine'a w OG Podhale 1 – optymalizacja pod kątem maksymalizacji mocy brutto elektrowni	155
B.1. Czynnik roboczy R134a	155
B.2. Czynnik roboczy R227ea	157
B.3. Czynnik roboczy R236fa	158
B.4. Czynnik roboczy R600a	160
B.5. Czynnik roboczy R600	162
B.6. Czynnik roboczy R245fa	164

Załącznik C – Wskaźniki termodynamiczne i energetyczne wytwarzania energii elektrycznej w Organicznym Cyklu Rankine’a w OG Podhale 1 – optymalizacja pod kątem maksymalizacji wartości bieżącej netto (NPV)	166
C.1. Czynnik roboczy R134a	166
C.2. Czynnik roboczy R227e	168
C.3. Czynnik roboczy R236fa	169
C.4. Czynnik roboczy R600a	171
C.5. Czynnik roboczy R600	173
C.6. Czynnik roboczy R245fa	174
Załącznik D – Wskaźniki ekonomiczno-energetyczne wytwarzania energii elektrycznej w Organicznym Cyklu Rankine’a – optymalizacja pod kątem maksymalizacji wartości bieżącej netto (NPV)	177
Model zrównoważonej eksploatacji zbiornika wód geotermalnych w centralnej części Podhala do produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Streszczenie	178
Model of sustainable exploitation of geothermal aquifer in the central part of Podhale for production of heat and electricity – Abstract	182

Wykaz symboli

Stosowane oznaczenia alfabetu łacińskiego

Symbol	Wielkość fizyczna	Zastosowana jednostka
A	powierzchnia	m^2
B	liniowy współczynnik strat ciśnienia w otworze i warstwie wodonośnej	$\text{kg}/(\text{m}^4 \cdot \text{s})$
C	nieliniowy współczynnik strat ciśnienia w otworze	kg/m^7
C	koszt	zł, USD, EUR
COC	liczba cykli koncentracji (ang. <i>Cycles of Concentration</i>)	–
c	ciepło właściwe (pod stałym ciśnieniem)	$\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
E	energia	J
$\dot{E}$	strumień egzergii	W
F	strumień masy lub ciepła	$\text{kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^2)$, $\text{J}/(\text{s} \cdot \text{m}^2)$
$f(x)$	funkcja o argumentzie x	–
f_m	współczynnik korygujący ze względu na wykorzystany materiał	–
f_p	współczynnik korygujący ze względu na ciśnienie pracy	–
f_t	współczynnik korygujący ze względu na temperaturę pracy	–
g	przyspieszenie ziemskie	m/s^2
h	entalpia właściwa	J/kg
H	wysokość słupa cieczy	m
H_{TVD}	głębokość pionowa otworu	m
inf	współczynnik inflacji	–
K	przepuszczalność	m^2 , mD
l	długość interwału	m
L	odległość pomiędzy otworami	m
M	ilość masy lub energii cieplnej w jednostkowej objętości podlegającej całkowaniu po objętości – dotyczy równania 3.1	kg/m^3 , J/m^3
M^{mol}	masa molowa	g/mol
$\dot{m}$	strumień masowy	kg/s
n	liczba stopni turbiny parowej	–

Symbol	Wielkość fizyczna	Zastosowana jednostka
n	wektor normalny do powierzchni	–
N	całkowity okres symulacji finansowej	–
NNQ	najmniejszy przepływ z wielolecia	m^3/s
p	ciśnienie	Pa
P	moc	W
p_c	ciśnienie krytyczne	Pa
p_r	ciśnienie na dnie otworu w warunkach dynamicznych	Pa
$p_{r,0}$	ciśnienie na dnie otworu w warunkach statycznych	Pa
p_{wh}	ciśnienie na głowicy otworu w warunkach dynamicznych	Pa
$p_{wh,0}$	współczynnik określający ciśnienie statyczne na głowicy otworu	Pa
p_{wh}^{red}	ciśnienie zredukowane na głowicy otworu w warunkach dynamicznych	Pa
q	strumień objętościowy masy lub ciepła ze źródła lub studni	$\text{kg}/(\text{s}\cdot\text{m}^3)$, $\text{J}/(\text{s}\cdot\text{m}^3)$
Q	wydajność (strumień objętościowy cieczy)	m^3/s
$\dot{Q}$	strumień ciepła	W
q_1	jednostkowa intensywność strat mocy cieplnej	W/m
r	stopa dyskontowa	–
R	wilgotność względna	–
s	współczynnik nasycenia	–
s	depresja	m
s	entropia właściwa	$\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
s	grubość warstwy	m
SNQ	średni przepływ niski	m^3/s
SP	parametr wielkości turbiny parowej według Astolfiego i in. (2014) (ang. <i>Size Parameter</i>)	m
SSQ	przepływ średni roczny	m^3/s
t	czas	s
T	temperatura	$^{\circ}\text{C}$, K
ΔT_{log}	średnia logarytmiczna różnica temperatur	$^{\circ}\text{C}$, K
T_0	temperatura otoczenia (ang. <i>dead state</i>)	$^{\circ}\text{C}$, K
T_{app}	temperatura zbliżenia (ang. <i>approach</i>) w wieży chłodniczej	$^{\circ}\text{C}$, K
T_b	temperatura wrzenia pod ciśnieniem 101 325 Pa	$^{\circ}\text{C}$, K
T_c	temperatura krytyczna	$^{\circ}\text{C}$, K
T_H	temperatura bezwzględna górnego źródła ciepła	K
T_L	temperatura bezwzględna dolnego źródła ciepła	K
T_{pp}	temperatura zbliżenia w wymienniku ciepła (ang. <i>pinch point temperature</i>)	$^{\circ}\text{C}$, K
$\overline{T}_w$	średnia temperatura słupa wody	$^{\circ}\text{C}$, K
$\overline{T}_w^d$	średnia temperatura słupa wody w warunkach dynamicznych	$^{\circ}\text{C}$, K

Symbol	Wielkość fizyczna	Zastosowana jednostka
$\overline{T_w^s}$	średnia temperatura słupa wody w warunkach statycznych	°C, K
TDS	suma składników rozpuszczonych (ang. <i>Total Dissolved Solids</i>)	g/dm ³
u	energia wewnętrzna	J/kg
U	współczynnik przenikania ciepła	W/(m ² ·K)
$\dot{V}$	strumień objętościowy gazu	m ³ /s
v_D	prędkość filtracji Darcy'ego w ośrodku porowatym	m/s
V_n	objętość domeny lub elementu analizowanego systemu	m ³
v_w	rzeczywista prędkość przepływu cieczy w porach skały (prędkość adwekcji)	m/s
W	wilgotność właściwa	kg/kg
X	udział masowy	–
X	stopień suchości pary	–
z	zmienna całkowania – głębokość	m

Stosowane oznaczenia alfabetu greckiego

Symbol	Wielkość fizyczna	Zastosowana jednostka
α	parametr określający nachylenie funkcji wyznaczonej równaniem 6.1	–
β	wskaźnik fazy termodynamicznej	–
Γ_n	powierzchnia ograniczająca	m ²
ε	parametr określający temperaturę powietrza w punkcie przegięcia funkcji wyznaczonej równaniem 6.1	°C, K
η	sprawność	–
η_{th}	sprawność cieplna w cyklu Carnota	–
η_{th}^{TRI}	sprawność cieplna w cyklu trójkątnym	–
κ	wskaźnik danego składnika	–
μ	współczynnik lepkości dynamicznej	Pa·s
ζ	najniższa estymowana temperatura wody w strumieniu	°C, K
π	liczba pi ($\pi \approx 3,14159$)	–
ρ	gęstość	kg/m ³
$\overline{\rho_w}$	średnia gęstość wody	kg/m ³
$\overline{\rho_w^d}$	średnia gęstość wody w otworze w warunkach dynamicznych	kg/m ³
$\overline{\rho_w^s}$	średnia gęstość wody w otworze w warunkach statycznych	kg/m ³
σ	przewodność elektrolityczna wody	S/m
ϕ	współczynnik porowatości (całkowitej, efektywnej)	–

Indeksy dolne

Indeks	Znaczenie
0	stan otoczenia
air	powietrze
brutto	brutto
BD	rzeka Biały Dunajec
C	skraplacz (ang. <i>condenser</i>)
COC	liczba cykli koncentracji (ang. <i>Cycles of Concentration</i>)
cond	kondensacja
cw	woda chłodząca (ang. <i>cooling water</i>)
DCF	zdyskontowany przepływ pieniężny (ang. <i>Discounted Cash Flow</i>)
d	warunki dynamiczne
dsh	ochłodzenie pary przegrzanej (ang. <i>desuperheating</i>)
E	parowacz (ang. <i>evaporator</i>)
eq	sprzęt (ang. <i>equipment</i>)
evap	parowanie
f	plyn
fan	wentylator
gen	generator
geo	woda geotermalna
HEX	wymiennik ciepła (ang. <i>heat exchanger</i>)
i	numer elementu
IG-1	otwór Bańska IG-1
is	przemiana izentropowa
max	maksimum
muw	woda uzupełniająca (ang. <i>make up water</i>)
NCF	nominalny przepływ pieniężny (ang. <i>nominal cash flow</i>)
netto	netto
out	wyjście
p	pompa
PGP-1	otwór Bańska PGP-1
PGP-3	otwór Bańska PGP-3
PH	podgrzewacz (ang. <i>preheater</i>)
r	skała (ang. <i>rock</i>)
s	warunki statyczne
th	sprawność/moc cieplna (ang. <i>thermal</i>)
total	całkowity
turb	turbina
w	woda

Indeks	Znaczenie
wb	termometr mokry (ang. <i>wet bulb</i>)
wf	płyn (czynnik) roboczy (ang. <i>working fluid</i>)
wh	głowica otworu (ang. <i>wellhead</i>)

Indeksy górne

Indeks	Znaczenie
1...6	punkty obliczeniowe stanu termodynamicznego płynu (czynnika) roboczego w układzie ORC
C	skraplacz (ang. <i>condenser</i>)
CT	chłodnia wentylatorowa (ang. <i>cooling tower</i>)
d	warunki dynamiczne
geo	geotermalny
HEX	wymiennik ciepła (ang. <i>heat exchanger</i>)
in	wejście
max	wartość maksymalna
ORC	Organiczny Cykl Rankine'a (ang. <i>Organic Rankine Cycle</i>)
out	wyjście
red	zredukowany
s	warunki statyczne
shell	przestrzeń płaszczowa wymiennika płaszczowo- rurowego (ang. <i>shell side</i>)
TRI	cykl trójkątny (ang. <i>triangular cycle</i> lub <i>trilateral cycle</i>)
tube	przestrzeń rurowa wymiennika płaszczowo- rurowego (ang. <i>tube side</i>)
wf	płyn (czynnik) roboczy (ang. <i>working fluid</i>)
WT	przepływ bezpośredni wody (ang. <i>water through</i>)

Akronimy

Akronim	Znaczenie
AACE International	Międzynarodowe Stowarzyszenie na Rzecz Rozwoju Metod Kosztorysowania (ang. <i>Association for the Advancement of Cost Engineering International</i>)
ALT	czas przebywania gazu w atmosferze (ang. <i>Atmospheric Lifetime</i>)
ASHRAE	Amerykański Związek Inżynierów Ogrzewania, Chłodzenia i Wentylacji (ang. <i>American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers</i>)
CEPCI	indeks cenowy inwestycji w obszarze inżynierii chemicznej (ang. <i>Chemical Engineering Plant Cost Index</i>)
CF	przepływy pieniężne (ang. <i>cash flow</i>)

Akronim	Znaczenie
CFC	chlorofluorowęglowodory
CRF	współczynnik zwrotu kapitału (ang. <i>Capital Recovery Factor</i>)
DCF	zdyskontowany przepływ pieniężny (ang. <i>Discounted Cash Flow</i>)
DPBP	zdyskontowany okres zwrotu (ang. <i>Discounted Pay-Back Period</i>)
FCI	inwestycje kapitałowe stałe (ang. <i>Fixed Capital Investment</i>)
HCFC	wodorochlorofluorowęglowodory
HFC	wodorofluorowęglowodory
GWP 100	potencjał cieplarniany w perspektywie 100 lat (ang. <i>Global Warming Potential</i>)
IEA	Międzynarodowa Agencja Energetyki (ang. <i>International Energy Agency</i>)
IMGW	Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej
IRR	wewnętrzna stopa zwrotu (ang. <i>Internal Rate of Return</i>)
LCOE	uśredniony koszt energii (ang. <i>Levelized Cost of Energy</i>)
NCF	nominalna wartość przepływów pieniężnych (ang. <i>Nominal Cash Flow</i>)
NPV	wartość bieżąca netto (ang. <i>Net Present Value</i>)
O&M	koszty obsługi i konserwacji (ang. <i>Operation and Maintenance</i>)
ODP	potencjał zubożenia warstwy ozonowej (ang. <i>Ozone Depletion Potential</i>)
OG	obszar górniczy
OPEX	koszty operacyjne (ang. <i>Operation Expenditures</i>)
ORC	Organiczny Cykl Rankine’a (ang. <i>Organic Rankine Cycle</i>)
PEC	koszt nabycia sprzętu (ang. <i>Purchased Equipment Cost</i>)
SPBP	prosty okres zwrotu (ang. <i>Simple Pay-Back Period</i>)
TCI	całkowite nakłady inwestycyjne (ang. <i>Total Capital Investment</i>)
TLCC	całkowite koszty w okresie życia (ang. <i>Total Life-Cycle Cost</i>)
WC	kapitał obrotowy (ang. <i>working capital</i>)

Wstęp

Zasoby geotermalne Polski, pomimo obecnie niewielkiego stopnia wykorzystania, stanowią istotny potencjał energetyczny, który jest możliwy do szerszego zagospodarowania. Na przestrzeni ostatnich dwudziestu kilku lat powstały liczne opracowania w formie m.in. atlasów, które stanowią kompendia wiedzy na temat warunków występowania oraz możliwości pozyskania energii geotermalnej w Polsce (Górecki i in. 1995; Górecki red. 2006a, 2006b; Barbacki i in. 2006; Solik-Heliasz red. 2009; Górecki red. 2011; Górecki red. 2012; Górecki red. 2013). Obecnie eksploatowane w Polsce wody geotermalne mają temperaturę od 20 do 87°C (Kępińska 2016; Bujakowski 2015). Wody te są wykorzystywane w celach ciepłowniczych, rekreacyjnych i balneologicznych. Zainstalowana moc cieplna instalacji geotermalnych, według stanu na koniec 2015 roku, wyniosła 104 MW, natomiast sprzedaż ciepła geotermalnego 984,5 TJ (Kępińska 2016).

Przedmiot zainteresowania niniejszej monografii, tj. centralny fragment niecki podhalańskiej, jest niezwykle istotnym miejscem na mapie geotermalnej Polski. To właśnie na Podhalu naukowcy z obecnego Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie uruchomili w 1993 roku pierwszy w Polsce Doświadczalny Zakład Geotermalny Bańska Niżna–Biały Dunajec. W lutym 1994 roku nastąpiła rejestracja Spółki Geotermia Podhalańska SA, powołanej z inicjatywy kilku gmin podhalańskich oraz ówczesnego CPPGSMiE PAN (obecnie IGSMiE PAN). W 1996 roku PEC Geotermia Podhalańska SA rozpoczęła budowę ciepłowni geotermalnej w Bańskiej Niżnej. Od tego czasu spółka ta rozbudowała sieć dystrybucyjną na obszarze gmin Szaflary, Biały Dunajec, Poronin oraz w Zakopanem, sukcesywnie przyłączając nowych odbiorców (Ślimak 2013). PEC Geotermia Podhalańska SA – koncesjonariusz złoża oraz właściciel i operator systemu ciepłowniczego – posiada znaczne nadwyżki energii, możliwe do zagospodarowania zwłaszcza w okresie letnim, kiedy to wydobyte wynosi około 250–290 m³/h, podczas gdy w okresie zimowym dochodzi do 750 m³/h (dane PEC Geotermia Podhalańska SA za 2015 rok). Temperatura wody geotermalnej eksploatowanej z poziomu triasu środkowego oraz eocenu numulitowego (węglanowego) wynosi na głowicy otworów 82–86°C. Wodę cechuje niewielka mineralizacja rzędu 2,6–2,7 g/dm³, a jej zatwierdzone zasoby eksploatacyjne dla 3 ujęć produkcyjnych (Bańska IG-1, Bańska PGP-1 oraz Bańska PGP-3) wynoszą łącznie 960 m³/h. Zatłaczanie odbywa się dwoma otworami chłonnymi – Biały Dunajec PGP-2 oraz Biały Dunajec PAN-1 przy średniej temperaturze wody blisko 60°C, co stanowi pokaźny, niezagospodarowany zasób mocy. Warunki te stwarzają perspekty-

wy do bardziej kompleksowego wykorzystania potencjału energetycznego wód ze zbiorników triasu środkowego i eocenu środkowego, w tym również do wytwarzania energii elektrycznej w układach binarnych typu ORC lub w cyklu Kalina.

Elektrownia geotermalna pracująca w organicznym cyklu Rankine’a (ORC – ang. *Organic Rankine Cycle*) jest przykładem elektrowni binarnej, w której źródło ciepła – woda geotermalna – oddaje w wymienniku ciepła energię czynnikowi robocznemu o temperaturze wrzenia niższej od temperatury eksploatowanej wody. Para czynnika roboczego rozprężając się w turbinie, napędza generator, co prowadzi do wytworzenia energii elektrycznej. Oba płyny przepływają w niezależnych obiegach. Chociaż przyjmuje się, że dla osiągnięcia stanu opłacalności temperatura źródła ciepła powinna być w zakresie od min. 80 do około 180°C (Heberle i in. 2011; Quoilin i in. 2013), to pracują, bądź pracowały na świecie instalacje geotermalne wykorzystujące temperatury niższe lub zbliżone do 80°C. Przykładem może być elektrownia binarna Chena Hot Springs na Alasce wykorzystująca wody geotermalne o temperaturze 74°C (Holdmann 2007). Do chwili obecnej nie powstała w Polsce (poza fazą laboratoryjną) żadna instalacja wytwarzająca energię elektryczną z „geotermii”, zarówno w skali pilotażowej, jak i komercyjnej. Prawdopodobnie pierwszą będzie minielektrownia ORC w Chochołowie na Podhalu. Jej szacowana moc wyniesie około 40 kW i będzie służyła zasilaniu urządzeń oraz ogrzewaniu elektrycznemu na terenie aquaparku Chochołowskie Termy (Borsukiewicz-Gozdur i Zwarycz-Makles 2015).

Znaczne zwiększenie średniorocznej eksploatacji wód geotermalnych dla celów wytwarzania energii elektrycznej w podhalańskim systemie geotermalnym wymaga dogłębnego zbadania przypuszczalnej reakcji zbiornika oraz dokonania oceny, czy tak prowadzona eksploatacja spełnia kryterium zrównoważonej eksploatacji. Definicja zrównoważonej eksploatacji systemów geotermalnych po raz pierwszy została zaproponowana przez grupę islandzkich naukowców z Orskustofnun Working Group (2001). Mając na uwadze problemy z utrzymaniem stałej mocy przez operatorów systemów geotermalnych zaproponowali oni następującą treść:

„Dla każdego systemu geotermalnego oraz sposobu produkcji istnieje określony poziom maksymalnej produkcji energii E_0 , poniżej której możliwe jest utrzymanie stałej produkcji energii z systemu przez bardzo długi czas (100–300 lat). Jeżeli produkcja energii przekracza poziom E_0 nie jest możliwe jej utrzymanie przez tak długi czas. Produkcja energii geotermalnej poniżej lub równa poziomowi E_0 nazywa się zrównoważoną produkcją, podczas gdy produkcja powyżej poziomu E_0 – produkcją nadmierną”.

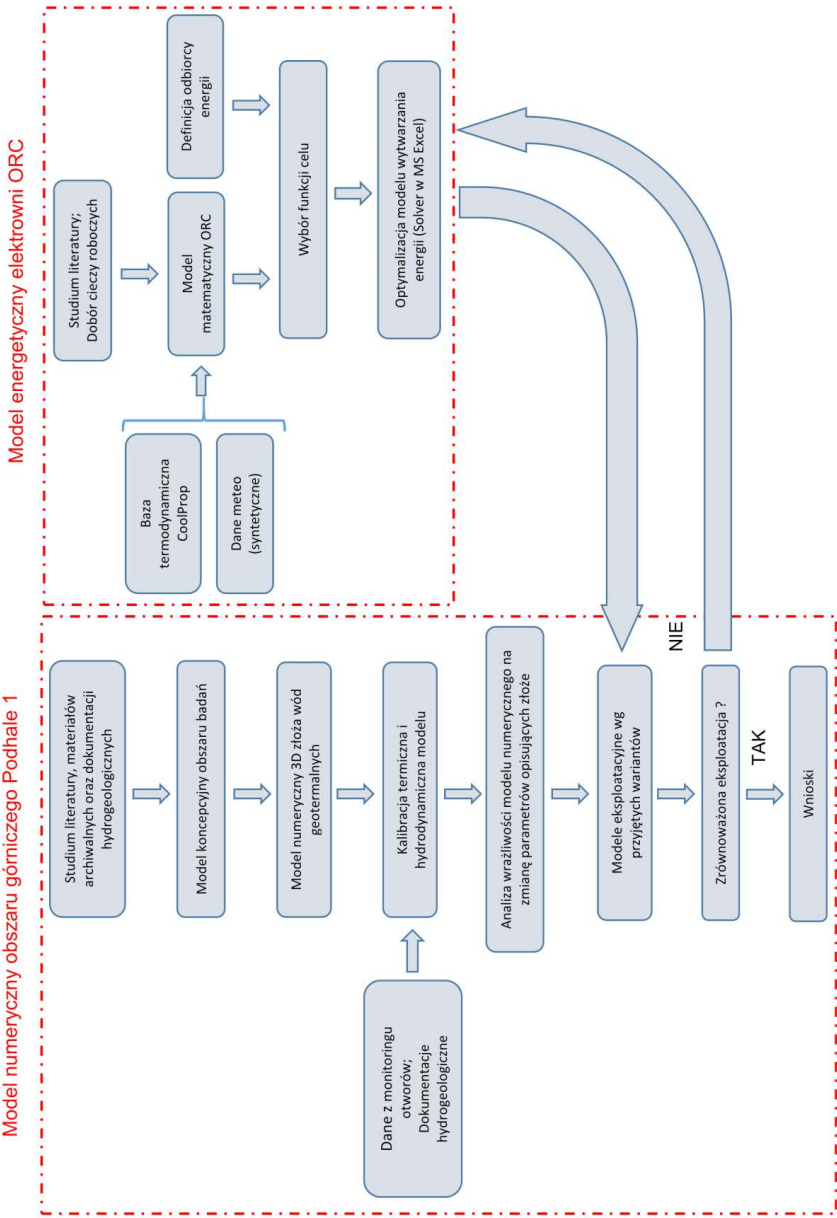
Kompleksowa analiza warunków geotermalnych w rejonie obszaru górniczego Podhale 1 (w tekście również OG Podhale 1), uwzględniająca zwiększenie stopnia wykorzystania energetycznego złoża powinna dotyczyć:

- wpływu całorocznej eksploatacji przy maksymalnym dostępnym strumieniu wody na spadek ciśnienia w otworach produkcyjnych oraz poziom zwierciadła hydrodynamicznego w warstwie wodonośnej,
- wpływu wartości temperatury i strumienia wody zatłaczanej do otworów chłonnych na tempo propagacji frontu chłodnego,
- wpływu temperatury zatłaczanej wody na wzrost ciśnienia zatłaczania.

W kontekście optymalizacji energetycznej elektrowni binarnej należy uwzględnić m.in.:

- wpływ wybranego czynnika roboczego na temperaturę powrotu wody geotermalnej,
- wpływ zastosowanego czynnika roboczego na moc brutto oraz netto elektrowni,
- wpływ temperatury dolnego źródła energii na sprawność cieplną oraz moc netto elektrowni,
- oszacowanie konsumpcji mocy na cele procesowe.

Optymalne wykorzystanie zasobów geotermalnych z obszaru koncesyjnego PEC Geotermia Podhalańska SA wymaga zatem komplementarnej analizy reakcji zbiornika wód geotermalnych na zwiększony pobór wód i energii cieplnej oraz analizę możliwości zagospodarowania pozyskanego ciepła geotermalnego do jednoczesnego wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej. Analiza taka wymaga założenia warunków niestacjonarnych w trakcie symulacji transportu masy i energii w modelowanym zbiorniku, jak również uwzględnienia zmienności dostępnej mocy cieplnej dla celów wytwarzania energii elektrycznej. Dostępny strumień wód geotermalnych dla elektrowni ORC byłby zatem uzależniony od zapotrzebowania na energię cieplną przez jej odbiorców. Zapewnienie niezbędnej ilości ciepła odbiorcom jest z kolei warunkiem *sine qua non* do dalszych analiz energetycznych układu ORC. Autor podjął się wykonania takiej analizy, wykorzystując w tym celu rzeczywiste, zmienne w czasie parametry eksploatacyjne otworów, charakterystykę energetyczną odbiorców energii cieplnej oraz szczegółowe dane dotyczące warunków meteorologicznych – niezbędnych w analizie układu chłodzenia elektrowni binarnej. W niniejszej pracy autor wykonał trójwymiarowy model parametryczny głównego zbiornika wód geotermalnych obejmującego utwory triasu środkowego i eocenu środkowego oraz model matematyczny służący optymalizacji pracy układu ORC. Na rysunku W.1 przedstawiony jest algorytm ilustrujący integrację modelu numerycznego podhalańskiego systemu geotermalnego z modelem matematycznym elektrowni ORC. Dwa z pozoru odrębne zagadnienia łączą się w całość w finalnym etapie prac, gdy przeprowadzona symulacja warunków pracy elektrowni ORC daje odpowiedź odnośnie do optymalnego strumienia wód geotermalnych kierowanych do wytwarzania energii elektrycznej oraz temperatury ich późniejszego zatłaczania. Informacje te stanowią dane wejściowe dla wcześniej wykalibrowanego modelu numerycznego fragmentu podhalańskiego systemu geotermalnego. Analiza tak postawionego problemu powinna dać odpowiedź dotyczącą optymalnego energetycznie oraz zrównoważonego sposobu wykorzystania zasobów energetycznych rozpatrywanego zbiornika wód w centralnej części podhalańskiego systemu geotermalnego.



Rys. W.1. Algorytm ilustrujący integrację modelu numerycznego fragmentu podhalńskiego systemu geotermalnego z modelem matematycznym geotermalnej elektrowni ORC (opracowanie własne)

Fig. W.1. An algorithm illustrating integration of the numerical model of a fragment of the Podhale geothermal system with the mathematical model of ORC geothermal power plant (own work)

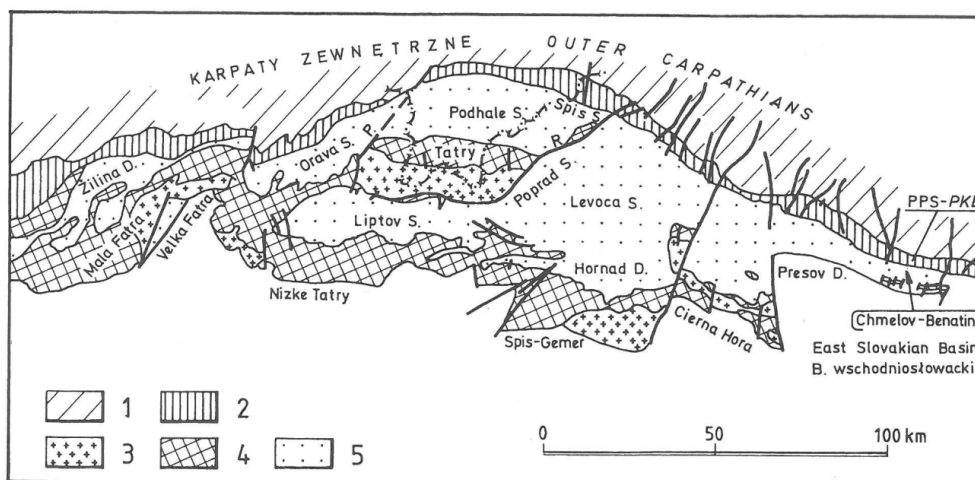
1. Geologiczna, hydrogeologiczna i termiczna charakterystyka podhalańskiego systemu geotermalnego

Termin „podhalański system geotermalny” jest stosowany w odniesieniu do podfliszowych poziomów wodonośnych niecki podhalańskiej, w których wody geotermalne zgromadzone są w porowo-szczelinowych utworach węglanowych z okresu eocenu środkowego oraz triasu środkowego. Temperatura obecnie eksploatowanych wód sięga na głowicy otworów blisko 87°C, natomiast temperatury złożowe na głębokości 3–3,5 km mogą sięgać 94–100°C w północno-centralnej oraz północno-zachodniej części podhalańskiego systemu geotermalnego na obszarze Polski (Kępińska 1994, 1997). Przypuszczalnie wody geotermalne o znacznych wydajnościach oraz temperaturach powyżej 120°C mogą być zawarte w utworach detrycznych triasu (Sokołowski 1992).

1.1. Budowa geologiczna niecki podhalańskiej i jej mezozoicznego podłoża w obszarze badań

1.1.1. Położenie geostrukturalne podhalańskiego systemu geotermalnego

Niecka podhalańska jest rozległą synkliną w północnej części Centralnych Karpat Zachodnich (Kondracki 2002). Przykrywa utwory wodonośne podhalańskiego systemu geotermalnego, tworząc izolację hydrauliczną dla migracji wód geotermalnych ku powierzchni. Od południa niecka podhalańska (a przez to również podhalański system geotermalny) graniczy z północnymi zboczami Tatr, natomiast od północy z pienińskim pasem skałkowym, który oddziela Centralne Karpaty Zachodnie od Zewnętrznych Karpat Zachodnich. Granicę wschodnią niecki stanowi uskoku Rużbachów (Drużbaków) znajdujący się na terytorium Słowacji, interpretowany jako przedłużenie uskoku podtatrzańskiego i oddzielający nieckę podhalańską od Kotliny Popradzkiej. Granicę zachodnią niecki podhalańskiej stanowi uskoku Prosečna (określany również jako uskoku Krowiarek), będący przedłużeniem uskoku choczańskiego, oddzielający ją od niecki skoruszyńskiej (Bac-Moszaszwili 1993; Kępińska 2006; rys. 1.1).



Rys. 1.1. Położenie podhalańskiego systemu geotermalnego w obrębie paleogeńskiego basenu Karpat wewnętrznych

- 1 – zewnętrzne Karpaty fliszowe (kreda – paleogen), 2 – pieniński pas skałkowy (jura – kreda), 3 – skały krystaliczne (paleozoik), 4 – serie osadowe (płaszczowiny) Karpat wewnętrznych (trias, jura, kreda), 5 – paleogeński basen Karpat Wewnętrznych, P – uskoki Prosečna (Krowiarek), R – uskoki Rużbachów, PPS – pieniński pas skałkowy (Kępińska 2006 na podstawie Sotak i Janocko 2003)

Fig. 1.1. Location of the Podhale geothermal system within the Paleogene Basin of the Inner Carpathians; 1 – Outer Flysch Carpathians (Cretaceous – Paleogene), 2 – Pieniny Klippen Belt (Jurassic – Cretaceous), 3 – crystalline rocks (Paleozoic), 4 – nappes of Inner Carpathians (Triassic, Jurassic, Cretaceous), 5 – Paleogene basin of Inner Carpathians, P – Prosečné-Krowiarki fault, R – Rużbachy fault, PPS – Pieniny Klippen Belt (Kępińska 2006 after Sotak & Janocko 2003)

1.1.2. Ogólna charakterystyka geologiczna i litostratygraficzna niecki podhalańskiej i jej mezozoicznego podłoża

Niecka podhalańska została wyodrębniona z fragmentu rozległego basenu sedymentacyjnego, który istniał w okresie paleogenu w północnym sektorze oceanu (morza) Tetydy. Jego podłożem stanowiły sfałdowane jednostki wewnątrzkarpackie. Niecka podhalańska zbudowana jest z paleogeńskich utworów piaskowcowo-lupkowo-mułowcowych tworzących flisz podhalański (eocen górny-oligocen) oraz utworów węglanowych stanowiących spąg niecki, zwanych eocenem numulitowym bądź węglanowym (eocen środkowy-górny). Kontakt z Tatrami, choć pocięty licznymi uskokami poprzecznymi – ma charakter sedymentacyjny, natomiast z pienińskim pasem skałkowym typowo tektoniczny (strefa subdukcji płyt kontynentalnych podczas orogenezy alpejskiej).

Miąższość utworów fliszowych niecki podhalańskiej na obszarze Polski rośnie z południa na północ. Lokalnie może przekraczać 3000 m, co znalazło potwierdzenie podczas

wykonywania zdjęcia sejsmicznego 3D (Ochał i Gąsiorek 2002). Obszar o miąższości fliszu sięgający 3100 m został zinterpretowany w odległości około 3–4 km na zachód od strefy otworów geotermalnych w Bańskiej, przy kontakcie tektonicznym z pienińskim pasem skałkowym (w przypadku wiercen miąższość fliszu osiągnięta dotychczas wynosi maksymalnie 2996 m w otworze Chochółów PIG-1 w zachodniej części niecki; Chowaniec i in. 1997). W obrębie fliszu podhalańskiego wydzielono warstwy szaflarskie (dolne, środkowe i górne) – najstarsze, znane z północnej i centralnej części niecki podhalańskiej, warstwy zakopiańskie (dolne i górne) oraz najmłodsze warstwy chochołowskie (dolne i górne). Niektórzy badacze (np. Watycha 1968, 1974; Krawczyk 1980; Małecka 1982) ponad warstwami chochołowskimi wydzielili jeszcze warstwy ostryskie, podczas gdy inni (m.in. Wątor i Wieczorek 2007) nie wydzielają ich jako osobnego ogniwa, traktując jako stropową partię warstw chochołowskich. Flisz stanowi pokrywę poziomów wód geotermalnych związanych z seriami mezozoiku i eocenu węglanowego. Cechuje się słabą wodonośnością ograniczoną do 80–100 m w partiach przypowierzchniowych (Chowaniec 2002, 2004; Chowaniec i in. 2001).

Najmłodsze utwory w obszarze niecki podhalańskiej pochodzą z czwartorzędu. Wykształcone są w postaci piasków, żwirków, mad rzecznych oraz torfów i namulów w dolinach rzek i potoków, koluwiów osuwiskowych oraz rumoszy skalnych i terasów kemowych w strefie rowu podtatrzańskiego. Miąższość osadów czwartorzędowych nie przekracza zwykle kilku metrów.

Bezpośrednio pod utworami fliszu podhalańskiego występują dwie formację skalne tworzące główne poziomy wodonośne podhalańskiego systemu geotermalnego:

- utwory eocenu numulitowego (eocen środkowy),
- utwory mezozoiczne (trias–jura–kreda),

spośród których, eksploatacja jest obecnie prowadzona z poziomów wodonośnych triasu środkowego i eocenu środkowego.

Eocen numulitowy (zwany też węglanowym) jest formacją transgresywną, którą cechuje duże zróżnicowanie miąższości, nieciągłe rozprzestrzenienie i duża zmienność rozwoju litologicznego. Wychodnie eocenu węglanowego znajdują się w południowej części niecki podhalańskiej przy kontakcie z Tatrami (rys. 1.4), którymi to następuje zasilanie wgłębnych poziomów wodonośnych. W poszczególnych profilach eocenu numulitowego w strefie przytatrzańskiej najniższą pozycję zajmują zwykle zlepieńce, wyżej leży seria różnorodnych wapieni i dolomitów oraz łupków marglistych, a ponad nimi występują ponownie zlepieńce (Alexandrowicz i Geroch 1963). Największą miąższość eocenu węglanowego na obszarze Podhala przewiercono w otworze Hruby Regiel IG-2 (363,2 m; Kępińska 1997). Lokalnie utwory eocenu środkowego zanikają (np. w otworze Poronin PAN-1; Jaromin i in. 1992b). W OG Podhale 1, jego miąższość waha się od 12 m w otworze Biały Dunajec PAN-1 do 110 m w otworze Bańska PGP-3. Bezpośrednio pod formacją eocenu węglanowego w otworze Bańska IG-1 zalegają utwory składające się z ilomargli ciemnoszarych o miąższości 53,5 m. Sokołowski (1992) zalicza ten kompleks do triasu górnego, podczas gdy w wyniku interpretacji badań sejsmicznych 3D zaliczono tę formację do eocenu (Ochał i in. 2002; Wieczorek 2002).

W centralnej części obszaru objętego badaniami modelowymi stwierdzono zlepiénce węglanowe złożone z otoczków skał mezozoicznych (głównie triasowych), a także wapieni numulitowych (otwory: Biały Dunajec PAN-1, Biały Dunajec PGP-2 oraz Bańska PGP-3). W otworze Biały Dunajec PGP-2 formacja eocenu numulitowego o miąższości 22–26 m zbudowana jest ze zwartego kompleksu zlepieńców z wkładkami ciemnych mułowców w dolnej części (Barbacki i in. 1998). W otworach Bańska IG-1 i Bańska PGP-1 miąższość eocenu węglanowego jest większa – odpowiednio 96 m (154 m według badań sejsmicznych) i 100 m, a wykształcenie jest bardziej margliste – są to głównie łupki margliste i margle, miejscami występują wkładki wapieni marglistych, a podrzędnie piaskowców.

Formacje mezozoiczne budujące podłoże niecki podhalańskiej reprezentują szerokie spektrum skał osadowych, w tym wapieni, dolomitów, piaskowców, margli oraz iłowców. Tworzą liczne jednostki tektoniczne (płaszczowiny i łuski), głównie typu kriżniańskiego (niekiedy typu choczańskiego) analogiczne do znanych z Tatr. Jak wykazały wiercenia, serie mezozoiczne w podłożu paleogenu podhalańskiego osiągają grubość ponad 2,5 km (otwór Bańska IG-1). Serie te (przede wszystkim wapienie i dolomity triasu środkowego, a miejscami również piaskowce jury) zawierają poziomy wód geotermalnych.

W omawianym obszarze badań modelowych bezpośrednio poniżej paleogenu podhalańskiego wyróżniono jednostkę Białego Dunajca (typu kriżniańskiego) zbudowaną z wapieni i dolomitów głównie triasu środkowego. Na podstawie badań sejsmicznych 3D stwierdzono, że jest ona wewnętrznie podzielona na dwie łuski – północną i południową, przecięte dyslokacją nasuwczą (Ochał i Gąsiorek 2002). W obrębie tej jednostki wyróżniono kilka kompleksów litologicznych cechujących się przewagą dolomitów lub wapieni (Sokołowski 1992; Barbacki i in. 1998; Wieczorek 2002; Bujakowski i in. 2014b). Naprzemienność taką stwierdzono w profilach wszystkich otworów wykonanych w OG Podhale 1.

Jednostka Białego Dunajca zawiera główny poziom wód geotermalnych, którego fragment jest przedmiotem eksploatacji w obszarze górniczym Podhale 1, a także w innych rejonach niecki podhalańskiej. Została ona w całości przewiercona otworami Bańska IG-1, w którym jej miąższość wynosi 635 m (Sokołowski 1992), oraz Bańska PGP-3, gdzie miąższość jednostki Białego Dunajca wynosi 602,9 m (Bujakowski i in. 2014b). W pozostałych otworach w OG Podhale 1 jednostki tej nie przewiercono (otwory zagłębiły się w nią na 269–433 m). Jednostka posiada dobre parametry złożowe i eksploatacyjne.

Poniżej jednostki Białego Dunajca w otworach Bańska IG-1 i Bańska PGP-3 wydzielono jednostkę Bańskiej (typu manińskiego). Nie występuje ona w Tatrach, znana jest natomiast z Karpat wewnętrznych na Słowacji. Poza OG Podhale 1 rozpoznano ją w otworze Poronin PAN-1 (miąższość 970 m; Jaromin i in. 1992b). W profilu otworu Bańska IG-1 zajmuje ona interwał głębokości 3345–4132 m (przy czym w interwale 3428–3433 m znajdują się anhydryty triasu (?))¹ przypuszczalnie wciśnięte w tę jednostkę; Wieczorek, 2002). Jednostka Bańskiej złożona jest z margli z wkładkami piaskowców (alb – dolny senon), wapieni ziarn-

¹ Znak „(?)” w tym miejscu oraz na następnej stronie oznacza brak pewności przywoływanego autora co do danego stwierdzenia.

nistych i radiolariowych z kalpionellami (tyton – berias), utworów wapienno-marglistych z radiolariami (jura środkowa – górna). W jej stropie znajdują się zlepieńce górnej kredy.

Jednostka Bańskiej zawiera utwory słabo przepuszczalne i oddziela, m.in. w OG Podhale 1, główny poziom wód geotermalnych w wapieniach i dolomitach triasu środkowego jednostki Białego Dunajca i nadległej serii eocenu węglanowego od niższych poziomów wodonośnych. Mogą one występować w piaskowcach i wapieniach triasu jednostki niższej (nazwanej „jednostką BN” o nieokreślonej jednoznacznie przynależności; Wieczorek 2002) stwierdzonych w otworze Bańska IG-1 w głębokości 4132–4484 m, a także w jednostce? jednostkach? z najniższych fragmentów profilu otworu Bańska IG-1 (4484–5261 m) zbudowanych z detrytycznych utworów triasu górnego (?) dolnego (?) – piaskowców, zlepieńców, iłowców, anhydrytów. Uzyskano z nich niewielkie przypiły wód podczas wstępnych opróbowań w trakcie wiercenia tego otworu i bezpośrednio po jego zakończeniu (Sokołowski 1992), jednakże ich własności zbiornikowe są dotychczas słabo rozpoznane.

Do tej pory ewentualna obecność masywu krystalicznego w głębokim podłożu niecki nie została udokumentowana wierceniami, a wyniki badań sejsmicznych tej obecności nawet nie sugerują (przynajmniej do głębokości około 5 km; Wątor i Wieczorek 2007).

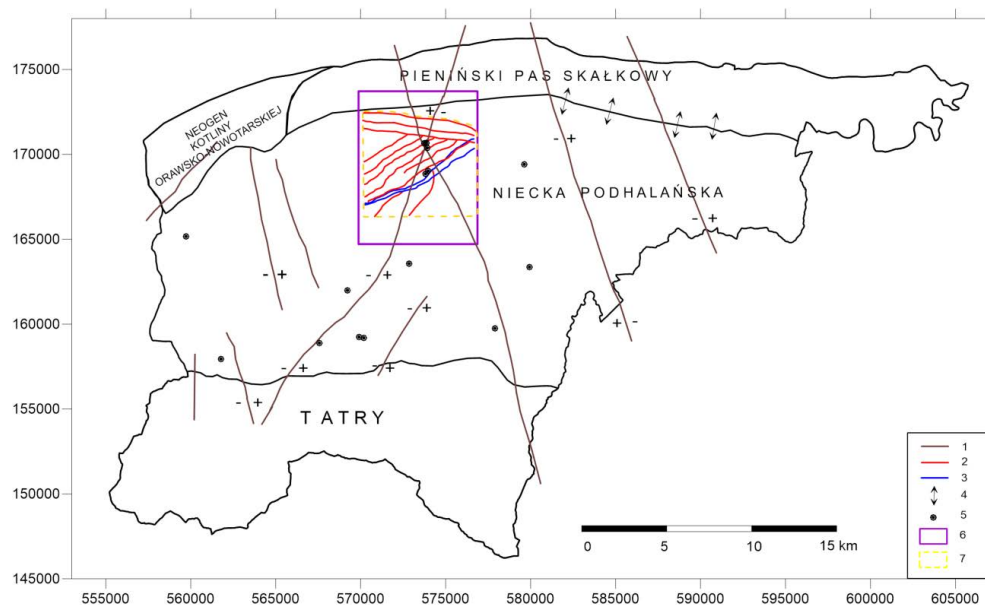
1.1.3. Warunki tektoniczne w obszarze badań

System geotermalny Podhala posiada złożoną budowę tektoniczną, na którą wpłynęły ruchy orogenezy alpejskiej w górnej kredzie i paleocenie, a następnie w neogenie. Wyraża ją układ uskoku powstających wskutek przemieszczania i nasuwania płaszczowin, ruchów pionowych, a następnie postkinematycznego odprężania górotworu i otwarcia spękań (Kępińska 1997). W efekcie utwory mezozoiczne mają strukturę blokową. Amplitudy uskoku dochodzą do kilkudziesięciu, a w niektórych rejonach do kilkuset metrów (m.in. Mastella 1975; Kępińska 1997; Ochał i Gąsiorek 2002). Uskoki i spękania w dużej mierze wpływają na sposób krążenia wód, lokalnie modyfikując kierunki ich przepływu.

Na podstawie interpretacji wykonanego w 2002 r. zdjęcia sejsmicznego 3D (o powierzchni około 42 km²) potwierdzono i wyszczególniono następujące strefy uskoku i dyslokacji (Wieczorek 2002; Wątor i Wieczorek 2007):

- uskoki w strefie przypienińskiej,
- uskoki o kierunku SW-NE tnące podłożo podfliszowe niecki podhalańskiej,
- dyslokację nasuwczą określoną jako dyslokacja BD-F.

Wykonane zdjęcie sejsmiczne poszerza wcześniejszą wiedzę na temat tektoniki podhalańskiego systemu geotermalnego (rys. 1.2) oraz pozwala to na możliwie precyzyjne odwzorowanie w modelu numerycznym przebiegu powierzchni oddzielających poszczególne granice litostratygraficzne.



Rys. 1.2. Szkic głównych uskoków i stref tektonicznych w obszarze podhalańskiego systemu geotermalnego
 1 – szkic powierzchniowy głównych uskoków i stref uskokowych, 2 – strefy dyslokacyjne w spągu fliszu podhalańskiego zinterpretowane na podstawie badań sejsmicznych 3D, 3 – dyslokacja nasuwcza BD-F, 4 – rejon powierzchniowych dodatnich anomalii termicznych w strefie kontaktu systemu geotermalnego Podhala z pieniężnym pasem skałkowym, 6 – zasięg modelu numerycznego w niniejszej pracy, 7 – zasięg zdjęcia sejsmicznego 3D (opracowanie własne na podstawie Mastelli i in. (1989, Kępińska 2001); Ochał i in. 2002; Pomianowski 1988)

Fig. 1.2. Sketch of main faults and tectonic zones in the area of the Podhale geothermal system
 1 – planar sketch of main faults and tectonic zones, 2 – dislocation zones in the bottom of the Podhale flysch interpreted on the basis of the 3D seismic survey, 3 – BD-F overthrust, 4 – zone of positive thermal anomalies on the contact of the Podhale geothermal system with Pieniny Klippen Belt, 6 – extent of the numerical model of the reservoir in this work, 7 – extent of the 3D seismic survey (own work based on Mastella et al. (1989, Kępińska 2001); Ochał et al. 2002; Pomianowski 1988)

1.2. Warunki hydrogeologiczne i geotermiczne podhalańskiego systemu geotermalnego w rejonie obszaru badań

1.2.1. Skały zbiornikowe

Skałami zbiornikowymi są spękane i zbrekcionowane skały węglanowe triasu środkowego, których obecna forma jest rezultatem długotrwałych procesów tektonicznych i ruchów pionowych, jak również zjawisk krasowych i procesów wtórnej dolomityzacji (Kępińska 2001). Poziomami wodonośnymi w przypadku utworów triasu środkowego są kompleksy

o dominującym udziale dolomitów bądź wapieni (jednostka Białego Dunajca), podczas gdy w utworach eocenu numulitowego są nimi wapienie numulitowe oraz zlepiające węglanowe. Poszczególne poziomy wód geotermalnych są rozdzielone przez słabo przepuszczalne serie niewodonośne. Izolują one i ograniczają przepływ pomiędzy kompleksami wodonośnymi. Transport wód pomiędzy izolowanymi poziomami odbywa się wzdłuż powierzchni uskoków i szczelin (Kępińska 2001).

Eksploracja wód geotermalnych w OG Podhale 1 z wyżej wymienionych kompleksów odbywa się dzięki trzem otworom produkcyjnym (Bańska IG-1, Bańska PGP-1 oraz Bańska PGP-3) oraz dwóm otworom chłonnym (Biały Dunajec PAN-1, Biały Dunajec PGP-2; rys. 1.4).

Potencjalnie użytkowym poziomem wód geotermalnych dla zastosowań ciepłowniczych mogą być utwory detryczne triasu (górnego?) zalegające w obszarze badań pod izolującymi kompleksami iłowcowo-anhydritowymi triasu dolnego bądź górnego (Sokołowski 1992). Poziom taki został napotkany podczas wiercenia otworu Bańska IG-1 na głębokości 5167,4–5174,0 m. W interwale tym zaobserwowano ucieczki płuczki wiertniczej oraz znaczny spadek wartości gradientu geotermicznego, związanego najprawdopodobniej z konwekcyjnym ruchem wód w spękanej przestrzeni skalnej.

1.2.2. Główne parametry zbiornikowe i eksploatacyjne utworów wodonośnych

Miąższość

Miąższość utworów eocenu numulitowego oraz środkowego triasu wzrasta zasadniczo w kierunku zagłębiania się niecki (tj. w kierunku północnym oraz północno-zachodnim) aż do granicy nieciągłości związanej z fleksurą przypienińską. Całkowita miąższość eocenu numulitowego w obrębie obszaru modelu numerycznego wynosi według badań sejsmicznych (Ochał i Gąsiorek 2002) od kilkunastu metrów w strefie południowej (12 m w otworze Biały Dunajec PAN-1) do około 180 m w części północno-zachodniej obszaru badań – w miejscu największego przegłębienia utworów fliszowych. Miąższość efektywna wynosi natomiast do około 100 m (Bańska IG-1; Chowaniec i in. 1997).

Największa rozpoznana zdjęciem sejsmicznym 3D miąższość jednostki Białego Dunajca (Ochał i Gąsiorek 2002) znajduje się w południowo-wschodniej części łuski południowej, gdzie sięga do 1150 m (w granicach zdjęcia). Właściwości zbiornikowe łuski południowej nie są jednak potwierdzone w badanym obszarze żadnymi wierceniami. W przypadku łuski północnej całkowita miąższość jest trudniejsza do oceny ze względu na budowę blokową, spowodowaną licznymi uskokami o przebiegu SW-NE oraz ESE-WNW. Miąższość całkowita może lokalnie sięgać około 800 m w odległości około 1–2 km na zachód od strefy Biały Dunajec–Bańska. Najwyższa miąższość potwierdzona wierceniami wynosi 635 m w otworze Bańska IG-1 (Sokołowski i in. 1992) oraz około 603 m w otworze Bańska PGP-3 (Bujakowski i in. 2014b). Miąższość efektywna kompleksów wodonośnych jednostki Białego Dunajca wynosi około 100 m w otworze Biały Dunajec PGP-2 (Barbacki i in. 1998), około

187 m w otworze Bańska PGP-1 (Barbacki i in. 1998) oraz 236 m w otworze Bańska PGP-3 (Bujakowski i in. 2014b).

Porowatość

Przepływ wód geotermalnych w podhalańskim systemie geotermalnym jest możliwy dzięki znacznemu zbrekcjonowaniu, spękanii i skrasowieniu skał węglanowych budujących poziomy wodonośne. Sieć uskoków o głębokim założeniu umożliwia ponadto migrację wód pomiędzy poziomami izolowanymi hydraulicznie przez serie nieprzepuszczalne.

Pierwotna porowatość całkowita szkieletu skalnego wapieni i dolomitów jednostki Białego Dunajca jest niska i w interwałach uznawanych za produktywne wynosi od 0,5–1,5% w otworze Biały Dunajec PAN-1 (Jaromin i in. 1992a; Bujakowski i Tomaszewska red. 2014), 3% w otworze Biały Dunajec PGP-2 (Barbacki i in. 1998) do maksymalnie 8–10% w otworze Bańska PGP-1 (Barbacki i in. 1998). W otworze Bańska PGP-3 średnia porowatość interwałów wodonośnych oznaczona na podstawie wyników interpretacji geofizyki wiertniczej wynosi maksymalnie 3,5% (Bujakowski i in. 2014b).

Utwory wapieni marglistych eocenu numulitowego posiadają porowatość całkowitą rzędu 2–4%. Skały te są całkowicie zawodnione (Barbacki i in. 1998).

Ze względu na obecność szczelin i uskoków, które w znacznym stopniu kontrolują przepływ wód w zbiorniku, autorzy modeli numerycznych podhalańskiego systemu geotermalnego (m.in. Długosz 1991, 1996; Chowaniec i in. 2011; Bujakowski i in. 2011, Bujakowski i Tomaszewska red. 2014) przyjmowali dotychczas pewną uśrednioną (pozorną) wartość porowatości dla połączonego zbiornika triasowo-eoceńskiego. W przypadku zbiornika podhalańskiego można, dla uproszczenia obliczeń numerycznych, model ośrodka podwójnie porowatego zastąpić modelem ośrodka jednorodnie porowatego. Wartość średniej porowatości całkowitej (a jednocześnie efektywnej, bo tak traktowana jest najczęściej przez programy komputerowe) poziomów zbiornikowych w różnych pracach wahała się od 4 (Bujakowski i in. 2011, 2014), przez 8 (Długosz i Nagy 1995) do 10% (Długosz 1996).

Przepuszczalność

Ze względu na niewielką porowatość efektywną skał zbiornikowych, przepuszczalność matrycy skalnej (szkieletu) jest rzędu 0,01–1 mD (Jaromin i in. 1992a; Kępińska 2001; Bujakowski i Tomaszewska red. 2014). Dzięki obecności wtórnej porowatości związanej z licznymi spękaniemii oraz obecnością uskoków w utworach mezozoicznych podłoża niecki, średnia przepuszczalność zbiornika traktowanego jako złożo jednorodno jest rzędu od kilkuset do ponad 1000 mD (Długosz i Nagy 1996; Chowaniec i in. 1997; Chowaniec i Poprawa 1998; Barbacki i in. 1998; Chowaniec i in. 2001; Bujakowski i in. 2014b, 2015).

Przewodność

Przewodność jest miarą zdolności warstwy wodonośnej do przepływu wód. Liczbowo równa jest iloczynowi współczynnika filtracji (lub przepuszczalności) i miąższości efektywnej warstwy wodonośnej.

Długotrwałe testy pulsacyjno-interferencyjne są szczególnie wartościowym narzędziem w ocenie parametrów zbiornikowych poziomów wodonośnych – w tym przewodności hydraulicznej. Na podstawie takich testów przeprowadzonych w latach 1996–1997 w pięciu otworach podhalańskiego systemu geotermalnego: Bańska IG-1, Biały Dunajec PAN-1, Poronin PAN-1, Furmanowa PIG-1 oraz Chochółów PIG-1 (Chowaniec i in. 1997; Chowaniec i Poprawa 1998; Nagy i in. 1999; Nagy i Długosz 2000) oszacowano przewodność hydrauliczną utworów wodonośnych środkowego eocenu i środkowego triasu. Zasadniczo w części północnej zbiornika, w strefie równoleżnikowych uskoków, złożę zachowuje się jak złożę jednorodne o iloczynie przepuszczalności i miąższości efektywnej w zakresie od 112 w otworze Bańska IG-1 do 221 D·m w otworze Bańska PGP-1 (Nagy i in. 1999). Jak podają Nagy i Długosz (2000), średnia przewodność w obszarze zbiornika objętego testami interferencyjnymi wynosi $3,13 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$, natomiast średnia wartość współczynnika zasobności sprężystej – $6,1 \cdot 10^{-5}$. Autorzy ci zauważają ponadto wyraźną anizotropię w zbiorniku – przewodność wzdłuż kierunku SE-NW jest około 4 krotnie wyższa niż w kierunku prostopadłym (odpowiednio 242 oraz 54 D·m).

1.2.3. Warunki zasilania, przepływu oraz kształtowania chemizmu wód

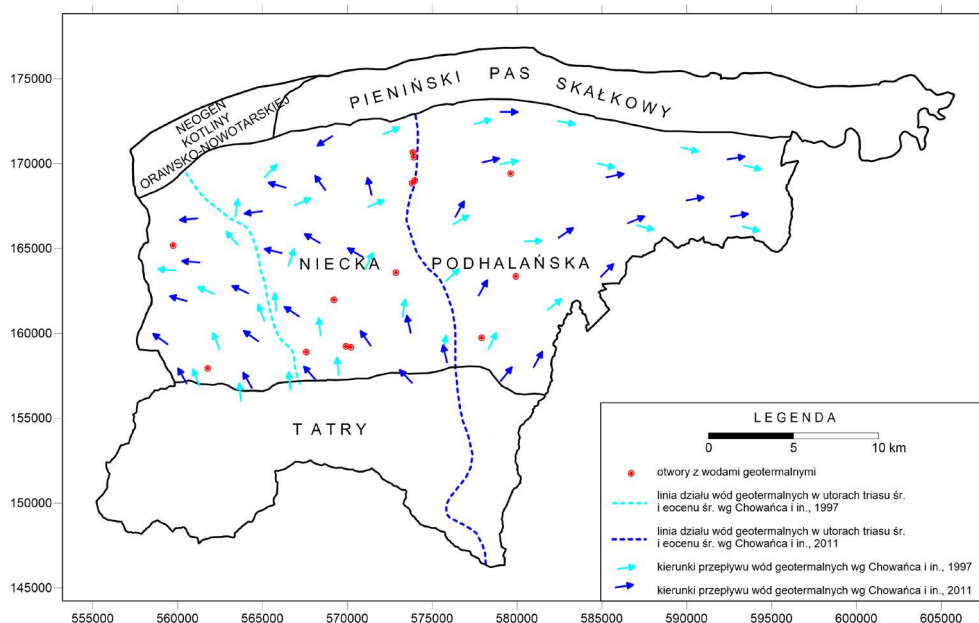
Zasilanie podhalańskiego systemu geotermalnego

Obszar Podhala i Tatr charakteryzuje się najwyższymi opadami w skali Polski. Średnioroczna suma opadów rośnie sukcesywnie od około 900 na obszarze pienińskiego pasa skałkowego oraz kotliny orawsko-nowotarskiej przez 1200 u podnóża Tatr do ponad 1800 mm w szczytowych partiach gór (Małecka i in. 2007; Chowaniec i in. 2011). Obszarem zasilania podhalańskiego systemu geotermalnego w wody meteoryczne (opadowe) jest pas wychodni eocenu numulitowego oraz jednostki regłowe i wierchowe Tatr (Chowaniec 1989; Wieczorek 1998), przy czym strefa alimentacji, uwzględniając transgraniczny przepływ wód ze słowackiej strony Tatr, ma powierzchnię około 200 km² (Chowaniec i in. 2011). Z analiz izotopowych wód wynika, że wody opadowe infiltrujące w wyższych partiach wychodnie utworów węglanowych są głównie drenowane przez wywierzyska, w niewielkim stopniu zasilając system geotermalny. Zasilanie poziomów zbiornikowych odbywa się natomiast głównie w najniższej położonych wychodniach otworów węglanowych (Chowaniec i in. 2011). Podczas kalibracji modelu numerycznego w pracach nad Dodatkiem do dokumentacji hydrogeologicznej... (Chowaniec i in. 2011) uzyskano stabilizację warunków zasilania wodami opadowymi poziomów podfliszowych (trias środkowy i eocen środkowy) na poziomie 106 tys. m³/d.

Przepływ wód w podfliszowych poziomach wodonośnych

Znaczna różnica wysokości pomiędzy strefą zasilania w Tatrach a rzędnymi otworów w dolinie Białego Dunajca skutkuje wysokim ciśnieniem artezyjskim na głowicach otworów eksploatujących wody geotermalne z poziomów eocenu środkowego i triasu środkowego (2,1–2,7 MPa w warunkach statycznych). Przepływ wód w poziomach podfliszowych od-

bywa się w kierunku od strefy zasilania na południu do granicy z pienińskim pasem skałkowym na północy. Przed nieprzepuszczalną barierą jaką stanowi pas skałkowy (Chowaniec i Sokołowski 1986) wody wachlarzowo rozprzyskają się na wschód i zachód (Chowaniec i in. 1997, 2011; Kępińska 1997; 2001). Według Chowańca (1997) linia wododziału oddzielająca wody geotermalne płynące w kierunkach północno-zachodnim oraz północno-wschodnim przebiega od Krzeptówek, przez Ciche Górne aż po Ciche i Koniówkę. Z kolei według badań modelowych z 2011 roku (Chowaniec i in. 2011) granica wododziału przebiega przez Murzasichle, Majerczykówkę, Biały Dunajec i dalej wzdłuż doliny Białego Dunajca do Szafłar (rys. 1.3). Prędkość przepływu wód w podfliszowych poziomach wodonośnych wynosi od kilkudziesięciu m/rok w strefie przytatrzańskej do kilku m/rok w pobliżu pienińskiego pasa skałkowego (Chowaniec i in. 1997; Witczak 1999 *vide* Kępińska 2001).



Rys. 1.3. Granica działu wód geotermalnych w utworach triasu środkowego i eocenu środkowego w obszarze podhalańskiego systemu geotermalnego, według badań modelowych z 1997 oraz 2011 roku (opracowanie własne na podstawie: Chowaniec i in. 1997, 2011)

Fig. 1.3. Drainage divide of geothermal waters in the Middle Triassic and the Middle Eocene formations in the Podhale geothermal system, according to numerical modeling from 1997 and 2011 (own work based on Chowaniec et al. 1997, 2011)

Wody geotermalne są w nieznacznym stopniu drenowane przez uskoki przebiegające flisz podhalański (Chowaniec 1989; 2009; Chowaniec i Poprawa 1998). Wyróżnić można strefę ascensyjną południową (w obrębie wychodni warstw zakopiańskich) oraz na północy przy kontakcie z pienińskim pasem skałkowym. Strefy te objawiają się podwyższonymi temperaturami gruntu (Pomianowski 1988) oraz lokalnych źródeł (Chowaniec 1989).

Wiek i chemizm wód geotermalnych

Wody geotermalne krążące w poziomach podfliszowych niecki podhalańskiej są zasadniczo pochodzenia meteorycznego. Ich wiek waha się w zależności od odległości od strefy zasilania i wynosi od około 50–100 lat w strefie przytatrzańskiej (otwór Zakopane IG-1) przez kilka tysięcy lat (Bukowina PIG-1/GN) do około 12 000 lat w rejonie otworów w Bańskiej w północnej części systemu (Chowaniec i in. 2010, 2011).

Skład chemiczny wód jest kształtowany głównie przez warunki krążenia, temperaturę oraz litologię środowiska skalnego. Przepływ wód geotermalnych ma przypuszczalnie charakter warstwowy, a ich skład wykazuje cechy typowe dla procesu wysładzania pierwotnie słonych wód pochodzenia morskiego (Witczak 1999 *vide* Kępińska 2001).

W strefie przytatrzańskiej w pobliżu wychodni eocenu numulitowego wody posiadają mineralizację rzędu 0,2–0,4 g/dm³. Typ chemiczny wód to najczęściej HCO₃-SO₄-Ca-Mg-Na (Zakopane IG-1), HCO₃-Ca-Mg (Zakopane 2) oraz HCO₃-SO₄-Ca-Mg (Zazadnia IG-1).

W strefie przepływów ciągłych mineralizacja wód jest rzędu 1,1–1,5 g/dm³. Typ chemiczny to najczęściej SO₄-HCO₃-Cl-Na-Ca (Poronin PAN-1), SO₄-Ca-Na (Chochółów PIG-1) lub SO₄-Cl-Ca-Na (Bukowina Tatrzańska PIG-1/GN).

W przypadku wód w północnej strefie ascensyjnej, ich pierwotna mineralizacja sięgała 3,1 g/dm³ (Bańska PGP-1; Barbacki i in. 1998). Typ chemiczny wód geotermalnych z obszaru Biały Dunajec–Bańska to SO₄-Cl-Na-Ca. Wraz z prowadzoną eksploatacją nastąpiło mieszanie starszych wód typu relikтового z wodami meteorycznymi ze strefy zasilania, przyczyniając się do wyraźnego spadku mineralizacji. W przypadku otworu Bańska IG-1, mineralizacja ogólna uległa obniżeniu z 3,0 do 2,6 g/dm³, natomiast w otworze Bańska PGP-1 z 3,1 do 2,6 g/dm³ (pobór próbek w 2010 r.; Chowaniec i in. 2011).

1.2.4. Warunki termiczne w podhalańskim systemie geotermalnym

Warunki termiczne w podhalańskim systemie geotermalnym zostały określone punktowo na podstawie danych z kilku otworów. Gęstość strumienia ciepłego Ziemi zmienia się w niewielkim zakresie – od 51 mW/m² w otworach Zakopane IG-1 i Maruszyna IG-1 do 60 mW/m² w otworze Bańska IG-1 (Sroka 1991; Chowaniec 1989, 2009; Chowaniec i in. 2001), przy średniej na obszarze Karpat polskich wynoszącej około 55 mW/m² (Sroka 1991; Plewa 1994).

Średnia wartość gradientu geotermicznego w polskim obszarze Karpat wynosi 2,35°C/100 m (Plewa 1994), natomiast na obszarze Podhala jest niższa i zmienia się w zakresie od 1,9 do 2,1°C/100 m (Kępińska 1997). W profilu pionowym otworów wartość gradientu charakteryzuje się dużą zmiennością – od 0,6 w otworze Siwa Woda IG-1 (Chowaniec i in. 2001) do 2,9°C/100 m w otworze Bańska IG-1 (Sokołowski 1992). Obniżeniu gradientu występuje zarówno wskutek dopływu chłodnych wód meteorycznych w pobliżu wychodni, jak i w rezultacie dopływu gorących wód do poziomów podfliszowych (zjawisko konwekcji).

Przewodność cieplna wapieni (dolomitowych, marglistych) z otworu Biały Dunajec PAN-1 zmienia się w zakresie od 1,71 do 2,44 W/(m · °C) dla próbek suchych, natomiast w przy-

padku próbek nasyconych wodą (destylowaną) – odpowiednio od 1,93 do 2,73 W/(m· °C). Badania przewodności cieplnej wykonano w średniej temperaturze 25°C (Leśniak i Przelańska 2014).

Obecność wglębnych wód geotermalnych i konwekcja cieplna w zeszczelinowanych skałach triasu środkowego przyczynia się do podgrzania skał pokrywy głównego zbiornika. Temperatura spągowych partii fliszu jest miejscami nawet do 10°C wyższa niż wynika to z lokalnego gradientu geotermalnego (Kępińska 2001). Strefa Biały Dunajec–Bańska charakteryzują się najwyższymi temperaturami wód geotermalnych w zbiorniku. Temperatury te zmieniają się od około 88°C na głębokości 2,1–2,4 km w rejonie Białego Dunajca (Barbacki i in. 1998) do blisko 95°C na głębokości 2,5–3,4 km w obszarze Bańskiej (Kępińska 2006; Bujakowski i in. 2014b). Wody geotermalne o temperaturze około 93°C występują także w utworach triasu środkowego w otworze Chochółów PIG-1 (Chowaniec i in. 1997). Najwyższą temperaturę zmierzono na głębokości 4790 m w otworze Bańska IG-1 w obrębie jednostek mezozoicznych (127,5°C) (Sokołowski 1992).

2. Model koncepcyjny obszaru badań

Model koncepcyjny (również nazywany modelem konceptualnym) jest etapem poprzedzającym wykonanie właściwej symulacji numerycznej systemu geotermalnego. Jest to opis jakościowy, na który składa się rozmieszczenie oraz przybliżona geometria wszystkich istotnych elementów składających się na geologiczno-tektoniczny opis złoża oraz procesów transportu masy, energii oraz przemian chemicznych w nim zachodzących. Model koncepcyjny jest wynikiem syntezy wszystkich informacji, które są dostępne dzięki badaniom geologicznym, geofizycznym i otworowym. Najczęściej jest przedstawiany w postaci map i przekrojów geologicznych, na które naniesione są wszystkie niezbędne elementy charakteryzujące modelowany system geotermalny.

Głównym zbiornikiem wód geotermalnych w podhalańskim systemie geotermalnym jest jednostka Białego Dunajca, którą budują skały węglanowe (dolomity, wapienie) triasu środkowego oraz nadległa warstwa środkowoeoceńskich wapieni i zlepieńców. Powyżej stropu eocenu numulitowego znajdują się warstwy nieprzepuszczalnego fliszu podhalańskiego, o miąższości dochodzącej do ponad 2700 m w strefie otworów produkcyjnych w Bańskiej (Barbacki i in. 1998) oraz przekraczające miąższość 3000 m w zachodniej części niecki podhalańskiej w okolicach Witowa i Chochółowa (Chowaniec i in. 1997). Jednostka Białego Dunajca zapada się w kierunku północnym, wyklinowując się przy kontakcie z pienińskim pasem skałkowym, w strefie o sieci równoległych uskoków, przecinających nieprzepuszczalne serie podścielające, serie głównego geotermalnego poziomu wodonośnego oraz warstwy szaflarskie fliszu. Uskokami tymi następuje transport wód ku powierzchni (strefa ascenzyjna północna). Bariera dla przepływu wód w kierunku północnym, jaką tworzy pieniński pas skałkowy – zinterpretowana na podstawie testów hydrodynamicznych, znajduje się w odległości od około 1500 m (Nagy i in. 1999) do około 1860 m (Barbacki i in. 1998) od otworu Bańska PGP-1 na głębokości głównego poziomu wód geotermalnych, tj. jednostki Białego Dunajca. Podobna sytuacja występuje w strefie otworów chłonnych w Białym Dunajcu, gdzie interpretacja testu hydrodynamicznego oraz zdjęć sejsmicznych wykazała istnienie równoległych uskoków o zasięgu lokalnym, znajdujących się w odległości około 1,3 km na południe od otworu Biały Dunajec PGP-2 (Barbacki i in. 1998), spośród których jeden stanowi barierę uszczelniającą (Nagy i in. 1999). Dalej, w kierunku na południe, poprzeczny środkowy uskok ztraca charakter bariery, nie znajdując odzwierciedlenia w czasie testowania odwiertów Poronin PAN-1 i Furmanowa PIG-1 (Nagy i in. 1999). W odległości

około 4400 m na południe od otworu w Poroninie ma miejsce granica o stałym ciśnieniu, będącą strefą zasilania zlokalizowaną przy północnej granicy Tatr (Nagy i in. 1999; Nagy i Długosz 2000). Przepuszczalność w centralnej części podhalańskiego systemu geotermalnego wykazuje znaczną anizotropię. Testy interferencyjne, przeprowadzone w latach 1996–1997, wykazały około czterokrotnie wyższą przewodność hydrauliczną wzdłuż osi SENW, w porównaniu z osią SW-NE (Nagy i Długosz 2000). Jest to związane z siecią równoległych uskoku w podfliszowych warstwach o kierunku SW-NE, doskonale widocznych na zdjęciach sejsmicznych 3D (Ochał i Gąsiorek 2002).

Całkowita miąższość utworów jednostki Białego Dunajca w okolicy otworów w Bańskiej i Białym Dunajcu dochodzi do 700 m, jednakże efektywna miąższość jest znacznie mniejsza (do 187 m w otworze Bańska PGP-1 oraz 236 m w otworze Bańska PGP-3). Zarówno otwory produkcyjne, jak i chłonne udostępniają przede wszystkim stropowy oraz centralny fragment warstw wodonośnej. Spąg jednostki Białego Dunajca przypuszczalnie charakteryzuje się znacznie gorszymi parametrami hydraulicznymi. W związku z powyższym, w modelu numerycznym wydzielono podjednostki (strefy) w jednostce Białego Dunajca, zgodnie ze stopniem dopływu wód do otworów z poszczególnych interwałów.

Wody geotermalne krążą zgodnie z kierunkiem zagłębiania serii wodonośnych, z południa na północ, rozprzyskając się wachlarzowo przed nieprzepuszczalną barierą Pienińskiego Pasa Skałkowego w kierunku wschodnim i zachodnim (Długosz 1996; Chowaniec i in. 1997). Prędkość przepływu wód sukcesywnie spada z południa na północ, od kilkudziesięciu do kilku metrów na rok (Kępińska 2001). Wody te, w północnej części są w nieznacznym stopniu drenowane przez wyżej leżące warstwy fliszu, co objawia się nieco podwyższonymi temperaturami niektórych źródeł (Chowaniec 1989).

W centralnej części modelowanego obszaru, w rejonie otworów w Białym Dunajcu, stwierdzono dodatnią anomalię termiczną, objawiającą się temperaturami złożowymi rzędu 80–100°C na głębokości 2–3 km i jest ona większa niż wskazuje na to lokalny gradient termiczny, rzędu 1,9–2,3°C/100 m (Kępińska 2001). Fakt ten jest tłumaczony transportem ciepła poprzez sieć głębokich uskoku oraz licznych spękań, a także jako wynik konwekcyjnego transportu ciepła w samej warstwie wodonośnej (Długosz 1996). W profilu termicznym otworu Bańska IG-1 zaznacza się obecność nieprzepuszczalnych warstw fliszu podhalańskiego, które stanowią izolację dla dalszej migracji ciepła ku powierzchni, choć w strefie przypienińskiego kontaktu z podhalańskim systemem geotermalnym odkryte zostały dodatnie anomalie termiczne w warstwach fliszu (strefa ascenzyjna północna; Pomianowski 1988).

Na rysunku 2.1 przedstawiono przestrzenno-głębokościowy zasięg modelu numerycznego na tle przekroju hydrogeologicznego przez nieckę podhalańską (Wątor i Wiczorek 2007).

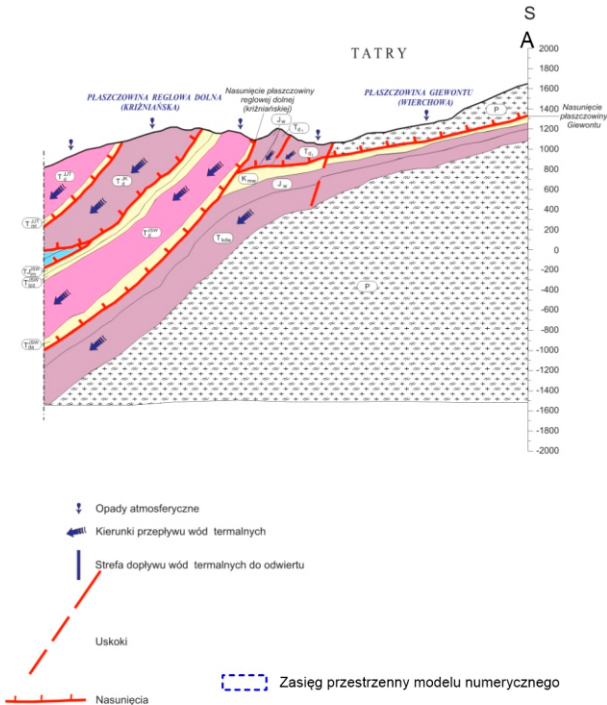


Fig. 2.1. Spatial extent of the numerical model against the background of the hydrogeological cross section Tatras – Pieniny Klippen Belt
Source: J. Wieczorek (In: Wątor & Wieczorek 2007) with additions by M. Miecznik concerning Bańska PGP-3 well (Bujakowski et al. 2014b)

3. Model numeryczny obszaru badań

3.1. Budowa modelu, opis przyjętych warunków brzegowych

Model numeryczny obejmuje swoim zasięgiem centralny fragment podhalańskiego systemu geotermalnego w Polsce (rys. 3.1), pomiędzy następującymi współrzędnymi w układzie PUWG 1992:

- X: 164716 – 173716 ($\Delta X = 9$ km),
- Y: 569874 – 576874 ($\Delta Y = 7$ km),
- zasięg głębokościowy: od –500 do –3500 m n.p.m. ($\Delta Z = 3$ km).

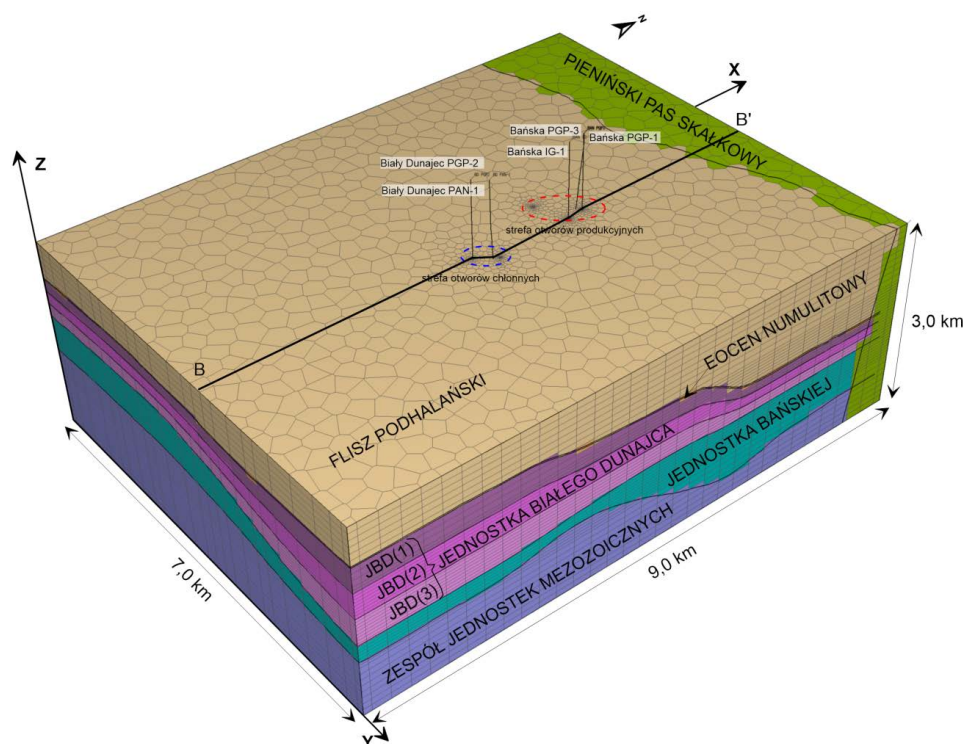
Południowa granica modelu numerycznego sięga do najbardziej wysuniętego na północ punktu OG Poronin, natomiast północną granicę modelu tworzy linia oddzielająca nieckę podhalańską od pienińskiego pasa skałkowego, który z kolei stanowi nieprzepuszczalną barierę dla przepływu wód podziemnych poza północną granicę podhalańskiego systemu geotermalnego. Model od wschodu graniczy z najbardziej na zachód wysuniętym punktem OG Białka, a jego zachodnia granica odpowiada w przybliżeniu zasięgowi zdjęcia sejsmicznego 3D z 2002 roku (rys. 1.4). Powierzchnia modelowanego obszaru wynosi 63 km², natomiast objętość 189 km³.

Model numeryczny został podzielony na 43 horyzontalne warstwy obliczeniowe, spośród których 26 warstw o miąższości 50 m każda (łącznie 1300 m) tworzy dyskretyzację przestrzenną głównego zbiornika wód geotermalnych. Powierzchnia komórek obliczeniowych jest najmniejsza w sąsiedztwie otworów wiertniczych – wynosi maksymalnie 3,14 m² (powierzchnia odpowiada okręgowi o promieniu 1 m z otworem wiertniczym zlokalizowanym w jego środku), podczas gdy na brzegach modelu może wynosić do $7,0 \cdot 10^4$ m². Do tworzenia siatki obliczeniowej zastosowano metodę wielokątów Woronoja (rys. 3.1), co pozwoliło na optymalny dobór liczby i powierzchni komórek obliczeniowych pod względem precyzji i czasu obliczeń.

Strop modelu zlokalizowany na rzędnej –500 m n.p.m. stanowią paleogeńskie utwory fliszu podhalańskiego, głównie w postaci warstw szaflarskich, a płycej, w południowej części modelu – również warstw zakopiańskich. Utwory fliszowe (zarówno warstwy szaflarskie, jak i zakopiańskie) ze względu na znaczną miąższość oraz bardzo niewielką przepuszczalność stanowią uszczelnienie głównego zbiornika wód geotermalnych. Z tego względu w stropie modelu przyjęto warunek brzegowy Dirichleta, tj. stałą wartość temperatury i ciśnienia podczas symulacji. Temperatura na rzędnej 500 m n.p.m. (co odpowiada głębokości

około 1150–1200 m p.p.t.) została przyjęta w przedziale od 47°C w przypienińskiej strefie modelu do 58°C w strefie otworów w Białym Dunajcu. Wartości te zostały przyjęte w drodze interpolacji pomiarów temperatury w otworach Biały Dunajec PGP-2 (Barbacki i in. 1998), Bańska IG-1 (Sokołowski 1992), Poronin PAN-1 (Jaromin i in. 1992b) oraz Maruszyna IG-1 (Chowaniec 1989). Stałą wartość ciśnienia piezometrycznego głównego kolektora wód geotermalnych na tej rzędnej ustalono na poziomie 14,68 MPa.

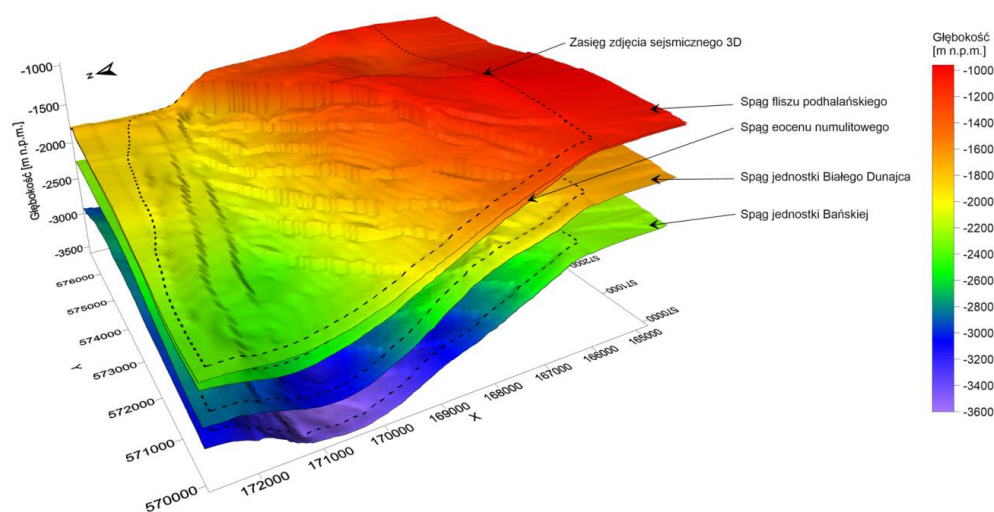
Spąg modelu znajduje się na rzędnej –3500 m n.p.m. Na tej głębokości znajdują się utwory zespołu jednostek mezozoicznych (triasowo-kredowych), a lokalnie także spąg jednostki Bańskiej. Wyniki wiercenia otworu Bańska IG-1 wskazują, że skały te charakteryzują się niską wodonością (Sokołowski 1992). W związku z tym w spągowej warstwie modelu przyjęto warunek brzegowy Dirichleta. Stałą w czasie wartość temperatury przyjęto w zakresie od 105°C w obszarze pienięskiego pasa skałkowego do 118°C w strefie otworów w Białym Dunajcu. Wartość ciśnienia stanu naturalnego obliczoną w drodze symulacji ustalono w zakresie od 42,50 do 42,62 MPa.



Rys. 3.1. Dyskretyzacja przestrzenna oraz budowa litostratigraficzna modelu centralnej części podhalańskiego systemu geotermalnego (opracowanie własne)

Fig. 3.1. Spatial discretization and lithostratigraphic construction of the central part of the Podhale geothermal system model (own work)

Przebieg głównych granic litostratygraficznych przyjętych w modelu jest rezultatem cyfryzacji powierzchni spągowych uzyskanych z interpretacji zdjęcia sejsmicznego 3D wykonanego dla PEC Geotermia Podhalańska SA (Ochał i Gąsiorek 2002). Powierzchnia obszaru objętego tym zdjęciem wynosi około 42 km², co stanowi blisko 67% powierzchni modelu (rys. 1.4, rys. 3.1). Obszary nieobjęte zasięgiem zdjęcia sejsmicznego ekstrapolowano metodą odwrotnych odległości do potęgi (ang. *Inverse Distance to a Power*). Metoda ta pozwala uwzględnić przebieg uskoku jako bariery informacyjnej dla interpolowanych danych. Dzięki temu zabiegowi możliwe jest lepsze odwzorowanie przebiegu granic powierzchni litostratygraficznych w pobliżu uskoku (rys. 3.2).



Rys. 3.2. Ukształtowanie powierzchni litostratygraficznych importowanych do modelu numerycznego (opracowanie własne na podstawie wyników interpretacji zdjęcia sejsmicznego 3D (Ochał i Gąsiorek 2002))

Fig. 3.2. Lithostratigraphic surfaces imported into the numerical model (own work based on interpretation of 3D seismic image (Ochał & Gąsiorek 2002))

Każdej z wymienionych w modelu formacji litostratygraficznych przypisano parametry petrofizyczne niezbędne w opisie procesów filtracji i transportu ciepła. Parametrami tymi były:

- gęstość właściwa,
- porowatość całkowita (równa porowatości efektywnej – program TOUGH2 nie rozróżnia tych dwóch parametrów),
- przepuszczalność w kierunkach X, Y, Z (w przypadku siatki Woronoja: XY oraz Z),
- współczynnik przewodzenia ciepła skały nasyconej,
- ciepło właściwe.

W tabeli 3.1 zestawiono parametry petrofizyczne poszczególnych wydzieleni litostratygraficznych wprowadzonych do modelu. Są one rezultatem kalibracji modelu stanu naturalnego oraz modelu warunków eksploatacyjnych.

Główny kolektor wód geotermalnych stanowią węglanowe utwory eocenu numulitowego oraz środkowotriasowe utwory jednostki Białego Dunajca – zbudowanej w przeważającej części z wapieni i dolomitów. Na podstawie analizy pomiarów badań *production log* dla otworów Bańska PGP-1 oraz Biały Dunajec PGP-2 (Barbacki i in. 1998) wydzielono dla potrzeb kalibracji modelu trzy strefy w jednostce Białego Dunajca charakteryzujące się różną intensywnością dopływu wód do otworu. Miąższość każdej z wydzielonych stref stanowi 1/3 całkowitej miąższości jednostki Białego Dunajca w lokalnie modelowanym obszarze. Za największe dopływy do otworów w trakcie badań *production log* zaobserwowano w stropowej części jednostki Białego Dunajca – zwłaszcza w otworze Bańska PGP-1 (Jednostka Białego Dunajca (1)). Nieznacznie niższe wartości zaobserwowano w środkowym fragmencie jednostki Białego Dunajca (Jednostka Białego Dunajca (2)), chociaż w przypadku otworu Biały Dunajec PGP-2 taki podział jest mniej wyraźny. Zarówno otwór Bańska PGP-1, jak i Biały Dunajec PGP-2 nie przewiercają spągu jednostki, natomiast w przypadku pierwszego z otworów stwierdzono brak dopływu do otworu poniżej głębokości 3100 m (przy całkowitej głębokości otworu wynoszącej 3242 m). Na podstawie powyższych rozważań założono, że przyspągowa część jednostki Białego Dunajca charakteryzuje się wyraźnie niższą przepuszczalnością poziomą od nadległych poziomów zbiornikowych (Jednostka Białego Dunajca (3)).

Poniżej jednostki Białego Dunajca znajduje się jednostka Bańskiej o miąższości od około 250 m w południowo-wschodniej części modelowanego obszaru do blisko 800 m w pobliżu otworu Bańska IG-1 i lokalnie ponad 900 m na wschód od otworów w Bańskiej. Margle z wkładkami piaskowców oraz wapienie budujące tę jednostkę litostratygraficzną są uznawane za nieprzepuszczalne. Poniżej jednostki Bańskiej zalegają utwory tworzące zespół jednostek mezozoicznych. W otworze Bańska IG-1 stwierdzono ucieczki płuczki wiertni-

Tabela 3.1

Zestawienie parametrów petrofizycznych formacji litostratygraficznych w modelu

Table 3.1

List of petrophysical parameters of litostratigraphic formations in the model

Wydzielenie litostratygraficzne	Gęstość właściwa [kg/m ³]	Porowatość efektywna [–]	Przepuszczalność [m ²]		Wsp. przewod. ciepła [W/(m·K)]	Ciepło właściwe [J/(kg·K)]
			XY	Z		
Flisz	2 600	0,10	$1,0 \cdot 10^{-16}$	$1,0 \cdot 10^{-17}$	2,0	900
Eocen numulitowy	2 600	0,05	$9,5 \cdot 10^{-13}$	$5,0 \cdot 10^{-14}$	2,5	900
Pieniński Pas Skałkowy	2 700	0,01	$1,0 \cdot 10^{-18}$	$1,0 \cdot 10^{-19}$	2,5	900
Jed. Białego Dunajca (1)	2 800	0,05	$5,0 \cdot 10^{-13}$	$1,0 \cdot 10^{-13}$	3,0	920
Jed. Białego Dunajca (2)	2 800	0,05	$3,0 \cdot 10^{-13}$	$1,0 \cdot 10^{-14}$	3,0	920
Jed. Białego Dunajca (3)	2800	0,04	$1,0 \cdot 10^{-14}$	$1,0 \cdot 10^{-14}$	3,0	920
Jed. Bańskiej	2 800	0,03	$1,0 \cdot 10^{-15}$	$1,0 \cdot 10^{-15}$	2,5	950
Zespół Jedn. Mezozoicznych	2 800	0,03	$1,0 \cdot 10^{-15}$	$1,0 \cdot 10^{-15}$	2,5	950

Źródło: opracowanie własne.

czej w utworach detrycznych triasu górnego (?) w interwale 5167,4–5174 m p.p.t. Formacja ta charakteryzuje się bardzo niską porowatością efektywną (rzędu do 1%) oraz przepuszczalnością (rzędu 0,2 mD), aczkolwiek przypuszczalnie znaczną szczelinowatością, o czym świadczy zarówno zanik płuczki, jak i spadek gradientu geotermicznego z 1,7–2,0 do 1,3 W/(m·°C) (Sokołowski 1992).

3.2. Opis kodu obliczeniowego TOUGH2

Symulator numeryczny TOUGH2 (ang. *Transport of Unsaturated Groundwater and Heat*) został opracowany w Lawrence Berkeley National Laboratory jako program przeznaczony do numerycznego modelowania transportu masy i ciepła w ośrodkach porowatych dla cieczy wielofazowych i wieloskładnikowych w jednym, dwóch lub trzech wymiarach (Pruess i in. 1999). TOUGH2 znajduje zastosowanie w zagadnieniach inżynierii złożowej dla potrzeb m.in. geotermii, składowania odpadów radioaktywnych, modelowania przepływu wód podziemnych oraz składowania dwutlenku węgla w warstwach geologicznych. Podstawowe równania matematyczne definiujące działanie kodu są następujące:

— bilans masy i energii:

$$\frac{d}{dt} \int \int \int_{V_n} M^{\kappa} dV = \int \int_{V_n} F^{\kappa} \times n d\Gamma_n + \int \int \int_{V_n} q^{\kappa} dV_n \quad (3.1)$$

gdzie:

- V_n – grupa elementów (domena) analizowanego systemu,
- M – ilość masy lub energii cieplnej w jednostkowej objętości,
- κ – wskaźnik danego składnika,
- F – strumień masy lub ciepła,
- Γ_n – powierzchnia ograniczająca,
- q – strumień objętościowy masy lub ciepła ze źródła lub studni,
- n – wektor normalny do elementu powierzchniowego $d\Gamma_n$, skierowany do V_n ;

— transport masy w ośrodkach porowatych (prawo Darcy'ego):

$$\overline{v_D} = -\frac{K}{\mu} (\overline{\nabla p} - \rho_f \vec{g}) \quad (3.2)$$

gdzie:

- v_D – wektor prędkości Darcy'ego filtracji cieczy w ośrodku porowatym,
- K – przepuszczalność całkowita,
- μ – lepkość dynamiczna,
- ∇p – gradient ciśnienia,
- ρ_f – gęstość płynu,
- g – wektor przyspieszenia grawitacyjnego;

— równanie opisujące akumulację masy:

$$M^{\kappa} = \phi \sum_{\beta} s_{\beta} \rho_{\beta} X_{\beta}^{\kappa} \quad (3.3)$$

gdzie:

- ϕ — porowatość,
- s_{β} — współczynnik nasycenia płynem w fazie termodynamicznej β ,
- ρ_{β} — gęstość płynu w fazie termodynamicznej (skupienia) β ,
- β — wskaźnik fazy termodynamicznej (skupienia),
- X_{β}^{κ} — udział masowy składnika κ fazy β ;

— akumulacja ciepła:

$$M^{\kappa} = (1 - \phi) \rho_r c_r T + \phi \sum_{\beta} s_{\beta} \rho_{\beta} u_{\beta} \quad (3.4)$$

gdzie:

- ρ_r — gęstość skały,
- c_r — ciepło właściwe skały,
- u_{β} — energia wewnętrzna fazy β ,
- T — temperatura.

TOUGH2 wykorzystuje metodę całkowalnych różnic skończonych w celu dyskretyzacji przestrzennej oraz czasowej. Układ 2N (N – liczba elementów) liniowych równań różniczkowych rozwiązywany jest za pomocą metod bezpośrednich lub zbioru metod iteracyjnych. Entalpia, gęstość, nasycenie oraz współczynnik lepkości dynamicznej medium złożowego (w przypadku EOS 1 (ang. *Equation of State*) jest to woda niezmineralizowana) są w każdym kroku czasowym liczone w funkcji temperatury i ciśnienia dla wszystkich aktywnych elementów obliczeniowych. Dzięki dynamicznemu wyznaczaniu kluczowych parametrów termofizycznych wody geotermalnej możliwa jest symulacja procesu konwekcyjnej wymiany ciepła oraz prawidłowe odzwierciedlenie przepływu wód charakteryzujących się różną lepkością.

3.3. Kalibracja modelu

Kalibracja jest jednym z najtrudniejszych oraz najbardziej czasochłonnych etapów pracy nad modelem numerycznym. Kalibracja modelu w celu odtworzenia stanu naturalnego polega na możliwie dokładnym odzwierciedleniu znanego rozkładu temperatury i ciśnienia w modelowanym zbiorniku przed rozpoczęciem eksploatacji wód geotermalnych. Kalibracja modelu dynamicznego polega przede wszystkim na oszacowaniu parametrów filtracyjnych eksploatowanego poziomu zbiornikowego na podstawie obserwacji dotychczasowej eksploatacji lub odtworzeniu wyników z wykonanych testów hydrodynamicznych. W obu przy-

padkach kalibracja wymaga wykonania wielokrotnych symulacji, podczas których istotne parametry modelu zmieniają się w przedziale uznawanym za możliwy do faktycznego zaistnienia. Najlepsze dopasowanie uzyskuje się metodą kolejnych przybliżeń.

3.3.1. Kalibracja modelu w stanie naturalnym

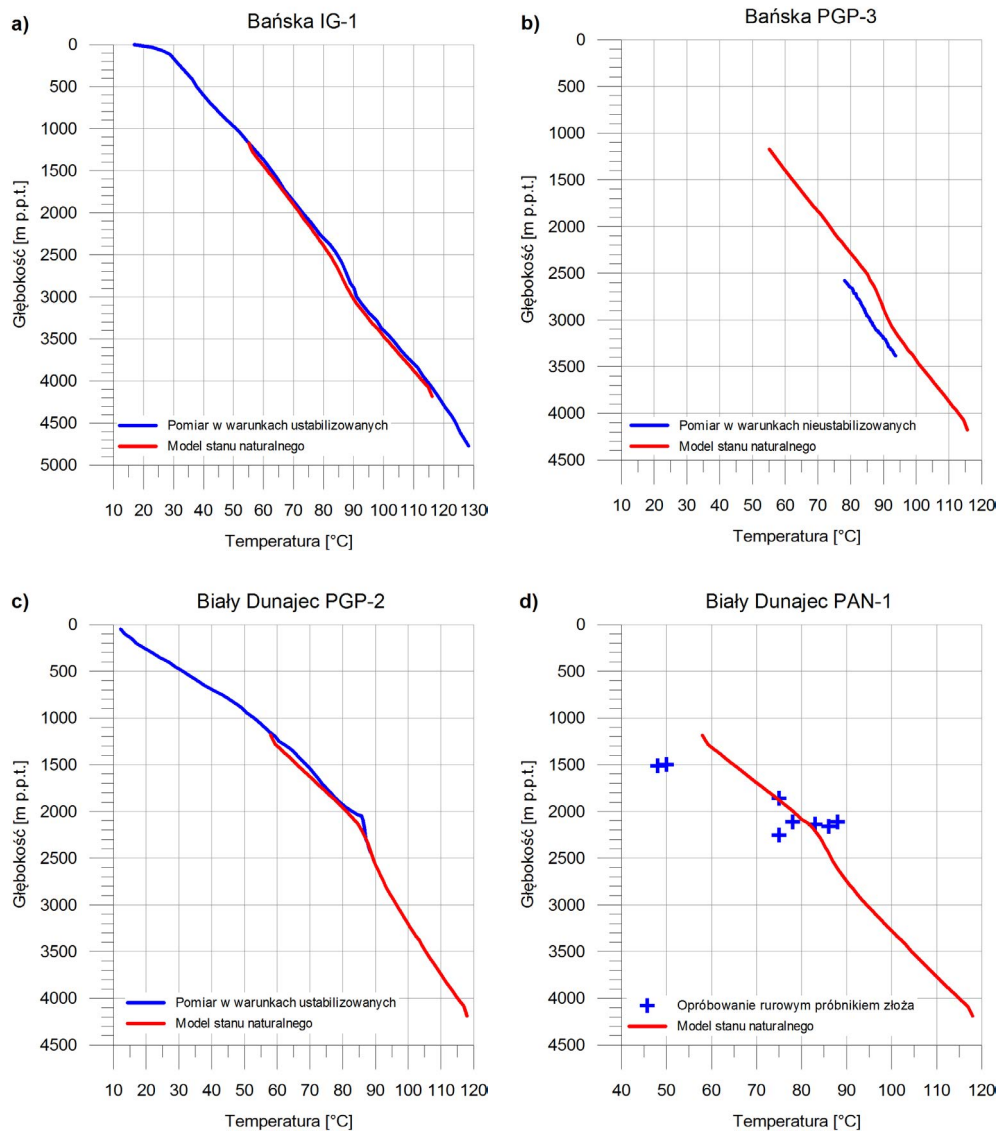
Kalibrację modelu w stanie naturalnym przeprowadzono na podstawie dostępnych wyników profilowań temperatury w otworach. Fundamentalne znaczenie ma jakość wykonanego profilowania oraz czas, jaki upłynął pomiędzy zakończeniem wiercenia a pomiarem temperatury. Jak podają Plewa (1994) oraz Szewczyk i Gientka (2009), minimalny czas na osiągnięcie quasi-równowagi termicznej pomiędzy ściankami otworu a skałami zbiornikowymi wynosi najczęściej 10–14 dni, choć w wielu przypadkach może być on dłuższy, zwłaszcza w przypadku otworów z wodą i zanikami płuczki wiertniczej. Czas osiągnięcia quasi-równowagi termicznej otworu z górotworem jest uzależniony m.in. od średnicy otworu, czasu trwania wiercenia i cyrkulacji płuczki wiertniczej, pojemności cieplnej płuczki oraz dyfuzyjności termicznej (współczynnika wyrównywania temperatur) formacji skalnej.

Modelowanie rozkładu temperatury w modelowanym systemie jest szczególnie wrażliwe na zmianę przepuszczalności pionowej oraz współczynnika przewodzenia ciepła formacji skalnych. W modelu stanu naturalnego (zwanym również modelem stacjonarnym) parametry takie jak: porowatość, gęstość, czy współczynnik przewodzenia ciepła przez skały nie wpływają na rozkład temperatury w górotworze, a jedynie determinują okres po jakim nastąpi ustalenie się równowagi (lub quasi-równowagi) termodynamicznej w górotworze.

W wyniku dopasowania parametrów przepuszczalności pionowej oraz współczynnika przewodzenia ciepła wydzielonych formacji uzyskano bardzo dobrej jakości kalibrację pomiędzy temperaturami zmierzonymi w otworach w warunkach uznanych za ustabilizowane a symulowanym rozkładem w modelu. W otworze Bańska PGP-3, gdzie profilowanie termiczne wykonano zaledwie 3 dni po zakończeniu płukania otworu, widoczny jest wpływ wychłodzenia górotworu związany z cyrkulacją płuczki oraz czyszczeniem otworu (rys. 3.3).

3.3.2. Eliminacja efektu wygrzewania w otworach produkcyjnych

Podczas wydobywania wód geotermalnych głębokimi otworami wiertniczymi dochodzi do ekspansji objętościowej wody w kolumnie rur okładzinowych, co jest związane ze spadkiem gęstości wody wraz ze wzrostem temperatury. W efekcie ta sama masa wody w wygrzanym otworze zajmuje większą objętość niż w otworze niewygrzanym, pomimo że na dnie otworu panuje takie samo ciśnienie. Wygrzewanie termiczne otworu, zwane również termodźwigiem (ang. *thermal lift*) prowadzi do podwyższonego poziomu zwierciadła lub ciśnienia mierzonego na głowicy otworu. Interpretacja wyników pompowania często nie jest nawet możliwa, ponieważ w przypadku ośrodków o dobrych właściwościach filtracyjnych zjawisko wygrzewania otworu może całkowicie maskować oczekiwaną depresję (Bielec i Miecznik 2012). Efekt termicznego wygrzewania otworu jest tym bardziej istotny, im głębiej



Rys. 3.3. Kalibracja termiczna modelu stanu naturalnego – porównanie krzywych profilowania termicznego w otworach: a) Bańska IG-1, b) Bańska PGP-3, c) Biały Dunajec PGP-2 d) Biały Dunajec PAN 1 z wynikami symulacji (opracowanie własne na podstawie: Sokołowski 1992; Bujakowski i in. 2014b; Barbacki i in. 1998; Jaromin i in. 1992a)

Fig. 3.3. Thermal calibration of natural state model – comparison of temperature logs in wells: a) Bańska IG-1, b) Bańska PGP-3, c) Biały Dunajec PGP-2 d) Biały Dunajec PAN 1 with model results (own work based on: Sokołowski 1992; Bujakowski et al. 2014b; Barbacki et al. 1998; Jaromin et al. 1992a)

szy jest otwór oraz im wyższa jest temperatura wydobywanych wód. Wgrzewanie otworu jest również zależne od jego wydajności – im większa wydajność, tym bardziej intensywne wygrzanie otworu. Bezpośrednia analiza zapisów ciśnienia głowicowego prowadzi zawsze do oszacowania podwyższonej przewodności warstwy wodonośnej, ponieważ wyinterpretowana w ten sposób depresja jest zawsze niższa niż w rzeczywistości.

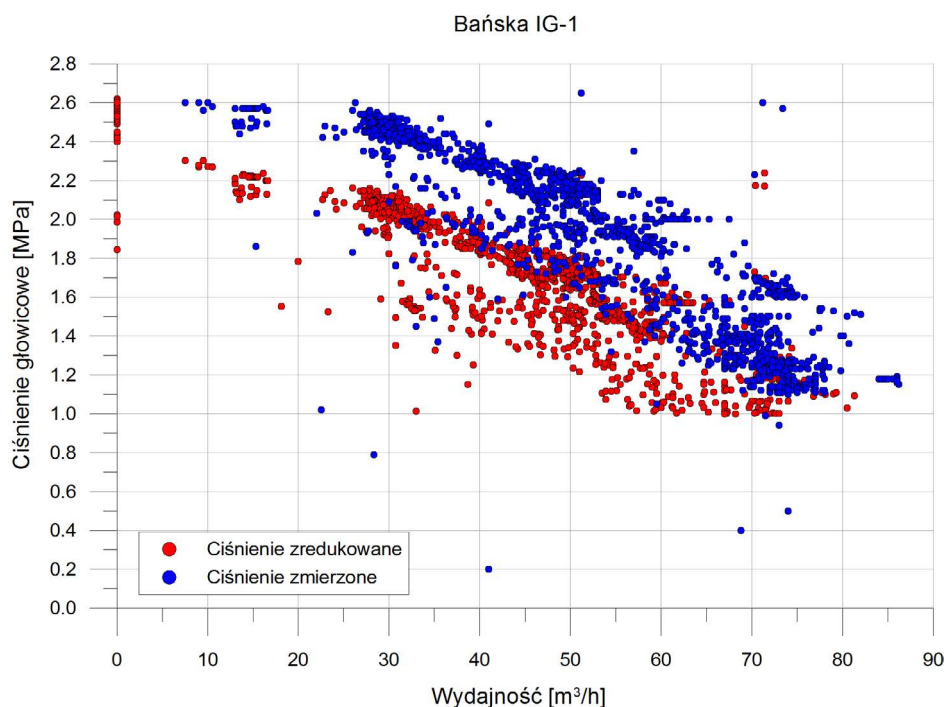
Otwory produkcyjne pracujące w OG Podhale 1 są otworami głębokimi (2,66–3,40 km), o dużych wydajnościach i wysokiej temperaturze ujmowanego poziomu zbiornikowego (82–88°C). Dla właściwej kalibracji modelu eksploatacyjnego niezbędna jest eliminacja wpływu wygrzewania otworów z obserwowanych wartości ciśnienia głowicowego. Procedura obliczeniowa opisana m.in. przez Kaweckiego (1995) oraz Bielca i Miecznika (2012) jest przedstawiona w załączniku A. Stosuje się pojęcie ciśnienia głowicowego zredukowanego – jest to ciśnienie na głowicy otworu produkcyjnego pomniejszone o przyrost ciśnienia związany z ekspansją objętościową wody w eksploatowanym otworze.

Dla pewnej granicznej wydajności i czasu eksploatacji otworu, dalsze zwiększanie poboru wody nie będzie skutkowało wzrostem temperatury rejestrowanej na głowicy. W efekcie wpływ termicznego wygrzewania otworu powyżej tej wartości nie będzie już wzrastał. W przypadku otworu Bańska IG-1 maksymalna różnica pomiędzy zarejestrowanym ciśnieniem głowicowym a ciśnieniem głowicowym zredukowanym wynosi 0,44 MPa i jest praktycznie stała dla wydajności powyżej 50 m³/h (rys. 3.4). Wyznaczone ciśnienie głowicowe w warunkach statycznych (otwór nieeksploatowany przez dłuższy czas) w otworze Bańska IG-1 wynosi około 2,40 MPa. W przypadku otworu Bańska PGP-1, maksymalna różnica pomiędzy rejestrowanym ciśnieniem głowicowym a ciśnieniem głowicowym zredukowanym wynosi 0,55 MPa i jest praktycznie stała dla wydajności powyżej 150 m³/h (rys. 3.5). Oszacowane ciśnienie głowicowe statyczne dla tego otworu wynosi około 2,4 MPa (por. rozdz. 4.4.4).

3.3.3. Kalibracja modelu eksploatacyjnego

Kalibracja modelu eksploatacyjnego została wykonana na podstawie rejestrowanych w latach 1996–2015 parametrów głowicowych otworów zlokalizowanych w OG Podhale 1. Otworem produkcyjnym o najwyższej wydajności jest otwór Bańska PGP-1, którego zatwierdzone zasoby eksploatacyjne wód geotermalnych wynoszą 550 m³/h, a pobór okresowo przekracza 450 m³/h. Otwór chłonny Biały Dunajec PGP-2 pozwala natomiast na zatłaczanie schłodzonych wód geotermalnych z wydajnością do 500 m³/h (Józefko i Kukuła 2013).

W historii monitoringu parametrów eksploatacyjnych otworu Bańska PGP-1 można wyróżnić moment, od którego zaczęto obserwować stopniowy spadek ciśnienia na głowicy otworu. Kluczowym okresem jest przełom lat 2007 i 2008, podczas którego zwiększono sumaryczną eksploatację otworów Bańska IG-1 – Bańska PGP-1 z poziomu około 400 m³/h do poziomu około 480 m³/h, natomiast w szczycie sezonu grzewczego w latach 2010–2013 sumaryczna wydajność z obu otworów wynosiła od 500 do 525 m³/h. Znaczący wzrost eksploatacji wód geotermalnych w OG Podhale 1 nastąpił pod koniec 2013 roku, kiedy do

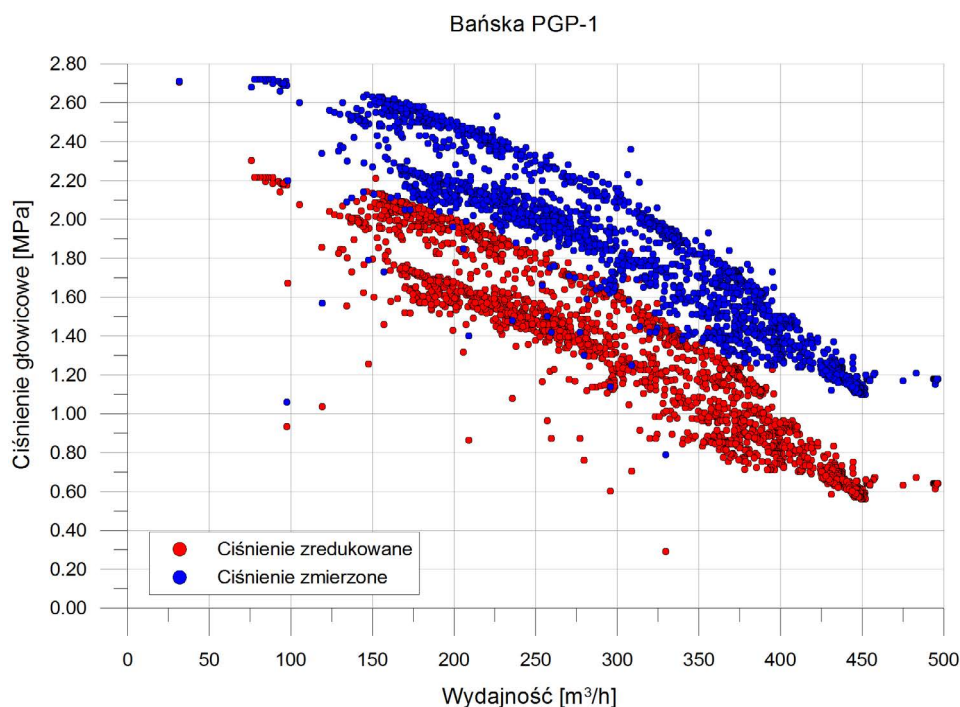


Rys. 3.4. Ciśnienie głowicowe rejestrowane oraz wyznaczone ciśnienie głowicowe zredukowane dla otworu produkcyjnego Bańska IG-1 (dane z lat 1996–2003 oraz 2006–2015) (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA)

Fig. 3.4. Wellhead pressure recorded and estimated reduced wellhead pressure for Bańska IG-1 well (data from 1996–2003 and 2006–2015) (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA)

sieci ciepłowniczej podłączono nowy otwór produkcyjny Bańska PGP-3 o zatwierdzonych zasobach eksploatacyjnych w ilości $290 \text{ m}^3/\text{h}$. W I kwartale 2015 roku łączny strumień wód geotermalnych wydobywanych trzema otworami w Bańskiej sięgał $750 \text{ m}^3/\text{h}$, podczas gdy zatłaczanie dubletem Białą Dunajec PGP-2 – Białą Dunajec PAN-1 dochodziło do $640 \text{ m}^3/\text{h}$. W grudniu 2008 roku nastąpiło uruchomienie Term Bukovina czerpiących wodę z otworu Bukovina Tatrzńska PIG-1, natomiast w czerwcu 2011 r. – Term Bania w Białce Tatrzańskiej, eksploatujących otwór Białka Tatrzańska GT-1. Oba ośrodki wydobywają wody geotermalne w systemie jednootworowym, tj. bez zatłaczania. Zwiększenie poboru wód w podhalańskim systemie geotermalnym, w szczególności w samym obszarze górniczym Podhale 1, odbiło się na obniżeniu ciśnienia złożowego, co można zaobserwować w rejestrowanym ciśnieniu głowicowym otworu Bańska PGP-1. Na rysunku 3.6 wyraźnie widać różnicę pomiędzy obserwowanym ciśnieniem (zredukowanym) na głowicy otworu Bańska PGP-1 przed 2008 oraz od 2008 roku.

Kalibracja hydrodynamiczna modelu wymaga określenia, jakie zmiany ciśnienia na głowicy otworu związane są z eksploatacją wody z poziomu wodonośnego, a jakie z nielinio-



Rys. 3.5. Ciśnienie głowicowe rejestrowane oraz wyznaczone ciśnienie głowicowe zredukowane dla otworu produkcyjnego Bańska PGP-1 (dane z lat 2001–2015) (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA)

Fig. 3.5. Wellhead pressure recorded and estimated reduced wellhead pressure for Bańska PGP-1 well (data from 2001–2015) (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA)

wymi oporami przepływu w strefie przyotworowej oraz w samej kolumnie rur okładzinowych. Dla otworów takich jak Bańska PGP-1 eksploatacja z wysoką wydajnością wiąże się z dużą prędkością przepływu cieczy w kolumnie rur okładzinowych, czego efektem najczęściej są wysokie opory przepływu, co przekłada się z kolei na stratę ciśnienia obserwowaną na głowicy otworu. Sama zaś depresja w złożu przy wysokiej przewodności hydraulicznej warstwy wodonośnej może stanowić niewielką część wahań ciśnienia obserwowanego na głowicy otworu.

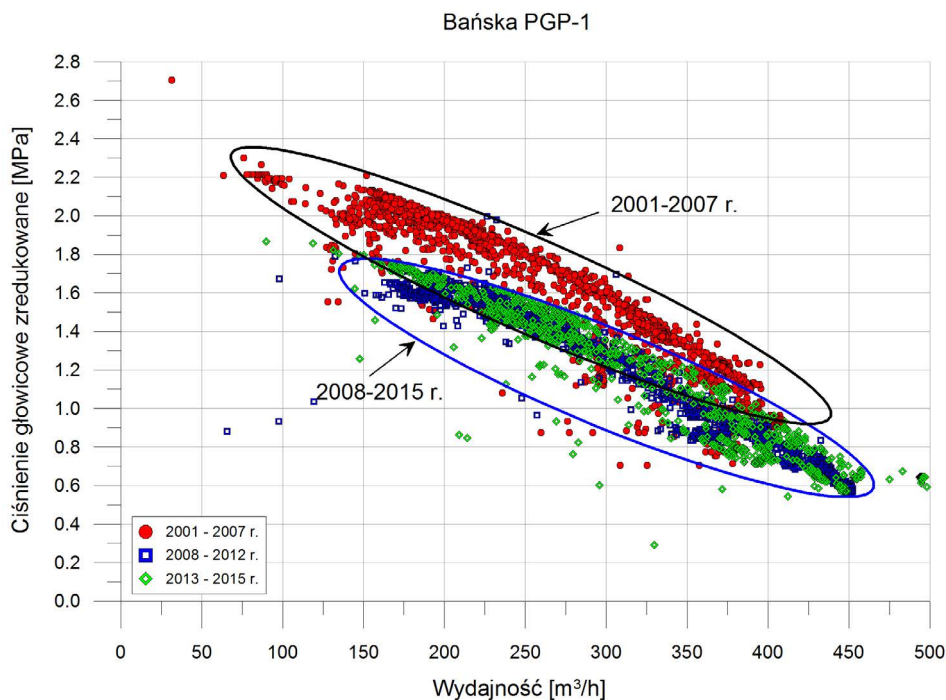
Powszechnie stosowanym przybliżeniem opisującym zmianę ciśnienia głowicowego jest równanie w formie wielomianu stopnia 2 (równanie 3.5) (Kapuściński i in. 1997):

$$p_{wh} = p_{wh,0} - BQ - CQ^2 \quad (3.5)$$

gdzie:

- p_{wh} – ciśnienie dynamiczne rejestrowane na głowicy otworu,
- $p_{wh,0}$ – ciśnienie statyczne na głowicy otworu,

- B – liniowy współczynnik strat ciśnienia w otworze i warstwie wodonośnej,
 C – nieliniowy współczynnik strat ciśnienia w otworze,
 Q – wydajność otworu.



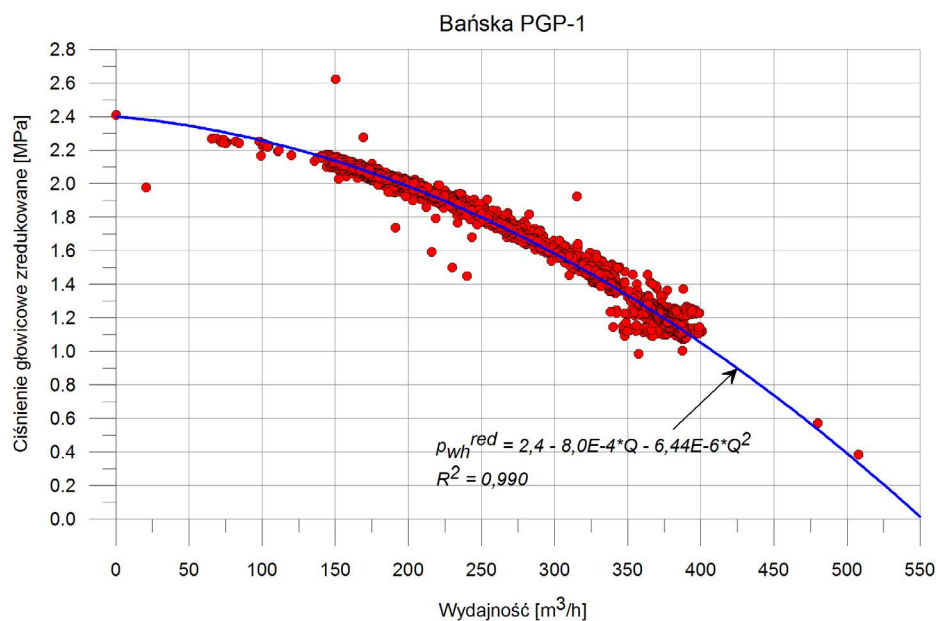
Rys. 3.6. Ciśnienie głowicowe zredukowane w różnych okresach eksploatacji otworu produkcyjnego Bańska PGP-1 (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA)

Fig. 3.6. Reduced wellhead pressure in different periods of exploitation of production well Bańska PGP-1 (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA)

W przyjętej konwencji w równaniu 3.5 współczynniki B i C przyjmują wartości nieujemne.

W okresie od października 2003 do października 2006 roku otwory Bańska PGP-1 oraz Białe Dunajce PGP-2 stanowiły jedyny aktywny dublet w obszarze górniczym Podhale 1. Otwory te posiadają zarazem odpowiednio najwyższe zdolności produkcyjne oraz chłonne. Zdecydowano więc, że kalibracja hydrodynamiczna modelu numerycznego zostanie oparta na symulacji pracy tych otworów. W powyższym trzyletnim okresie pracy tego dubletu pojawiły się pewne braki w zapisie pomiarów oraz nieliczne, wątpliwe wartości zapisane w książkach eksploatacji. W okresie od 7 kwietnia do 7 czerwca 2006 roku otwór Białe Dunajce pozostawał wyłączony (według zapisów w książce eksploatacji). W związku z powyższym oraz ze względu na czas trwania symulacji komputerowej, do kalibracji modelu wybrano okres od 1 stycznia 2004 do 6 kwietnia 2006 roku. Kalibrację poprzedzono

eliminacją efektu wygrzewania otworu z rejestrowanych wartości ciśnienia głowicowego w otworze Bańska PGP-1. Oszacowaną wartość ciśnienia zredukowanego na głowicy otworu przedstawiono w funkcji wydajności otworu (rys. 3.7). Do tak przedstawionych punktów pomiarowych dopasowano wielomian 2-stopnia zgodnie z równaniem (3.6) opisującym wartość zredukowanego ciśnienia na głowicy w funkcji wydajności:



Rys. 3.7. Dopasowanie wielomianu 2 stopnia do estymowanej wartości ciśnienia głowicowego zredukowanego w otworze Bańska PGP-1 dla danych pomiarowych z okresu VI 2004–XI 2006 r. (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA)

Fig. 3.7. Matching the 2nd degree polynomial to estimated reduced wellhead pressure in the Bańska PGP-1 well for production data from the period VI 2004–XI 2006 (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA)

$$p_{wh}^{red} = 2,4 - 8,0 \cdot 10^{-4} Q - 6,44 \cdot 10^{-6} Q^2 \quad (3.6)$$

gdzie: ciśnienie głowicowe zredukowane wyrażone jest w MPa, a wydajność otworu w m³/h.

Powyższe równanie wskazuje, że rzeczywiste ciśnienie statyczne na głowicy nieeksploatowanego otworu Bańska PGP-1 powinno wynosić 2,4 MPa. Z obliczeń przy zastosowaniu równania (3.6) wynika, że straty ciśnienia w kolumnie rur okładzinowych przewyższają depresję związaną z poborem wody z formacji wodonośnej przy wydajności 125 m³/h lub wyższej. Przy wydajności otworu wynoszącej 400 m³/h nieliniowe straty ciśnienia w otworze przewyższają depresję w warstwie wodonośnej ponad trzykrotnie.

Posiadając charakterystykę pracy otworu Bańska PGP-1 oraz eksploatowanej formacji wodonośnej, przystąpiono do kalibracji hydrodynamicznej modelu. W tym celu wykonano liczne symulacje pracy dubletu otworów Bańska PGP-1 – Biały Dunajec PGP-2 w okresie od stycznia 2004 do kwietnia 2006 roku. Po przeprowadzeniu kilkudziesięciu symulacji, w których poddawano zmianie wartość parametru przepuszczalności głównego horyzontu wodonośnego, udało się uzyskać bardzo dobrej jakości dopasowanie modelu numerycznego do przetworzonych wartości pomiarowych (rys. 3.8). Współczynnik determinacji R^2 przeprowadzonej kalibracji wynosi 0,988.

Wykonany model numeryczny reprezentuje złożę jednorodne, tj. takie, w którym dopływ płynu do otworu pochodzi w całości z ośrodka porowatego, w którym nie występują szczeliny lub przepływ wód systemem szczelin i uskokuw jest zanedbywalnie mały. W rzeczywistości – modelem, który w najlepszy sposób opisuje przepływ wód w podhalańskim systemie geotermalnym jest model złoża podwójnie porowatego (Nagy i in. 1999; Nagy i Długosz 2000). Model złoża o podwójnej porowatości można traktować jako zbiornik, w którym dopływ płynu do otworu pochodzi z dwóch jednorodnych ośrodków o różnej porowatości i przepuszczalności, które na siebie wzajemnie oddziałują (Kapuściński i in. 1997). Bezpośredni dopływ wody do otworu pochodzi z wysoko przepuszczalnych szczelin i spękań, podczas gdy matryca skalna o niskiej porowatości pełni rolę magazynu płynu złożowego. Określona drogą kalibracji modelu numerycznego przewodność hydrauliczna głównego poziomego zbiornikowego jest przewodnością w bezpośrednim sąsiedztwie otworów, natomiast interpretacja wyników próbnych pompowań – jeśli przyjąć jednorodny model złoża – nakłada wiele ograniczeń upraszczających fizyczny obraz formacji złożowej. W modelu takim zakłada się m.in.: warstwę jednorodną o nieskończonej rozciągłości, izolowaną w spągu i stropie przed przesiąkaniem, o stałej miąższości. Przyjmuje się ponadto, że otwór ujmuje całą miąższość horyzontu wodonośnego, wskutek czego dopływ do otworu jest płasko-radialny. Wyniki kalibracji hydrodynamicznej modelu numerycznego zestawiono i porównano z danymi archiwalnymi w tabeli 3.2.

Wyniki kalibracji modelu numerycznego są bardzo zbliżone do wyników otrzymanych w wyniku interpretacji testów interferencyjno-pulsacyjnych w latach 1996–1997. Wartości przewodności hydraulicznej oznaczonej obiema metodami są zasadniczo wyższe od wartości określonych w dokumentacjach hydrogeologicznych poszczególnych otworów. Znaczna różnica pomiędzy oszacowanymi parametrami hydraulicznymi występuje w przypadku otworu Bańska PGP-3. Krótka historia eksploatacji otworu Bańska PGP-3 (od listopada 2013 r.), interferencja pozostałych otworów produkcyjnych oraz praktycznie brak eksploatacji przy niskich wydajnościach (poniżej 80 m³/h) uniemożliwiły wiarygodną analizę zmian ciśnienia na głowicy tego otworu. W związku z tym otwór Bańska PGP-3 nie został uwzględniony w kalibracji modelu numerycznego. Ze względu na niewielką liczbę otworów nie podjęto również próby estymowania rozkładu przepuszczalności horyzontalnej w modelowanym obszarze górniczym Podhale 1. Jednakże samo porównanie wydajności jednostkowych otworów Bańska PGP-3 oraz Bańska PGP-1 w przeliczeniu na miąższość efektywną ujętych interwałów wskazuje na wyraźnie gorsze parametry zbiornikowe pierwszego z wymienionych otworów (odpowiednio 1,23 oraz 2,94 m³/(h·m)).

Tabela 3.2

Oszacowanie przewodności hydraulicznej w skalibrowanym modelu numerycznym

Table 3.2

Estimation of the transmissivity in a calibrated numerical model

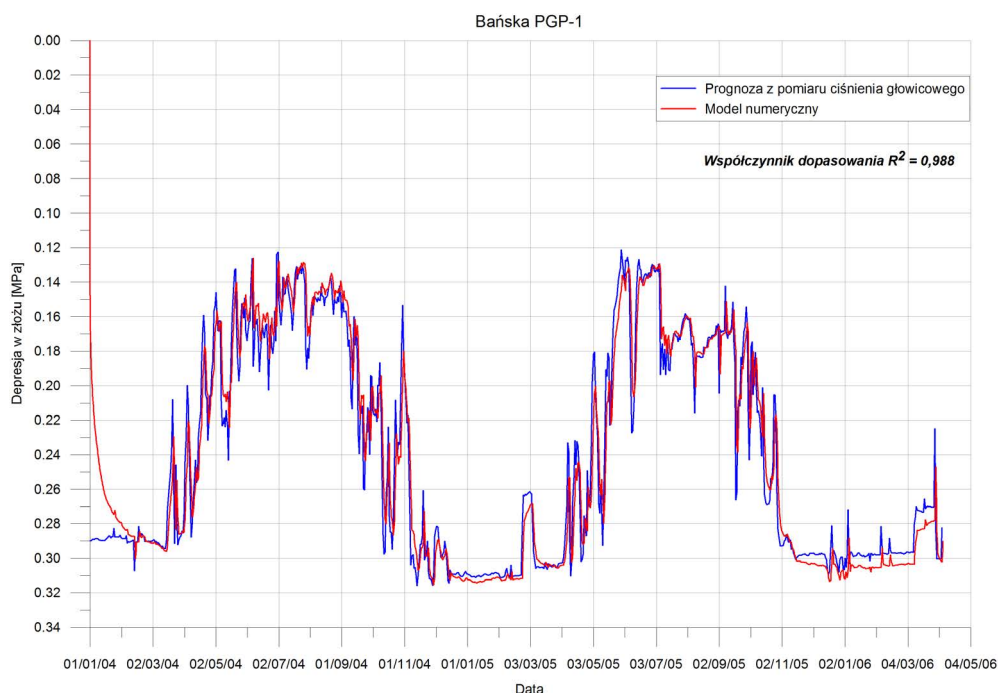
Otwór	Przewodność hydrauliczna określona w modelu numerycznym w bezpośrednim sąsiedztwie otworu	Przewodność hydrauliczna określona w dokumentacjach hydrogeologicznych	Przewodność hydraulicznego wg testów interferencyjno-pulsacyjnych w latach 1996–1997
	[D·m]		
Bańska IG-1	96,3	119	112 – model złoża jednorodnego 115 – model złoża podwójnie porowatego
Bańska PGP-1	211,3	172–183	221 – model złoża podwójnie porowatego
Bańska PGP-3	265,2	41,8	–
Biały Dunajec PAN-1	141,9	106,61 32,72	139 – model złoża jednorodnego
Biały Dunajec PGP-2	172,3	94	185 – model złoża jednorodnego

¹ Według dokumentacji z 1997 r.² Według dokumentacji z 2015 r., po rekonstrukcji otworu.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Chowaniec i in. 1997; Barbacki i in. 1998; Bujakowski i in. 2014b, 2015; Nagy i in. 1999.

3.4. Prognozowany rozkład temperatury w obszarze modelu

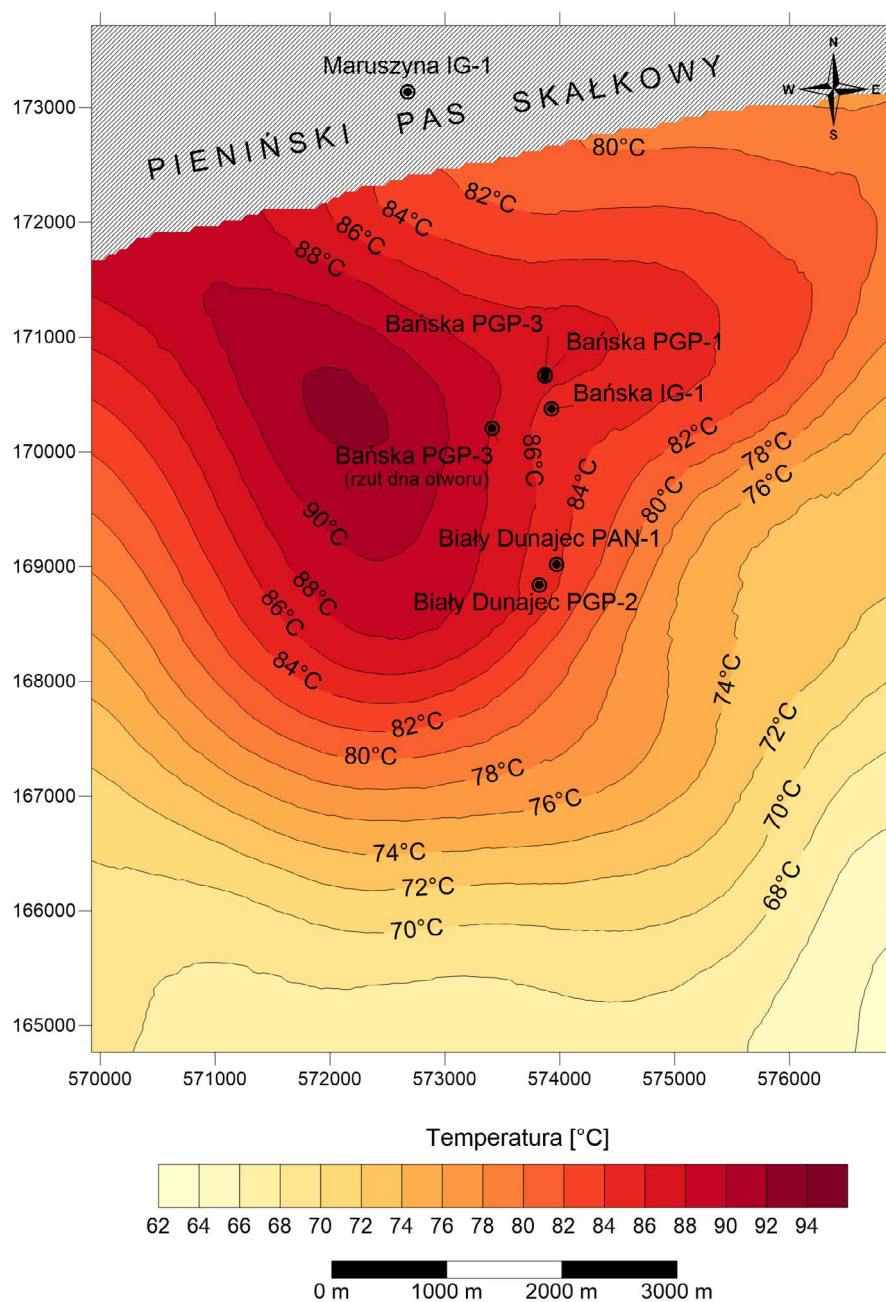
Kalibracja modelu, wynikiem której jest odtworzenie przypuszczalnego rozkładu temperatury w górotworze oraz ciśnienia i parametrów filtracyjnych w formacji wodonośnej, pozwoliła na pogłębienie dotychczasowej wiedzy o podhalańskim systemie geotermalnym. W stropie głównego zbiornika wód geotermalnych, tj. w stropie eocenu węglanowego można oczekiwać temperatur zbiornikowych w zakresie od 64–68°C na południowym krańcu modelowanego obszaru do 92–94°C w odległości około 1,5–2,0 km na zachód od otworów eksploatacyjnych w Bańskiej (rys. 3.9). Otrzymany rozkład temperatur jest związany z głębokością zalegania stropu formacji wodonośnej, obecnością uskoków o charakterze otwartym – odwzorowanymi w modelu poprzez zadanie wysokiej przepuszczalności pionowej oraz przyjętym rozkładem temperatury w stropie i spągu modelu. Biorąc pod uwagę głębokość zalegania stropu eocenu węglanowego, szczególnie korzystnie prezentuje się rejon Białego Dunajca, gdzie na głębokości około 2200 m (rzędna –1500 m n.p.m.) można spodziewać się wód o temperaturze rzędu 84–90°C (rys. 3.10a). Temperatur gó-



Rys. 3.8. Kalibracja modelu produkcyjnego dla dubletu Bańska PGP-1 – Biały Dunajec PGP-2 (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA)

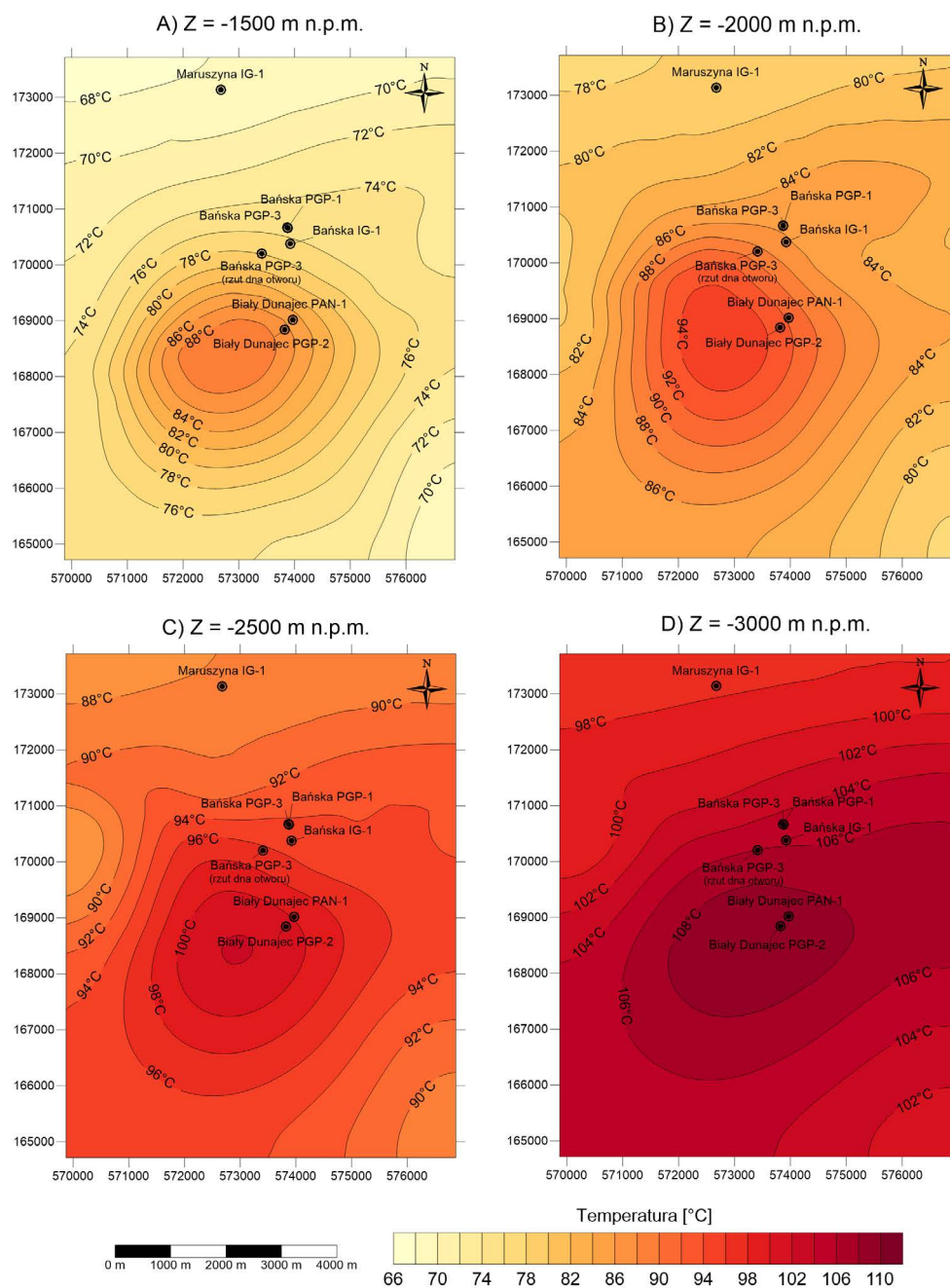
Fig. 3.8. Production model calibration for the Bańska PGP-1 – Biały Dunajec PGP-2 doublet (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA)

rotworu dochodzących do 92–94°C na głębokości około 2700 m (rzędna –2000 m n.p.m.) można oczekiwać w strefie znajdującej się około 1,5 km na zachód od otworów chłonnych w Białym Dunajcu (rys. 3.10b). Jest to przyspągowa część jednostki Białego Dunajca, której produktywność nie jest jednak dobrze rozpoznana. W rejonie Bańskiej, na głębokości około 3150–3200 m (rzędna 2500 m n.p.m.), gdzie zalega środkowy fragment jednostki Białego Dunajca, można oczekiwać temperatur górotworu rzędu 92–96°C (rys. 3.10c). Wydajność tego interwału jest słabo rozpoznana, choć wyniki testu *production log* w otworze Bańska PGP-1 wskazują na brak dopływu wód geotermalnych do otworu w przedziale od głębokości 3000 m do dna otworu (3242 m p.p.t.) (Barbacki i in. 1998). W strefie położonej około 2 km na zachód od otworów w Bańskiej, na głębokości około 3700 m (rzędna 3000 m n.p.m.) w spągu jednostki Białego Dunajca można oczekiwać temperatur górotworu około 100°C (rys. 3.10d).



Rys. 3.9. Prognozowany rozkład temperatury w stropie głównego poziomu wód geotermalnych w systemie podhalańskim (opracowanie własne)

Fig. 3.9. Forecasted temperature distribution in the top of the main geothermal aquifer in the podhale system (own work)



Rys. 3.10. Prognozowany rozkład temperatury w modelowanym obszarze na głębokości: a) 1500 m n.p.m., b) –2000 m n.p.m., c) –2500 m n.p.m., d) –3000 m n.p.m. (opracowanie własne)

Fig. 3.10. Forecasted temperature distribution in the modeled space at depth: a) 1500 m a.s.l., b) –2000 m a.s.l., c) –2500 m a.s.l., d) –3000 m a.s.l. (own work)

3.5. Symulacja kierunku naturalnego przepływu wód w jednostce Białego Dunajca

Kalibracja hydrodynamiczna modelu numerycznego pozwoliła na określenie rozkładu ciśnienia złożowego oraz estymacje parametrów filtracyjnych skał zbiornikowych w głównym poziomie wód geotermalnych. W konsekwencji możliwe jest określenie prędkości filtracji Darcy’ego wody w zbiorniku, zgodnie z równaniem:

$$v_D = -\frac{K}{\mu} \left(\frac{dp}{dl} \right) \quad (3.7)$$

gdzie:

- v_D – prędkość filtracji Darcy’ego,
- K – współczynnik przepuszczalności,
- l – długość,
- p – ciśnienie,
- μ – współczynnik lepkości dynamicznej.

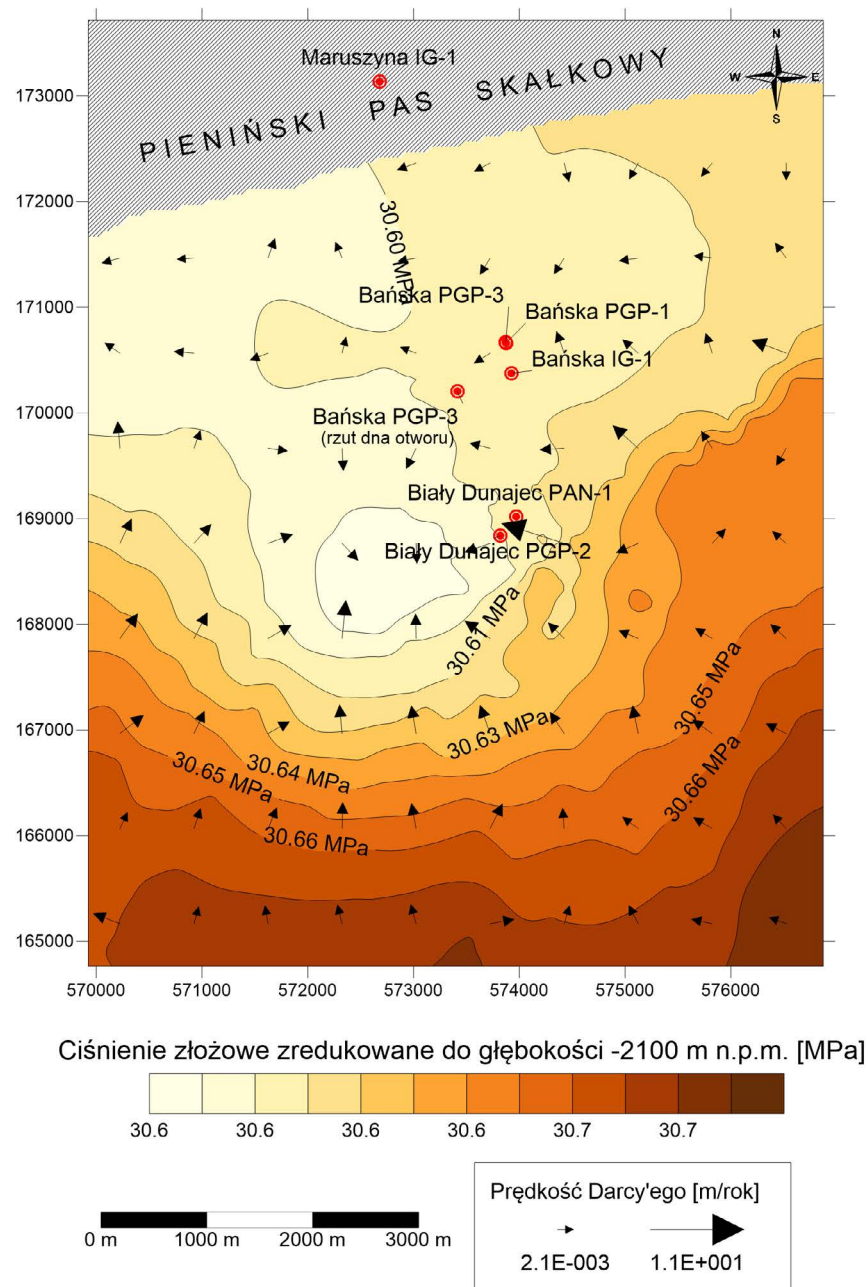
Znak minus w równaniu (3.7) oznacza, że wektor prędkości przepływu jest skierowany przeciwnie do wektora gradientu ciśnienia. Rzeczywista prędkość przepływu cieczy przez pory jest stosunkiem prędkości filtracji Darcy’ego i współczynnika porowatości – równanie (3.8):

$$v_w = \frac{v_D}{\phi} \quad (3.8)$$

gdzie:

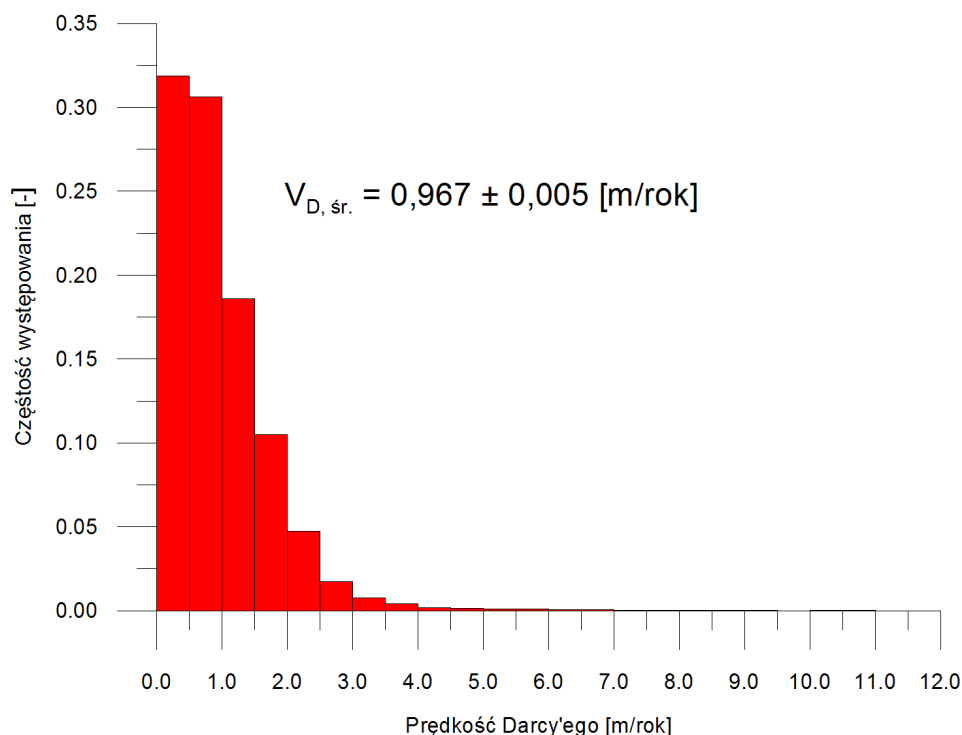
- v_w – prędkość filtracji płynu przez pory matrycy skalnej,
- ϕ – współczynnik porowatości.

Na rysunku 3.11 pokazany jest efekt kalibracji modelu w postaci rozkładu ciśnienia złożowego oraz prędkości filtracji Darcy’ego na rzędnej –2100 m n.p.m. Gradient ciśnienia w głównym poziomie wodonośnym jest rzędu 10–30 Pa/m, co odpowiada spadkowi hydraulicznemu od 1 do 3 m słupa wody na odcinku 1 km. Gradient ten jest niższy niż na mapach prezentowanych w innych opracowaniach (Chowaniec i in. 1997; Chowaniec i in. 2011), co w dużej mierze może zależeć od przyjętego w obliczeniach współczynnika lepkości dynamicznej. W modelu numerycznym będącym przedmiotem niniejszej pracy, wszystkie parametry wody są funkcją temperatury oraz ciśnienia i są wyznaczane dla wszystkich aktywnych komórek obliczeniowych podczas każdego kroku czasowego symulacji. Wyznaczona na podstawie gradientu ciśnienia prędkość Darcy’ego w zbiorniku jest w zakresie od poniżej 0,5 do około 3,5 m/rok, ze średnią prędkością około 1 m/rok (rys. 3.12). Obliczona średnia prędkość Darcy’ego jest zgodna z wynikami wcześniejszych opracowań innych autorów (Długosz i Nagy 1995; Długosz 1996). Wyższe wartości prędkości Darcy’ego (powyżej 4 m/rok) oszacowane przy pomocy histogramu (rys. 3.12) występują incydentalnie.



Rys. 3.11. Prognozowany rozkład ciśnienia zredukowanego do głębokości -2100 m n.p.m. w głównym poziomie wód geotermalnych (opracowanie własne)

Fig. 3.11. Forecasted distribution of reduced pressure in main geothermal aquifer at the depth of -2100 m a.s.l. (own work)



Rys. 3.12. Histogram rozkładu prędkości Darcy'ego w modelu stanu naturalnego w głównym horyzoncie wodonośnym (opracowanie własne)

Fig. 3.12. A histogram of Darcy's velocity in the main aquifer derived from the natural state model (own work)

3.6. Określenie ciśnienia zatłaczania wód geotermalnych o obniżonej temperaturze

Ewentualne wykorzystanie wody geotermalnej z OG Podhale 1 w układach ORC będzie skutkowało wzrostem strumienia wody zatłaczanej do złoża, a ponadto może spowodować dodatkowe obniżenie jej temperatury, co z kolei wywoła wzrost lepkości płynu. Spadek temperatury zatłaczanej wody może być rezultatem mieszania się wody geotermalnej powracającej z układu ciepłowniczego oraz z elektrowni ORC. Rezultatem obniżenia temperatury zatłaczania będzie wzrost mocy pomp tłoczących wodę do warstwy wodonośnej, w efekcie czego wzrosną nakłady energetyczne na pracę instalacji. W konsekwencji może dojść do sytuacji (mało prawdopodobnej), w której wzrost mocy brutto elektrowni ORC związany ze zwiększonym odbiorem ciepła z wód geotermalnych będzie niższy niż konieczność zwiększenia mocy pomp tłoczących schłodzony płyn do złoża. Ocena energetyczna takiego zjawiska jest zatem w pełni zasadna.

Zmianę ciśnienia zatłaczania można wprost wyprowadzić z równania Darcy'ego:

$$Q = - \frac{K}{A\mu} \frac{\Delta p}{\Delta l} \quad (3.9)$$

gdzie:

- Q – wydajność (strumień objętościowy),
- A – powierzchnia prostopadła do wektora prędkości zatłaczanej wody,
- K – przepuszczalność ośrodka,
- μ – współczynnik lepkości dynamicznej,
- Δp – przyrost ciśnienia związany z zatłaczaniem,
- Δl – odcinek, na którym następuje zmiana ciśnienia.

Parametry takie jak: K , A czy Δl w równaniu (3.9) są niezależne od temperatury zatłaczanej wody. Parametry Δp , μ oraz Q zmieniają się. Zmiana temperatury pociąga za sobą zmianę gęstości wody, a przez to zmienia się również strumień objętościowy, chociaż strumień masowy $\dot{m}$ pozostaje bez zmiany. Można więc zapisać równość, będącą przekształceniem równania Darcy'ego, dla sytuacji w której zatłaczane są 2 płyny o takim samym strumieniu masowym, ale o różnej temperaturze (równanie 3.10):

$$\frac{Q_1 \mu_1}{\Delta p_1} = \frac{Q_2 \mu_2}{\Delta p_2} \quad (3.10)$$

gdzie indeksy 1 i 2 oznaczają dwa różne stany termodynamiczne zatłaczanej cieczy.

Zależność pomiędzy strumieniem masowym a strumieniem objętościowym jest następująca:

$$Q = \frac{\dot{m}}{\rho} \quad (3.11)$$

Z połączenia równań 3.10 i 3.11 można wyprowadzić zależność:

$$\frac{\dot{m} \mu_1}{\rho_1 \Delta p_1} = \frac{\dot{m} \mu_2}{\rho_2 \Delta p_2} \quad (3.12)$$

Po przekształceniu równania (3.12) otrzymuje się równanie (3.13), wyrażające zależność pomiędzy ciśnieniem zatłaczania cieczy o temperaturze T_2 , znając ciśnienie zatłaczania w temperaturze T_1 .

$$\Delta p_2 = \Delta p_1 \frac{\rho_1}{\rho_2} \frac{\mu_2}{\mu_1} \quad (3.13)$$

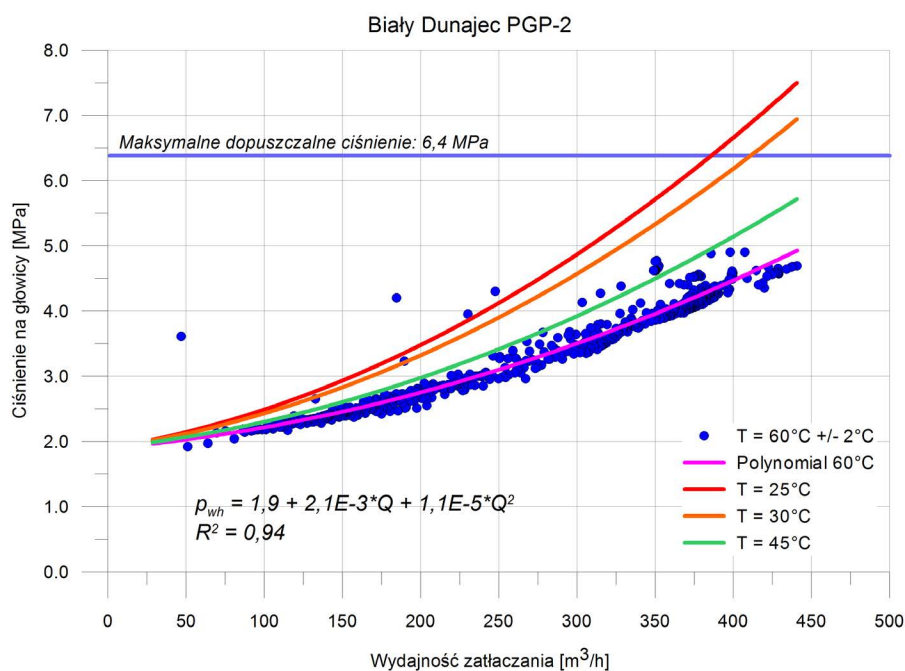
Ponieważ zmiana gęstości cieczy wraz ze zmianą temperatury jest znacznie mniejsza niż zmiana jej lepkości dynamicznej, równanie (3.13) można w uproszczonej postaci zapisać:

$$\Delta p_2 \approx \Delta p_1 \frac{\mu_2}{\mu_1} \quad (3.14)$$

Na rysunku 3.13 przedstawiono ciśnienie rejestrowane na głowicy otworu Biały Dunajec PGP-2 podczas zatłaczania wody o temperaturze $60^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$. Dane pomiarowe pochodzą z okresu 2008–2015. Analogiczny wykres dla otworu Biały Dunajec PAN-1 przedstawia rysunek 3.14. Do sporządzenia wykresu dla tego otworu wykorzystano dane z monitoringu z okresu następującego po pogłębieniu otworu w 2014 r. (od listopada 2014 do listopada 2015 r.). Podobnie jak w przypadku wydobywania wód, zależność ciśnienia głowicowego od wydajności zatłaczania przybiera postać wielomianu 2 stopnia, z tą różnicą, że współczynniki B i C zmieniają znak z ujemnego na dodatni. Analogicznie do równania (3.5) można zapisać równanie opisujące zmianę ciśnienia głowicowego związanego z zatłaczaniem:

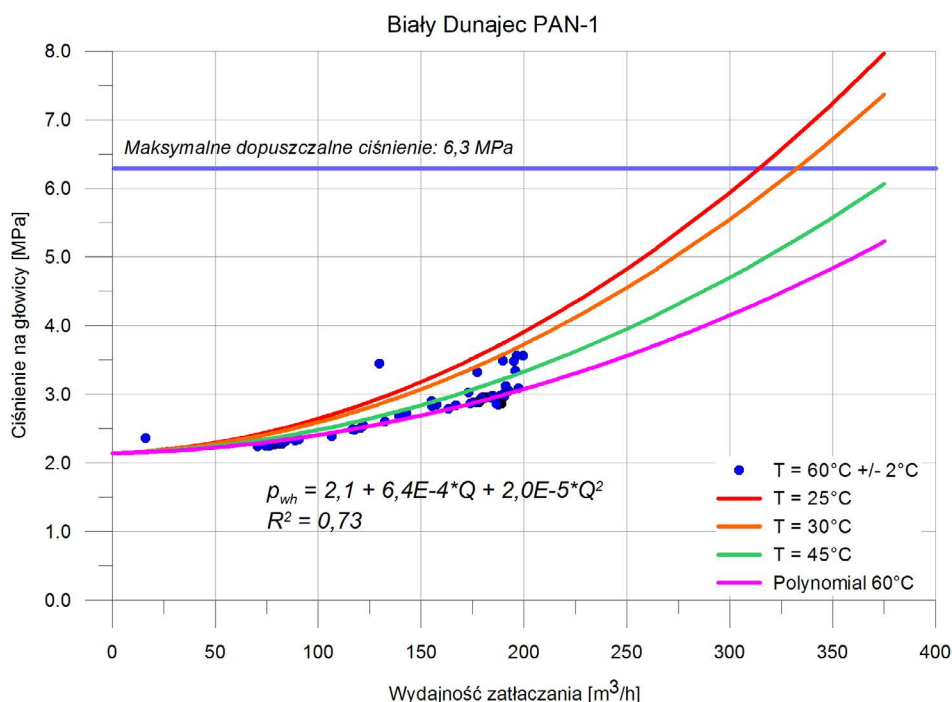
$$\Delta p = p_{wh} - p_{wh,0} = BQ + CQ^2 \quad (3.15)$$

gdzie współczynniki B i C mają takie same znaczenie jak w równaniu (3.5).



Rys. 3.13. Symulacja ciśnienia zatłaczania w funkcji temperatury wody geotermalnej na głowicy otworu Biały Dunajec PGP-2 (na podstawie danych monitoringu z okresu I 2008–XI 2015) (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA)

Fig. 3.13. Simulation of injection pressure as a function of geothermal water temperature on the wellhead of the Biały Dunajec PGP-2 borehole (based on monitoring data from the period of I 2008–XI 2015) (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA)



Rys. 3.14. Symulacja ciśnienia zatłaczania w funkcji temperatury wody geotermalnej na głowicy otworu Biały Dunajec PAN-1 (na podstawie danych monitoringu z okresu XI 2014–XI 2015) (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA)

Fig. 3.14. Simulation of injection pressure as a function of geothermal water temperature on the wellhead of the Biały Dunajec PAN-1 borehole (based on monitoring data from the period of XI 2014–XI 2015) (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA)

Podstawiając równanie (3.15) do równania (3.13), otrzymuje się zależność, która pozwala wyznaczyć ciśnienie zatłaczania schłodzonej wody geotermalnej o temperaturze innej od dotychczasowej:

$$p_{wh,2} = \Delta p_2 + p_{wh,0} = \Delta p_1 \frac{\rho_1}{\rho_2} \frac{\mu_2}{\mu_1} + p_{wh,0} = (BQ + CQ^2) \frac{\rho_1}{\rho_2} \frac{\mu_2}{\mu_1} + p_{wh,0} \quad (3.16)$$

Przykład:

Otwór chłonny: Biały Dunajec PGP-2

$T_1 = 60^\circ\text{C}$ (średnia temperatura obecnie zatłaczanych wód otworami w Białym Dunajcu),

$T_2 = 45^\circ\text{C}$ (przyjęty poziom schłodzenia wód w nowych warunkach),

$p = 26 \text{ MPa}$ (średnie ciśnienie wody w otworze Biały Dunajec PGP-2 w interwale zatłaczania),

$\rho_1 (T_1 = 60^\circ\text{C}, p = 26 \text{ MPa}) = 994,2 \text{ kg/m}^3$,

$$\begin{aligned}
\rho_2 (T_2 = 45^\circ\text{C}, p = 26 \text{ MPa}) &= 1001,2 \text{ kg/m}^3, \\
\mu_1 (T_1 = 60^\circ\text{C}, p = 26 \text{ MPa}) &= 4,72 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}, \\
\mu_2 (T_2 = 45^\circ\text{C}, p = 26 \text{ MPa}) &= 6,00 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}, \\
Q &= 500 \text{ m}^3/\text{h} = 0,139 \text{ m}^3/\text{s}, \\
B &= 2,1 \cdot 10^{-3} \text{ kg}/(\text{m}^4\cdot\text{s}) \text{ (z dopasowania na rys. 3.13)}, \\
C &= 1,1 \cdot 10^{-5} \text{ kg}/\text{m}^7 \text{ (z dopasowania na rys. 3.13)}, \\
\eta_p &= 0,75 \text{ (sprawność izentropowa pompy)}.
\end{aligned}$$

Różnicę w mocy pompy ΔP_p zatłaczającej wodę do złoża z wydajnością $Q = 500 \text{ m}^3/\text{h}$ (zdolności chłonne otworu Biały Dunajec PGP-2) o temperaturze $T_1 = 60^\circ\text{C}$ i temperaturze $T_2 = 45^\circ\text{C}$ można obliczyć z poniższej równości:

$$\Delta P_p = \frac{Q \Delta p}{\eta_p} = \frac{Q(p_{wh,2} - p_{wh,1})}{\eta_p} \quad (3.17)$$

gdzie:

- $p_{wh,2}$ – ciśnienie na głowicy otworu podczas zatłaczania wody o temperaturze T_2 ,
- $p_{wh,1}$ – ciśnienie na głowicy otworu podczas zatłaczania wody o temperaturze T_1 .

Różnica ciśnienia pomiędzy zatłaczaniem strumienia $500 \text{ m}^3/\text{h}$ wody o temperaturach 60°C i 45°C jest następująca:

$$\begin{aligned}
\Delta p &= p_{wh,2} - p_{wh,1} = (BQ + CQ^2) \frac{\rho_1 \mu_2}{\rho_2 \mu_1} + p_{wh,0} - (p_{wh,0} + BQ + CQ^2) = \\
&= (BQ + CQ^2) \left(\frac{\rho_1 \mu_2}{\rho_2 \mu_1} - 1 \right) = \left(2,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{m}^4 \cdot \text{s}} \cdot 500 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} + 1,1 \cdot 10^{-5} \frac{\text{kg}}{\text{m}^7} \cdot \left(500 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right)^2 \right) \cdot \\
&\quad \cdot \left(\frac{994,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 6,00 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}}{1001,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 4,72 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}} - 1 \right) \cdot 10^6 = 1,0 \text{ MPa}
\end{aligned} \quad (3.18)$$

Podstawiając wynik z równania (3.18) do równania (3.17), otrzymuje się ilość dodatkowej mocy, jaką należałoby dostarczyć pompom zatłaczającym schłodzoną wodę o temperaturze 45°C :

$$\Delta P_p = \frac{Q \Delta p}{\eta_p} = \frac{0,139 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 0,997 \cdot 10^6 \text{ Pa}}{0,75} = 184,7 \text{ kW} \quad (3.19)$$

Słowo komentarza: w równaniu (3.18) wartość strumienia wyrażono w m^3/h , ponieważ współczynniki wielomianu z równania (3.15) zostały dopasowane do strumienia wyrażone-

go w tych właśnie jednostkach (wykres na rys. 3.13, w którym oś odciętych byłaby wyrażona w m^3/s byłby mało intuicyjny). W równaniu (3.19) konieczne jest natomiast wyrażenie strumienia w m^3/s , w celu zachowania zgodności jednostek.

4. Pochodzenie i zagospodarowanie energii geotermalnej na świecie

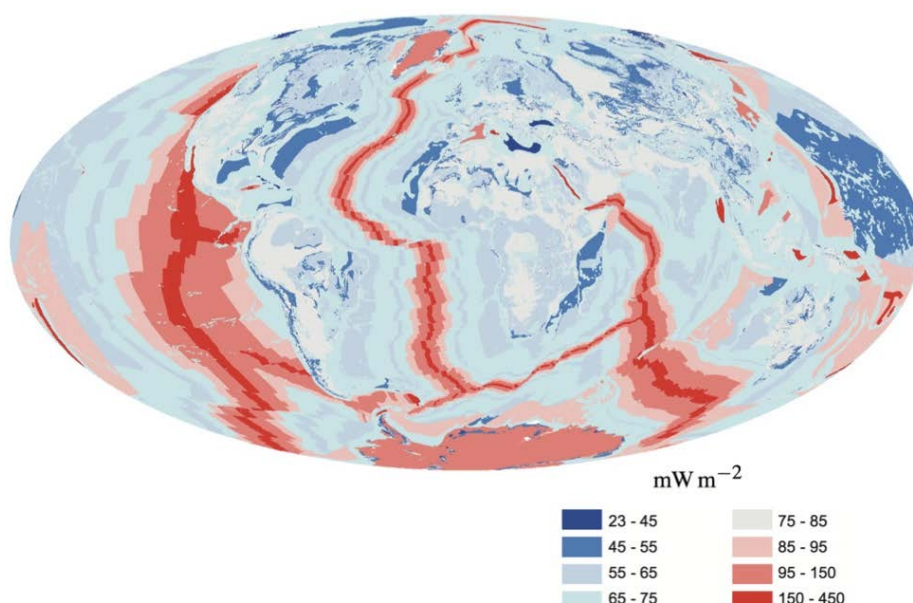
4.1. Pochodzenie i przestrzenne zróżnicowanie zasobów geotermicznych w litosferze ziemskiej

Energia geotermalna jest ciepłem generowanym i zgromadzonym w strukturze Ziemi. Jest uważana za odnawialne źródło energii, ponieważ jej zasób w ilości około $1,26 \cdot 10^{31}$ J (z czego szacuje się, że około $5,4 \cdot 10^{27}$ J jest zawarte w skorupie ziemskiej; Dickson i Fannelli 2004) wielokrotnie przekracza światowe zapotrzebowanie na energię pierwotną, wynoszące w ciągu roku około $5,67 \cdot 10^{20}$ J (IEA 2015).

Głównym źródłem energii geotermalnej jest rozpad izotopów promieniotwórczych U^{238} , U^{235} , Th^{232} , K^{40} w skorupie ziemskiej oraz ciepło pochodzące z energii wyemitowanej w trakcie akrecji Ziemi. Źródłem ciepła, choć w mniejszej skali, jest również ciepło przemian fazowych i reakcji chemicznych oraz przypuszczalnie ciepło generowane wskutek tarcia przez pływy morskie. Ciepło to, wskutek różnicy temperatur pomiędzy wewnętrznymi warstwami planety jest transportowane od jądra w kierunku powierzchni. Całkowita moc cieplna (czyli strumień ciepła) emitowana z wnętrza Ziemi ku powierzchni wynosi około 47 ± 2 TW (Davies J.H. i Davies D.R. 2010). Dzieląc tę wartość przez powierzchnię Ziemi wynoszącą około $510 \cdot 10^{12}$ m², otrzymuje się średnią gęstość powierzchniowego strumienia cieplnego, równą około 92 mW/m².

Jak podają Davies J.H. i Davies D.R. (2010), gęstość strumienia cieplnego jest globalnie bardzo zróżnicowana (rys. 4.1). W obszarach młodych oceanów, tj. w strefach ekspansji dna oceanicznego w rejonach grzbietów śródoceanicznych, średnia gęstość strumienia cieplnego wynosi około 128 mW/m², podczas gdy w obszarze płyt kontynentalnych – około 70,9 mW/m². Zarówno w obszarze młodych płyt oceanicznych, jak i płyt kontynentalnych znajdują się rejon o znacznie podwyższonej gęstości powierzchniowego strumienia ciepła, przekraczając w przypadku rejonów grzbietów śródoceanicznych wartość 300 mW/m², natomiast w przypadku obszarów kontynentalnych 100 mW/m² (Davies J.H. i Davies D.R. 2010; Hurtig 1995).

Gęstość powierzchniowego strumienia cieplnego na obszarze Polski zmienia się w zakresie od około 40 mW/m² na obszarze platformy wschodnioeuropejskiej w północno-wschodniej części kraju do około 90–100 mW/m² na obszarze monokliny przedsudeckiej i synklinorium szczecińsko-gorzowskiego (Szewczyk i Gientka 2009; rys. 4.2). Na obszarze Podhala gęstość powierzchniowego strumienia cieplnego wynosi około 55–60 mW/m² (Sroka 1991).



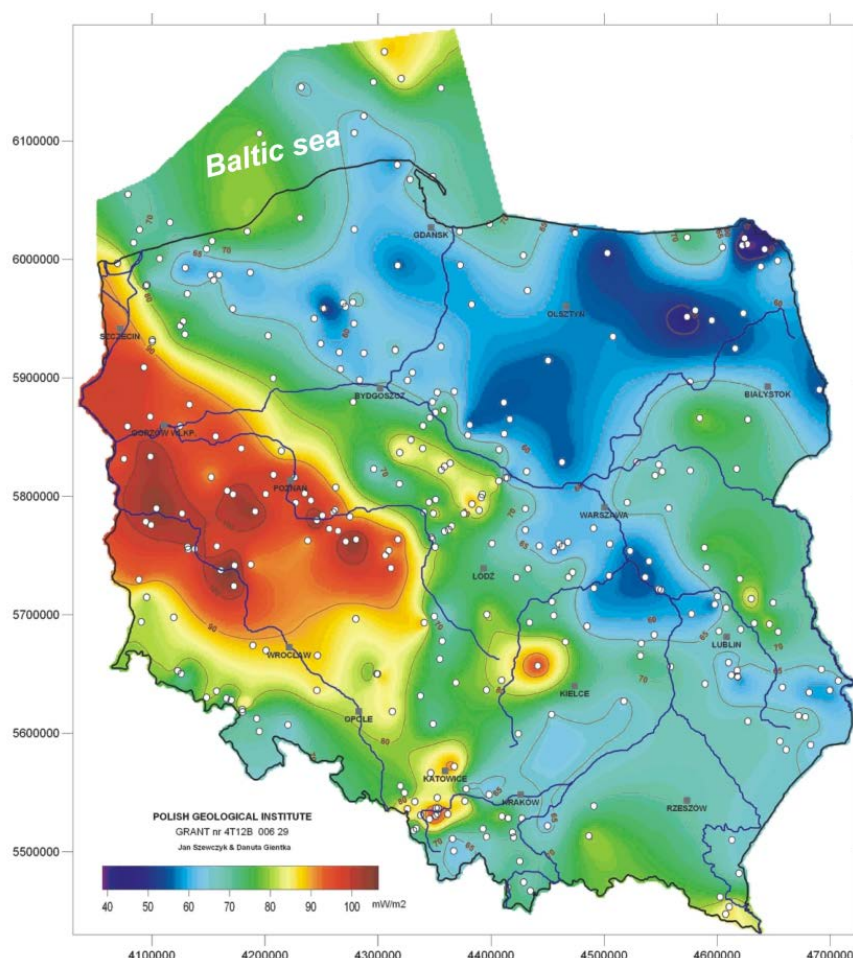
Rys. 4.1. Mapa globalnego zróżnicowania gęstości powierzchniowego strumienia ciepła (Davies J.H. i Davies D.R. 2010)

Fig. 4.1. Map of terrestrial heat flux density (Davies J.H. & Davies D.R. 2010)

4.2. Energetyczne wykorzystanie wód geotermalnych

4.2.1. Wytwarzanie energii elektrycznej

Zróżnicowanie geologiczne oraz termiczne skorupy ziemskiej powoduje występowanie stref szczególnie korzystnych do produkcji energii elektrycznej z zasobów geotermalnych. Strefy te związane są przede wszystkim z rejonami aktywności tektonicznej i wulkanicznej. Obszary takie są predysponowane do wytwarzania energii elektrycznej w klasycznych elektrowniach geotermalnych na suchą parę lub parę powstałą w wyniku rozprężenia dwufazowego płynu geotermalnego w elektrowniach typu *flash*. W rejonach występowania odpowiednio wysokich temperatur eksploatacyjnych (w zakresie od około 80 do około 180°C; Quoilin i in. 2013) możliwa jest generacja energii elektrycznej z wykorzystaniem pośredniego czynnika roboczego, o temperaturze wrzenia niższej od temperatury wydobywanego płynu geotermalnego. Elektrownia tego rodzaju, ze względu na występowanie dwóch obiegów różnych płynów niemiesających się wzajemnie, nazywana jest elektrownią binarną. W przypadku występowania wód o temperaturze minimum 240°C możliwa jest generacja energii elektrycznej w układach hybrydowych (DiPippo 2005). Według DiPippo, w roku 2011 istniało 47 jednostek łączących elektrownię z rozprężaniem jedno- lub dwustopnio-

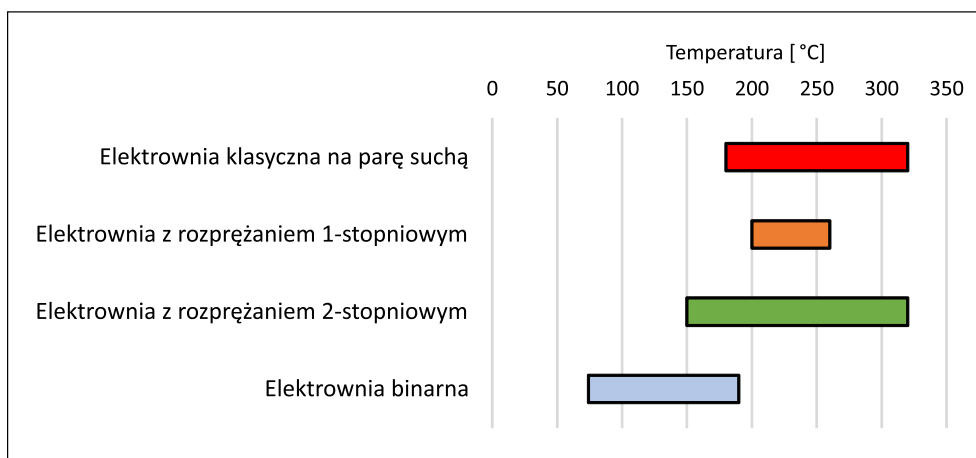


Rys. 4.2. Mapa gęstości powierzchniowego strumienia ciepła na obszarze Polski (Szewczyk i Gientka 2009)

Fig. 4.2. Map of heat flux density on the territory of Poland (Szewczyk & Gientka 2009)

wym (ang. *single-flash*, *double-flash*) z elektrownią binarną (DiPippo 2012). W takim układzie technologicznym woda lub solanka po oddzieleniu w separatorze cyklonowym z płynu dwufazowego stanowi źródło ciepła dla obiegu binarnego, natomiast sucha para jest rozprężana w turbinie, tak jak w klasycznej elektrowni geotermalnej na suchą parę. Na rysunku 4.3 przedstawiono możliwość generacji energii elektrycznej w różnego typu elektrowniach geotermalnych w zależności od temperatury wydobywanego płynu (cieczy, płynu dwufazowego lub suchej pary). Istotniejszym kryterium od samej temperatury jest jednak entalpia właściwa płynu będącego źródłem energii. Przykładowo: woda o temperaturze 100°C posiada entalpię właściwą równą 419,2 kJ/kg, podczas gdy para wodna o tej samej temperaturze posiada entalpię 2676 kJ/kg, tj. przeszło sześciokrotnie wyższą. Z tego względu – przez

analogię do rysunku 4.3, podano również obszar zastosowania technologii produkcji energii elektrycznej w odniesieniu do entalpii właściwej wydobywanego płynu (rys. 4.4). W obu przypadkach granica stosowalności danej technologii nie jest jednoznacznie i trwale określona. Kluczowymi czynnikami „utrudniającymi” tworzenie takich klasyfikacji są m.in.: temperatura i rodzaj medium chłodzącego skraplacz (wpływa bezpośrednio na sprawność oraz moc netto elektrowni) oraz stan skupienia i skład chemiczny wydobywanego płynu geotermalnego (agresywność chemiczna, możliwość zatłoczenia lub utylizacji płynu po odzyskaniu energii).

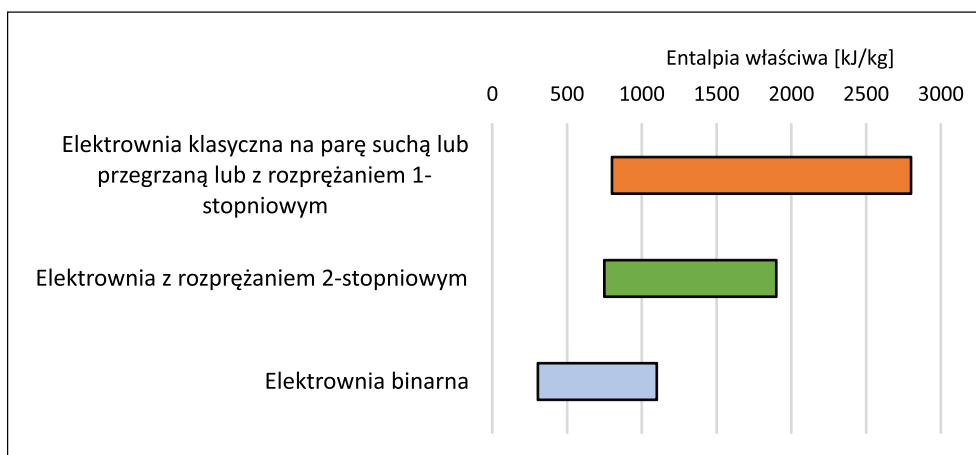


Rys. 4.3. Orientacyjny zakres stosowania technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach geotermalnych w zależności od temperatury płynu geotermalnego (opracowanie własne na podstawie DiPippo 2005; Bertani 2005; Zarrouk i Moon 2014)

Fig. 4.3. Indicative scope of application of geothermal power generation technology depending on geothermal fluid temperature (own work based on DiPippo 2005; Bertani 2005; Zarrouk & Moon 2014)

Jak podaje Bertani (2015), całkowita moc elektrowni geotermalnych wszystkich rodzajów na koniec 2015 roku wyniosła 12 729 MW. W stosunku do 2010 roku jest to przyrost o 16,8%. Ilość energii wyprodukowana w elektrowniach geotermalnych w 2015 roku wyniosła 73 689 GWh, co stanowi wzrost o 9,7% względem 2010 roku. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy bez podziału na technologię wyniósł zatem w 2015 roku około 66%. Krajem o najwyższej łącznej mocy zainstalowanej są Stany Zjednoczone Ameryki (3450 MW), a następnie Filipiny (1870 MW) i Indonezja (1340 MW). W Europie liderem ze względu na moc zainstalowaną w elektrowniach geotermalnych (prawie w całości na parę suchą) są Włochy (916 MW).

Najwięcej jednostek wytwórczych stanowią elektrownie binarne (w zdecydowanej większości wykorzystujące organiczny cykl Rankine’a), które przedstawiają blisko połowę wszystkich zainstalowanych jednostek wytwórczych (46,1%; Bertani 2015). Ze względu na



Rys. 4.4. Orientacyjny zakres stosowania technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach geotermalnych w zależności od entalpii płynu geotermalnego (Zarrouk i Moon 2014)

Fig. 4.4. Indicative scope of application of geothermal power generation technology depending on geothermal fluid enthalpy (Zarrouk & Moon 2014)

zakres entalpii, jakim charakteryzują się płyny złożowe wykorzystywane w układach ORC, moc zainstalowana w tego rodzaju jednostkach stanowi zaledwie 13,7% całkowitej mocy wszystkich elektrowni geotermalnych (tab. 4.1). Średnia moc zainstalowana w jednostkach binarnych wynosi około 6,2 MW, natomiast roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 31 GWh. Średnia moc zainstalowana w jednostkach z rozprężaniem jedno- lub dwustopniowym oraz na suchą parę wodną wynosi od 30,7 do 45,4 MW, a roczna produkcja energii elektrycznej – od 179 do 253 GWh (Bertani 2015).

4.2.2. Bezpośrednie wykorzystanie energii cieplnej

W obszarach leżących poza strefami wzmożonej aktywności wulkanicznej czy też tektonicznej, charakteryzujących się typową dla obszarów kontynentalnych gęstością strumienia ciepła (około 70 mW/m^2), w których produkcja energii elektrycznej ze względu na niską entalpię płynów złożowych jest zazwyczaj nieopłacalna ekonomicznie możliwe jest pozyskiwanie energii geotermalnej dla celów grzewczych. Ciepło geotermalne może być także produkowane w skojarzeniu z energią elektryczną, czego przykładem są elektrociepłownie geotermalne z rozprężaniem płynu dwufazowego. Ciecz oddzielona od fazy gazowej stanowi źródło ciepła możliwego do bezpośredniego zagospodarowania.

Całkowita moc zainstalowana na koniec 2014 roku w układach bezpośrednio wykorzystujących ciepło geotermalne wyniosła globalnie 70,89 GW, natomiast roczna produkcja energii cieplnej sięgnęła 592,6 PJ (Lund i Boyd 2016). Przyrost mocy względem 2010 roku wyniósł 46,2% (7,9% rok do roku), natomiast wykorzystanie ciepła geotermalnego wzrosło w tym okresie o 39,8% (6,9% rok do roku). Największymi producentami ciepła geotermal-

Tabela 4.1

Zestawienie liczby jednostek, mocy całkowitej oraz średniej mocy zainstalowanej w elektrowniach geotermalnych na świecie w podziale na technologie

Table 4.1

Total number of units, total and average installed capacity in geothermal power plants in the world broken down by technology

Typ elektrowni	Moc zainstalowana [MW]	Udział w całkowitej mocy zainstalowanej [%]	Liczba jednostek [-]	Udział w całkowitej liczbie jednostek [%]	Średnia moc zainstalowana [MW]
Elektrownie klasyczne na parę suchą	2863	22,7	63	10,4	45,4
Elektrownie z rozprężaniem 1-stopniowym	5216	41,3	170	28,1	30,7
Elektrownie z rozprężaniem 2-stopniowym	2435	19,3	67	11,1	36,3
Elektrownie z rozprężaniem 3-stopniowym	262	2,1	3	0,5	87,3
Elektrownie binarne	1726	13,7	279	46,1	6,2
Elektrownie przeciwpiężne	125	1,0	22	3,6	5,7
Elektrownie hybrydowe	2	0,0	1	0,2	2,0
SUMA	12 629	100	605	100	20,9

Źródło: Bertani 2015.

nego są kraje Azji i Europy, których łączny udział w światowym rynku wyniósł 80% (odpowiednio 260,2 i 214,1 PJ). Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy zmieniał się w zakresie od 15,2% w Ameryce Północnej do 63,4% w Ameryce Centralnej i na Karaibach (średnio w skali globalnej – 26,5%). W Europie średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy wyniósł w 2014 roku 27,3% (Lund i Boyd 2016), z czego w Polsce 30,0% (Kępińska 2016). Na podstawie powyższych danych można stwierdzić, że w strefach o klimacie umiarkowanym energia geotermalna jest wykorzystywana przede wszystkim do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych oraz innych obiektów charakteryzujących się zapotrzebowaniem na ciepło uzależnionym od sezonowych zmian temperatury powietrza. Potwierdzeniem tego są dane statystyczne prezentowane przez Lunda i Boyd (2016). W całkowitej strukturze mocy zainstalowanej na świecie w 2014 roku, blisko 71% stanowił udział sprężarkowych pomp ciepła, 10,7% ciepła geotermalnego było wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń (tzw. głęboka geotermia), natomiast 12,9% mocy zainstalowanej służyło zapewnieniu ciepła „użytkowego” w ośrodkach rekreacyjnych i balneoterapeutycznych. Znacznie mniejszy udział (około 4%) w wykorzystaniu ciepła geotermalnego miały obiekty związane z rolnictwem (szklarnie, akwakultury oraz suszarnie produktów rolniczych).

5. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej w systemach geotermalnych wykorzystujących organiczny cykl Rankine’a – wprowadzenie

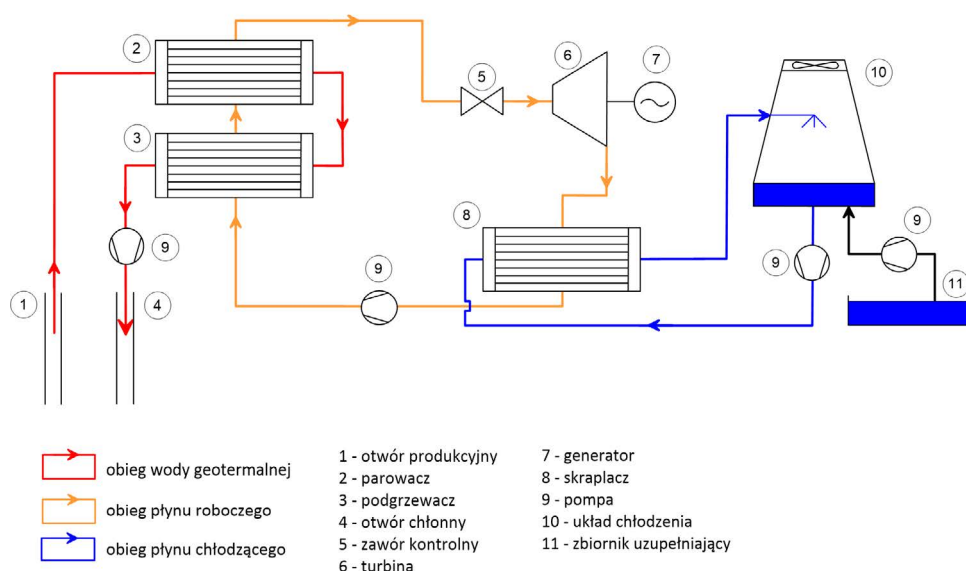
5.1. Geotermalne elektrownie binarne typu ORC

W organicznym cyklu Rankine’a (ang. *Organic Rankine Cycle*, ORC) czynnikiem roboczym zamiast wody jest najczęściej czynnik ziębny z grupy węglowodorów lub wodorofluorowęglowodorów (szerzej o kryteriach doboru czynnika roboczego w rozdz. 6.3). Czynnik taki charakteryzuje się temperaturą wrzenia znacznie niższą od temperatury źródła ciepła, dzięki czemu możliwe jest wytworzenie pary o ciśnieniu umożliwiającym pracę turbiny. W elektrowniach geotermalnych wykorzystujących organiczny cykl Rankine’a, źródło ciepła oraz czynnik roboczy krążą w dwóch niezależnych obiegach, pomiędzy którymi nie następuje wymiana masy, a transfer energii ma miejsce wyłącznie w wymiennikach ciepła.

Organiczny cykl Rankine’a jest najpowszechniej stosowaną technologią wytwarzania energii elektrycznej dla źródeł ciepła o niskiej i średniej entalpii (dla wód geotermalnych od około 330 do około 1000 kJ/kg; rys. 4.4). Źródłem tym może być m.in. woda geotermalna, ciepło odpadowe z procesów przemysłowych bądź spalania paliw kopalnych, ciepło odpadowe z bezpośredniego spalania biogazu, biomasy stałej oraz produktów jej gazyfikacji lub ciepło powstałe w wyniku skupiania energii słonecznej przez kolektory paraboliczne (Velez i in. 2012).

Źródłem ciepła w geotermalnej elektrowni binarnej typu ORC jest płyn wydobywany otworem produkcyjnym (najczęściej w fazie ciekłej) o temperaturze na wypływie od około 80 do 180°C (Heberle i in. 2011) z tym, że elektrownie geotermalne o temperaturze źródła ciepła poniżej 100°C są nieliczne (Zarrouk i Moon 2014). Woda geotermalna oddaje ciepło czynnikowi roboczemu w wymiennikach ciepła: parowaczu oraz podgrzewaczu, po czym ochłodzona jest zatłaczana z powrotem do zbiornika geotermalnego. Odparowany płyn roboczy o odpowiednio wysokim ciśnieniu i jakości (para sucha nasycona) rozpręża się w turbinie, która napędza generator wytwarzający prąd przemienny. Rozprężenie pary w turbinie powoduje spadek jej temperatury oraz ciśnienia i w zależności od charakterystyki płynu roboczego może być parą suchą lub parą mokrą (w drugim przypadku jest to zjawisko niepożądane). W skraplaczu następuje kondensacja fazy gazowej, po czym w pompie zasilają-

cej następuje podniesienie ciśnienia cieczy roboczej i dostarczenie jej do podgrzewacza, po czym cykl zaczyna się na nowo (rys. 5.1).

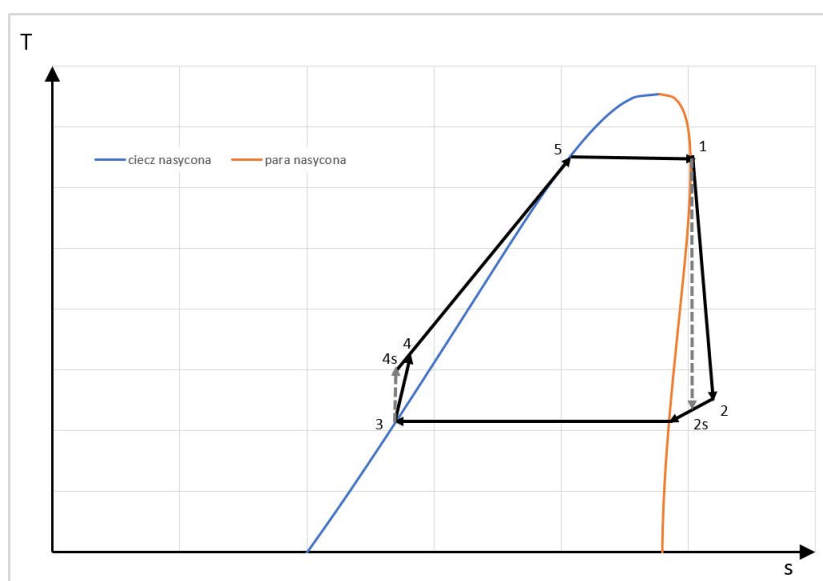


Rys. 5.1. Uproszczony schemat podstawowej elektrowni binarnej typu ORC z wykorzystaniem wody geotermalnej jako źródła ciepła (opracowanie własne)

Fig. 5.1. Simplified diagram of the ORC binary power plant using geothermal water as heat source (own work)

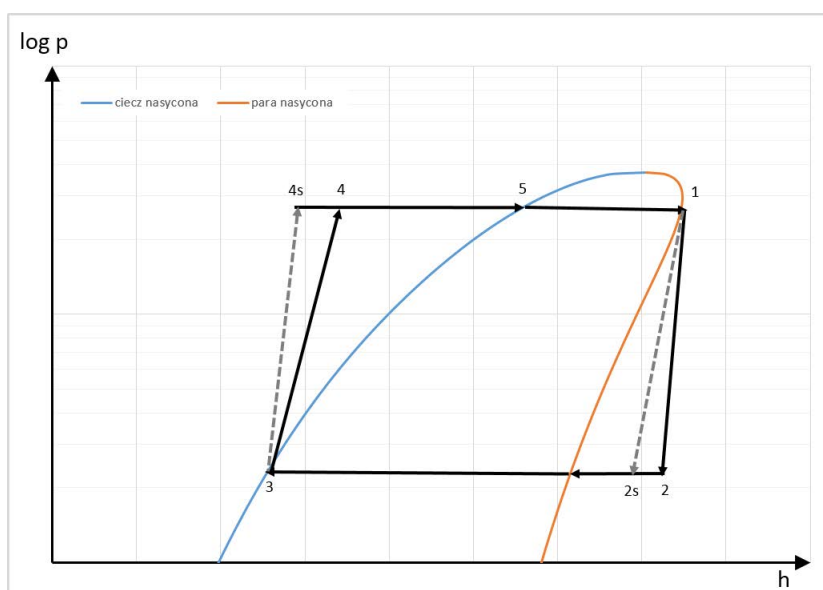
Charakter termodynamiczny procesów zachodzących w cyklu organicznym Rankine'a można prześledzić na wykresach temperatura – entropia właściwa (rys. 5.2) oraz ciśnienie – entalpia właściwa (rys. 5.3). Wymiana ciepła pomiędzy płynem geotermalnym a płynem roboczym (podgrzanie i odparowanie) jest procesem izobarycznym (odpowiednio procesy 4-5 oraz 5-1 na rys. 5.3), tak samo jak kondensacja par czynnika roboczego (proces 2-3). Odparowanie oraz w znacznej mierze kondensacja zachodzą ponadto w stałej temperaturze. Rozprężanie par czynnika roboczego (proces 1-2) oraz praca pompy zasilającej (proces 3-4) powodują wzrost entropii, co uniemożliwia osiągnięcie maksymalnej teoretycznie sprawności w organicznym obiegu Rankine'a.

Poza doбором optymalnego w danych warunkach czynnika roboczego, stosowane są następujące sposoby podniesienia sprawności bądź zwiększenia mocy układu ORC: przegrzew pary, rekuperacja ciepła, zawrócenie części strumienia płynu geotermalnego do parowacza celem zwiększenia przepływu cieczy roboczej (Borsukiewicz-Gozdur i Nowak 2007) lub zastosowanie przepływu krzyżowo-równoległego (Fiaschi i in. 2014). Zarówno przegrzew pary, jak i rekuperacja (bądź regeneracja) ciepła są rozwiązaniami powszechnie stosowanymi, wymagającymi dodatkowych wymienników ciepła. Schemat takiego rozwiązania w układzie ORC jest przedstawiony na rysunku 5.4.



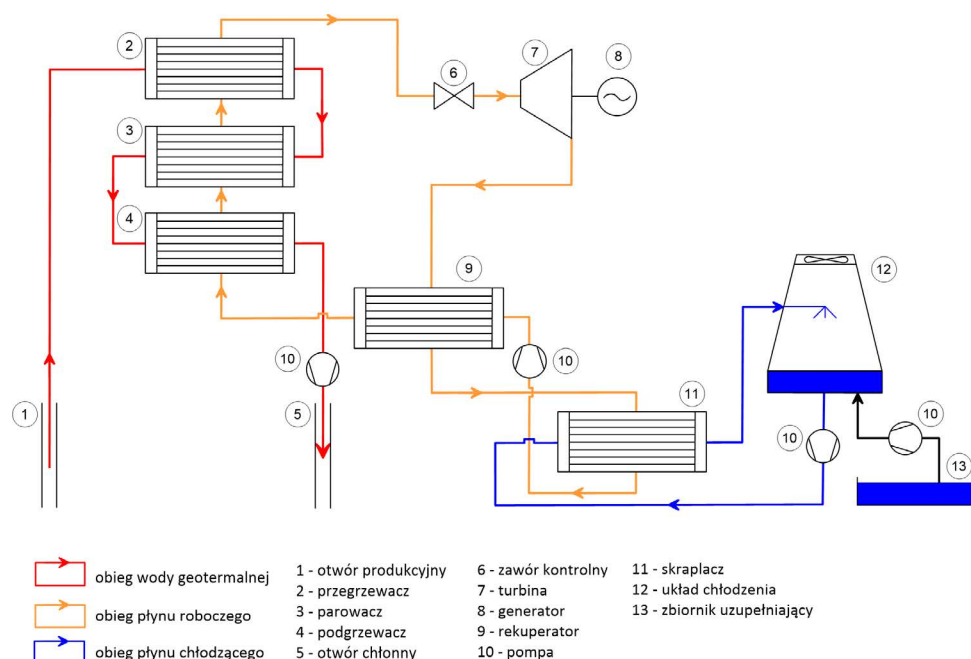
Rys. 5.2. Wykres temperatura (T) – entropia właściwa (s) dla płynu roboczego w podstawowym obiegu ORC (opracowanie własne)

Fig. 5.2. Temperature (T) vs specific entropy (s) diagram for working fluid in the basic ORC (own work)



Rys. 5.3. Wykres ciśnienie (p) – entalpia właściwa (h) dla płynu roboczego w podstawowym obiegu ORC (opracowanie własne)

Fig. 5.3. Pressure (p) vs specific enthalpy (h) diagram for working fluid in the basic ORC (own work)

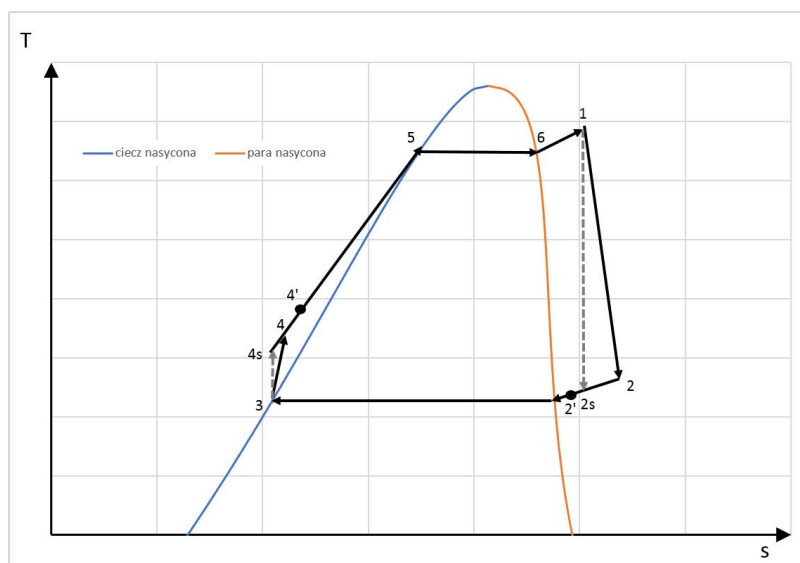


Rys. 5.4. Uproszczony schemat elektrowni binarnej typu ORC z przegrzewaniem pary i rekuperacją ciepła wykorzystującej wodę geotermalną jako źródło ciepła (opracowanie własne)

Fig. 5.4. Simplified diagram of the ORC binary power plant with steam superheating and heat recuperation using geothermal water as heat source (own work)

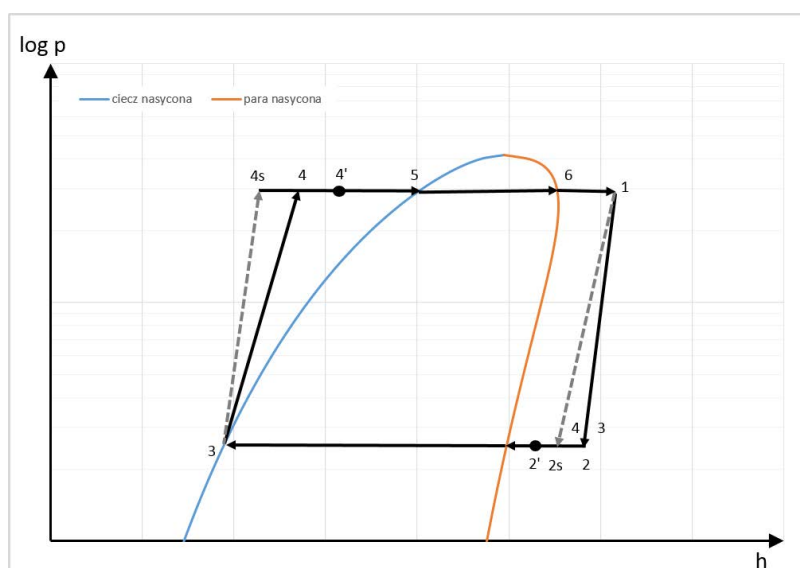
Izobaryczne przegrzewanie fazy gazowej czynnika roboczego (proces 6-1 na rys. 5.5 oraz na rys. 5.6) służy wyłącznie uniknięciu powstania kropli w końcowej fazie rozprężania, co wpływa negatywnie na mechaniczną żywotność turbiny oraz sprawność procesu (*vide* reguła Baumanna; DiPippo 2005). Przegrzewanie jest więc stosowane wyłącznie dla czynników mokrych, tj. takich, których nachylenie krzywej pary nasyconej ma ujemny współczynnik kierunkowy (szerzej o tym w rozdz. 6.3). Przegrzewanie nie jest z kolei zalecane w przypadku korzystania z płynów i mieszanin suchych oraz izentropowych, ponieważ wskutek generacji nieodwracalnych strat energii w wymienniku dochodzi do obniżenia sprawności konwersji energii wyrażonej drugą zasadą termodynamiki (Mago i in. 2008). Dodatkowy wymiennik ciepła lub też powiększenie rozmiarów parowacza skutkuje także wzrostem nakładów inwestycyjnych.

Rekuperator (lub regeneratory) jest wymiennikiem ciepła, który umożliwia częściowy odbiór ciepła z pary czynnika roboczego opuszczającego turbinę i przekazanie tej energii do kondensatu przed wejściem do podgrzewacza (rys. 5.4). Dzięki rekuperacji następuje spadek obciążenia cieplnego zarówno w skraplaczu (proces 2-2' na rys. 5.5 oraz na rys. 5.6), jak i w podgrzewaczu (proces 4-4' na rys. 5.5 oraz na rys. 5.6). Stosowanie rekuperatora jest



Rys. 5.5. Wykres temperatura (T) – entropia właściwa (s) dla płynu roboczego w obiegu ORC z przegrzewaniem pary i rekuperacją ciepła (opracowanie własne)

Fig. 5.5. Temperature (T) vs specific entropy (s) diagram for working fluid in the ORC employing steam superheating and heat recuperation (own work)



Rys. 5.6. Wykres ciśnienie (p) – entalpia właściwa (h) dla płynu roboczego w obiegu ORC z przegrzewaniem pary i rekuperacją ciepła (opracowanie własne)

Fig. 5.6. Pressure (p) vs specific enthalpy (h) diagram for working fluid in the ORC employing steam superheating and heat recuperation (own work)

możliwe wyłącznie wtedy, gdy para opuszczająca turbinę nie osiągnęła temperatury punktu rosy, tzn. jest parą suchą. Ze względu na zmniejszenie obciążenia cieplnego w podgrzewaczu, temperatura cieczy geotermalnej opuszczającej układ ORC jest wyższa niż przy braku rekuperatora. Należy wyraźnie podkreślić, iż rekuperator nie przyczynia się do wzrostu mocy brutto układu ORC. Rekuperator powoduje wzrost sprawności cieplnej procesu, ponieważ ta sama moc jest zapewniona zmniejszonym udziałem ciepła po stronie źródła. Innymi słowy, rekuperacja powoduje przesunięcie maksimum mocy osiągalnej w układzie ORC w kierunku wyższej temperatury powrotu (Valdimarsson 2011). Należy jednak mieć na uwadze, że sam rekuperator stanowi najczęściej stosunkowo duży i kosztowny wymiennik ciepła, generujący opory przepływu, a co za tym idzie – może znacząco podnieść łączne nakłady inwestycyjne oraz operacyjne elektrowni wykorzystującej organiczny cykl Rankine’a. Z praktycznego punktu widzenia stosowanie rekuperacji w elektrowniach geotermalnych jest uzasadnione wyłącznie w przypadku konieczności utrzymania pewnej minimalnej temperatury powrotu, co z kolei może być podyktowane dalszym wykorzystaniem cieczy geotermalnej do celów grzewczych (np. w układach kogeneracyjnych) lub koniecznością uniknięcia wytrącania się minerałów wtórnych bądź też ograniczeniem wychłodzenia zbiornika.

Sprawność cieplna idealnego obiegu ORC, podobnie jak cyklu Carnota uzależniona jest od temperatury górnego i dolnego źródła ciepła:

$$\eta_{th} = 1 - \frac{T_H}{T_L} \quad (5.1)$$

gdzie:

T_H – temperatura bezwzględna górnego źródła ciepła,

T_L – temperatura bezwzględna dolnego źródła ciepła.

Jak zauważa DiPippo (2007), cykl Carnota narzuca nieosiągalnie wysoką sprawność dla źródeł nieizotermicznych (tj. o skończonej pojemności cieplnej), jakim jest płyn geotermalny, który obniża swoją temperaturę, oddając ciepło w kolejnych wymiennikach ciepła. Dla takiego źródła cyklem odniesienia o idealnej sprawności jest cykl trójkątny (ang. *triangular cycle* lub *trilateral cycle*), w którym sprawność konwersji energii η_{th}^{TRI} opisana jest wzorem:

$$\eta_{th}^{TRI} = \frac{T_H - T_L}{T_H + T_L} \quad (5.2)$$

Maksymalna teoretycznie sprawność dla cyklu trójkątnego w odniesieniu do warunków rzeczywistych – tj. minimalnej temperatury dolnego źródła ciepła, jaką można uzyskać bez wkładu dodatkowej energii, za którą uznaje się najczęściej temperaturę otoczenia (ang. *dead-state*) – wynosi:

$$\eta_{th, \max}^{TRI} = \frac{T_H - T_0}{T_H + T_0} \quad (5.3)$$

gdzie:

T_0 – temperatura bezwzględna otoczenia.

Sprawność określona równaniami (5.2) i (5.3) jest zawsze niższa od sprawności cyklu Carnota, dzięki czemu sprawność konwersji energii w geotermalnych elektrowniach binarnych w odniesieniu do sprawności teoretycznej jest w rzeczywistości wyższa niżby wskazywało na to równanie (5.1). Niezależnie jednak od przyjętej definicji, przy ustalonej temperaturze źródła ciepła jedyną realną możliwością podniesienia sprawności cieplnej jest obniżenie temperatury odbioru ciepła. Temperatura dolnego źródła ciepła, tj. temperatura kondensacji, uzależniona jest od rodzaju medium chłodzącego. W zależności od dostępności wody, możliwe są trzy sposoby odbioru ciepła ze skraplacza:

- bezpośrednie chłodzenie wodą,
- chłodzenie mokre w chłodniach wentylatorowych,
- chłodzenie suche strumieniem powietrza.

Bezpośrednie chłodzenie skraplacza wodą pompowaną z lokalnego strumienia, rzeki, jeziora lub morza przyczynia się do uzyskania najwyższej sprawności energetycznej obiegu ORC poprzez największe obniżenie temperatury i ciśnienia kondensacji. Dzieje się tak, ponieważ wody powierzchniowe mają przeważnie średnioroczną temperaturę niższą od temperatury powietrza. Dzięki bezpośredniemu przepływowi wody przez skraplacz nie ma konieczności budowy chłodni wentylatorowych, co z kolei obniża nakłady inwestycyjne. Minusem takiego rozwiązania jest konieczność zapewnienia stałego dostępu do dużych ilości wody (przeciętnie około 970 m³/h, tj. około 270 kg/s) na 1 MW zainstalowanej mocy elektrycznej; Mendrinos i in. 2006).

Chłodzenie mokre w chłodniach wentylatorowych jest osiągnięte dzięki odparowaniu wody chłodzącej skraplacz w przeciwrządowym przepływie chłodniejszego powietrza. W takim rozwiązaniu temperaturą dolnego źródła jest temperatura termometru mokrego powietrza. W związku z odparowaniem oraz częściowym wydmuchem wody konieczne jest stałe uzupełnianie chłodziwa. Jak podaje Mendrinos i in. (2006) typowe zapotrzebowanie na wodę uzupełniającą wynosi około 30 m³/h (tj. około 8,3 kg/s) w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej. W ujęciu schematycznym chłodzenie mokre zostało przedstawione na rysunkach 5.1 oraz 5.4.

Chłodzenie typu suchego w chłodniach z wymuszonym przepływem powietrza nie wymaga wody. Chłodziwem jest powietrze o temperaturze termometru suchego. Ponieważ powietrze posiada blisko 3500 razy mniejszą objętościową pojemność cieplną (iloczyn gęstości i ciepła właściwego) od wody – tylekroć wyższy strumień objętościowy powietrza musi być zapewniony dla uzyskania takiego samego efektu chłodzenia przy tej samej różnicy temperatur. Chłodzenie powietrzem wymaga wentylatorów o dużej mocy oraz zapewnienia dużej powierzchni wymiany ciepła. W skrajnych przypadkach, chłodnia wentylatorowa typu suchego może kosztować nawet 5 do 10 razy więcej niż jej odpowiednik bazujący na chłodzeniu mokrym, co może podnieść całkowite koszty siłowni ORC nawet o 50% (Mendrinos i in. 2006). Chłodzenie strumieniem powietrza zachodzi zazwyczaj w wyższej temperaturze,

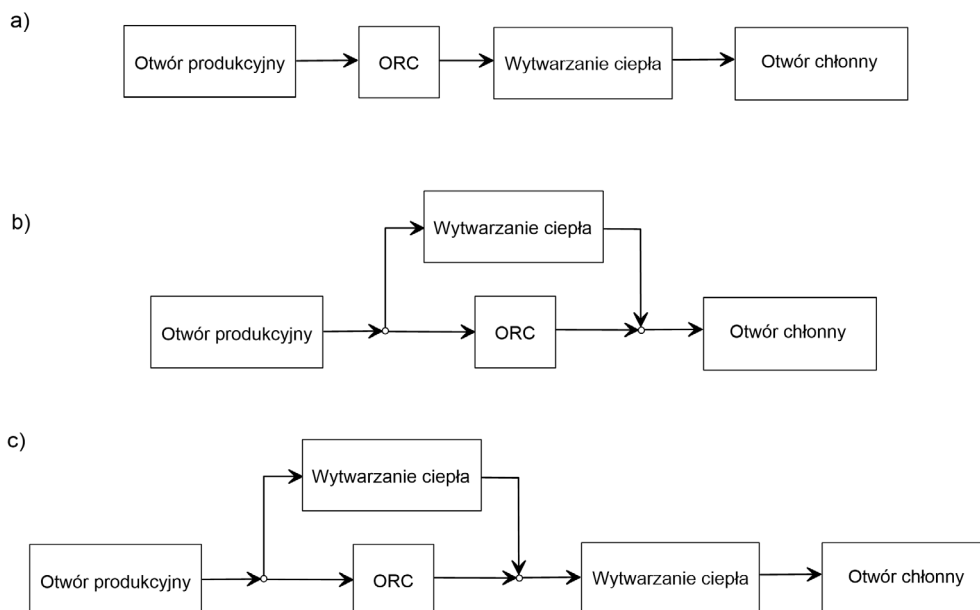
przez co temperatura kondensacji jest odpowiednio wyższa, a w rezultacie sprawność netto cyklu jest niższa. Takie rozwiązanie stosowane jest wyłącznie w obszarach o utrudnionym lub braku dostępu do wody.

5.2. Wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach binarnych typu ORC

Współwytwarzanie ciepła i energii elektrycznej możliwe jest w układach ORC w trzech podstawowych konfiguracjach (rys. 5.7):

- a) układ szeregowy,
- b) układ równoległy,
- c) układ hybrydowy.

W przypadku odpowiednio wysokiej temperatury wody geotermalnej opuszczającej układ elektrowni (na wyjściu z podgrzewacza) możliwe jest dalsze wykorzystanie tej wody do celów ciepłowniczych. Rozwiązanie takie jest możliwe zarówno w układzie szeregowym (rys. 5.7a), jak i hybrydowym (rys. 5.7c). Jeżeli entalpia źródła geotermalnego nie pozwala na zastosowanie układu szeregowego do wytwarzania ciepła, należy część strumienia wydoby-



Rys. 5.7. Wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej w układzie: a) szeregowym, b) równoległym, c) hybrydowym elektrowni geotermalnej typu ORC (Heberle i in. 2011)

Fig. 5.7. Heat and power generation in: a) serial, b) parallel, c) hybrid configuration of ORC geothermal power plant (Heberle et al. 2011)

bywanych wód przeznaczyć do celów grzewczych, a pozostałą część do wytwarzania energii elektrycznej w obiegu organicznym Rankine’a (rys. 5.7b). Woda powrotna z elektrowni oraz po oddaniu ciepła do sieci ciepłowniczej może po zmieszaniu zostać zatłoczona do złoża. Moc układu ciepłowniczego w układzie szeregowym jest praktycznie stała w ciągu roku, więc z ekonomicznego punktu widzenia układ taki powinien służyć wyłącznie pokryciu pewnej minimalnej (niekoniecznie najniższej) wartości obciążenia cieplnego, które występuje przez możliwie jak najdłuższy okres w ciągu roku, tak aby nie pozostawiać niezagospodarowanego ciepła. Zaletą układu równoległego oraz hybrydowego jest możliwość dostosowania mocy układu ciepłowniczego do sezonowego zapotrzebowania na ciepło poprzez manipulację wielkością strumienia wody geotermalnej.

W układzie szeregowym oraz hybrydowym uzyskanie wyższej temperatury wody geotermalnej na wyjściu z układu ORC jest możliwe dzięki zastosowaniu rekuperatora lub regeneratora, co zostało szerzej omówione w rozdziale 5.1. Z badań przeprowadzonych przez Heberle i Brüggemanna (2010) wynika, że układ szeregowy pozwala w największym stopniu odzyskać ciepło zakumulowane w wodach geotermalnych. Wymienieni autorzy zalecają stosowanie czynników roboczych charakteryzujących się wysoką temperaturą krytyczną (np. izopentanu) w przypadku wytwarzania ciepła w połączeniu szeregowym, ponieważ pozwala to uzyskać relatywnie wysoką temperaturę wody geotermalnej na wyjściu z układu ORC. W przypadku układu równoległego lepszym wyborem jest zastosowanie płynów roboczych charakteryzujących się niską temperaturą krytyczną (np. izobutanu lub R227ea).

6. Model matematyczny geotermalnej elektrowni binarnej typu ORC w OG Podhale 1

Budowa modelu matematycznego elektrowni geotermalnej ORC w podhalańskim systemie geotermalnym jest procesem kilkietapowym, co zostało przedstawione w algorytmie na początku pracy (rys. W.1). Punktem wyjściowym do budowy modelu jest ustalenie zdolności eksploatacyjnych otworów geotermalnych oraz rozpoznanie istniejącej infrastruktury energetycznej (rozdział 6.1). W kolejnym etapie ustalono czasową zmienność strumienia wód, który może zostać wykorzystany w elektrowni ORC (rozdział 6.2). W rozdziale 6.3 przedstawiono charakterystykę potencjalnych systemów odbioru ciepła z elektrowni, na podstawie czego ustalono temperaturę kondensacji w skraplaczu elektrowni. Znając temperaturę źródła geotermalnego oraz temperaturę chłodziwa przeprowadzono selekcję czynników roboczych do dalszej analizy elektrowni ORC (rozdział 6.4). W ostatnim etapie wykonano model matematyczny elektrowni binarnej typu ORC uwzględniający pobór mocy na potrzeby własne oraz przeprowadzono optymalizację wg przyjętej funkcji celu (rozdział 6.5).

6.1. Charakterystyka systemu energetycznego PEC Geotermia Podhalańska SA

Podstawowym zadaniem spółki PEC Geotermia Podhalańska SA jest działalność w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii cieplnej. System energetyczny obejmuje Ciepłownię Geotermalną w Bańskiej Niżnej, Kotłownię Centralną i Kotłownię Pardałówka w Zakopanem oraz sieć przesyłowo-dystrybucyjną centralnego ogrzewania (sieć c.o.). Zainstalowana moc cieplna wynosi 81,5 MW, w tym 40,7 MW w Ciepłowni Geotermalnej, 38 MW w Kotłowni Centralnej oraz 2,8 MW w Kotłowni Pardałówka (Ślimak 2016). PEC Geotermia Podhalańska SA dostarcza energię cieplną na obszarze gmin Zakopane, Poronin, Biały Dunajec oraz Szaflary. Spółka posiada około 35% udziału w rynku ciepła w Zakopanem oraz blisko 80% w Bańskiej Niżnej.

Ciepło geotermalne jest eksploatowane obecnie (2017) za pomocą trzech otworów produkcyjnych oraz dwóch otworów chłonnych, których parametry eksploatacyjne zestawiono w tabeli 6.1. Łączna zdolność produkcyjna trzech otworów w Bańskiej wynosi 960 m³/h, natomiast ze względów technicznych (zjawisko kawitacji) otwory te nie są eksploatowane z pełną wydajnością. Technicznie możliwy do uzyskania jest więc stabilny strumień wód

geotermalnych o wydajności nieprzekraczającej 780 m³/h i temperaturze około 85–86°C. Otwory te wraz z płytowymi wymiennikami ciepła o mocy 40 MW oraz trzema chłodniami wentylatorowymi stanowią podstawową infrastrukturę Ciepłowni Geotermalnej w Bańskiej Niżnej.

Tabela 6.1

Parametry eksploatacyjne otworów geotermalnych w OG Podhale 1

Table 6.1

Exploitation parameters of geothermal wells in Podhale 1 mining area

Otwór	Typ otworu	Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne/ chłonne [m ³ /h]	Zasoby technicznie dostępne ¹ [m ³ /h]	Temperatura na wypływie [°C]
Bańska PGP-1	produkcyjny	550	450	86
Bańska PGP-3	produkcyjny	290	245	85
Bańska IG-1	produkcyjny	120	85	82
Biały Dunajec PGP-2	chłonny	500	500	n.d.
Biały Dunajec PAN-1	chłonny	375	375	n.d.

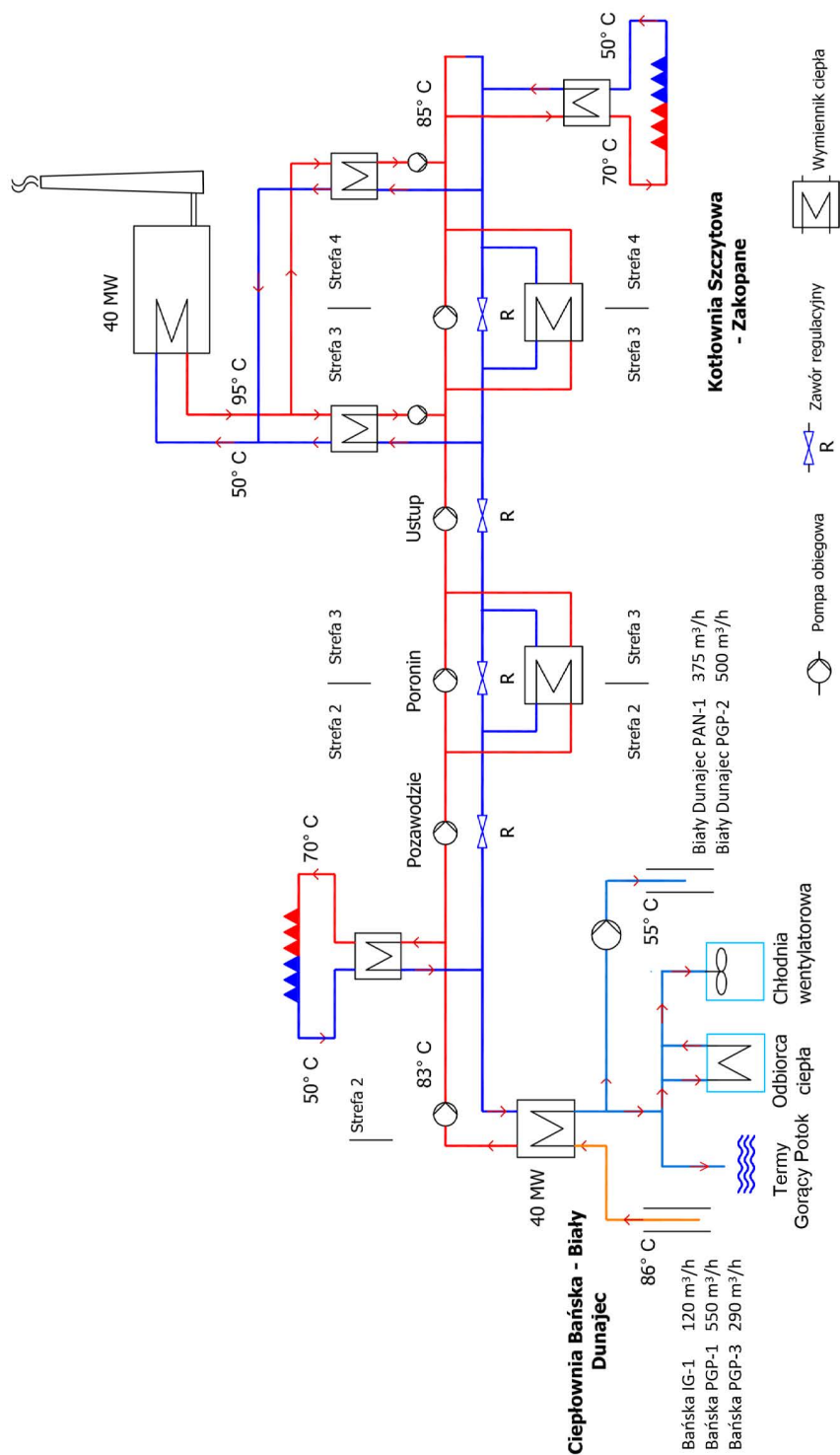
¹ Oszacowanie własne autora na podstawie danych z monitoringu otworów.

Źródło: Ślimak 2016.

W kotłowni szczytowej w Zakopanem zainstalowane są (Ślimak 2016):

- dwa kotły wodne zasilane gazowe ziemnym o mocy cieplnej 11 MW każdy,
- kocioł wodny gazowo-olejowy o mocy cieplnej 16 MW,
- trzy moduły ciepłno-prądowe, zasilane gazem ziemnym, o łącznej mocy cieplnej 2,1 MW i mocy elektrycznej 1,5 MW,
- trzy pompy wody sieciowej o wydajności 250 m³/h każda z układem redukcji ciśnienia i układem separacji,
- trzy układy ekspansyjne zabezpieczające 3 i 4 strefę ciśnieniową oraz system kotłowy (rys. 6.1).

W Kotłowni Centralnej znajduje się ponadto stacja uzdatniania wód o wydajności 35 m³/h. Układ kotłowy jest hydraulicznie odseparowany od układu sieciowego poprzez trzy wymienniki płytowe o mocy 17 MW każdy. Układ kotłowy pracuje przy ciśnieniu nominalnym 0,6 MPa w odróżnieniu od ciśnienia nominalnego 1,6 MPa w sieci ciepłowniczej. Zadaniem Kotłowni Centralnej jest utrzymywanie odpowiedniej mocy cieplnej w okresach szczytowego zapotrzebowania. Uzyskanie odpowiedniej temperatury wody sieciowej jest realizowane przez ogrzewanie powrotnej wody sieciowej i kierowanie jej do rurociągu zasilającego (rys. 6.1).



Rys. 6.1. Uproszczony schemat systemu energetycznego PEC Geotermia Podhalańska SA (PEC Geotermia Podhalańska SA z uzupełnieniami M. Miecznik)

Fig. 6.1. A simplified scheme of the PEC Geotermia Podhalańska SA energy system (PEC Geotermia Podhalańska SA with additions by M. Miecznik)

W Kotłowni Pardałówka zainstalowane są dwa kotły wodne gazowe o mocy 1,4 MW każdy. Kotłownia może pracować jako źródło szczytowe zasilające osiedle Pardałówka (Ślimak 2016).

Sieć ciepłownicza składa się z magistrali przesyłowej o długości 14,3 km (Bańska Niżna–Zakopane) oraz około 107 km sieci ciepłowniczych (Ślimak 2016). Ze względu na różnicę rzędnej terenu pomiędzy Ciepłownią Geotermalną a odbiorcami ciepła w Zakopanem (około 250 m) układ zasilania został podzielony na cztery strefy, w których przepływ jest kontrolowany za pomocą pompowni wody sieciowej w Ciepłowni Geotermalnej w Bańskiej, trzech przepompowni (Pozawodzie, Poronin, Ustup) oraz pompowni z układem regulacji ciśnienia w Kotłowni Centralnej w Zakopanem (rys. 6.1). Sieć ciepłownicza PEC Geotermia Podhalańska SA jest siecią niskotemperaturową o temperaturach pracy 85/55°C. Ciśnienie nominalne wody sieciowej wynosi 1,6 MPa. Regulacja pracy sieci ma charakter ilościowo-jakościowy, tzn. temperatura wody sieciowej jest zależna od temperatury zewnętrznej oraz zmiennego przepływu wody w obiegu grzewczym.

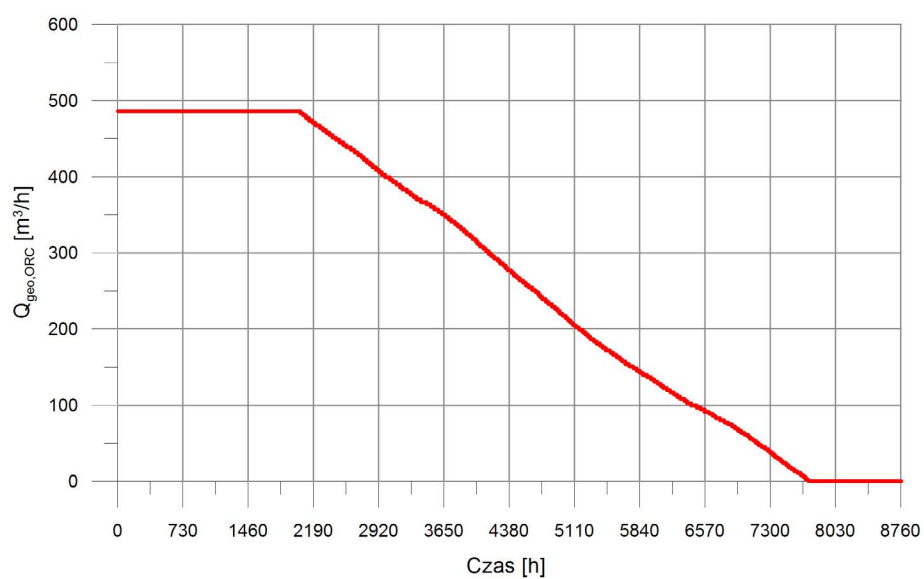
6.2. Charakterystyka energetyczna odbiorcy energii ciepłej

Krzywe zapotrzebowania na energię ciepłą przez odbiorcę zastępczego (tj. odbiorcę „widzianego” przez system ciepłowniczy) zostały opracowane na podstawie danych z monitoringu pracy instalacji energetycznej w okresie styczeń 2013–marzec 2014 (Bujakowski i in. 2014) oraz danych pogodowych zaczerpniętych z typowych lat meteorologicznych dla obszaru Polski, zalecanych do obliczeń energetycznych budynków (Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju RP 2014). Do obliczeń wybrano stację meteorologiczną Zakopane.

Charakterystyka energetyczna odbiorcy została zaprezentowana na wykresach uporządkowanego zapotrzebowania na moc grzewczą. Na rysunku 6.2 przedstawione jest zapotrzebowanie na moc grzewczą w funkcji temperatury zewnętrznej. Od temperatury około 12°C wzwyż zapotrzebowanie na moc ciepłą jest stałe (około 9 MW) i służy przygotowaniu ciepłej wody użytkowej oraz podgrzewaniu wody w obiektach basenowo-rekreacyjnych. Dla niższych temperatur wzrost zapotrzebowania na moc ciepłą ma charakter liniowy (do około 34 MW przy temperaturze 16,6°C).

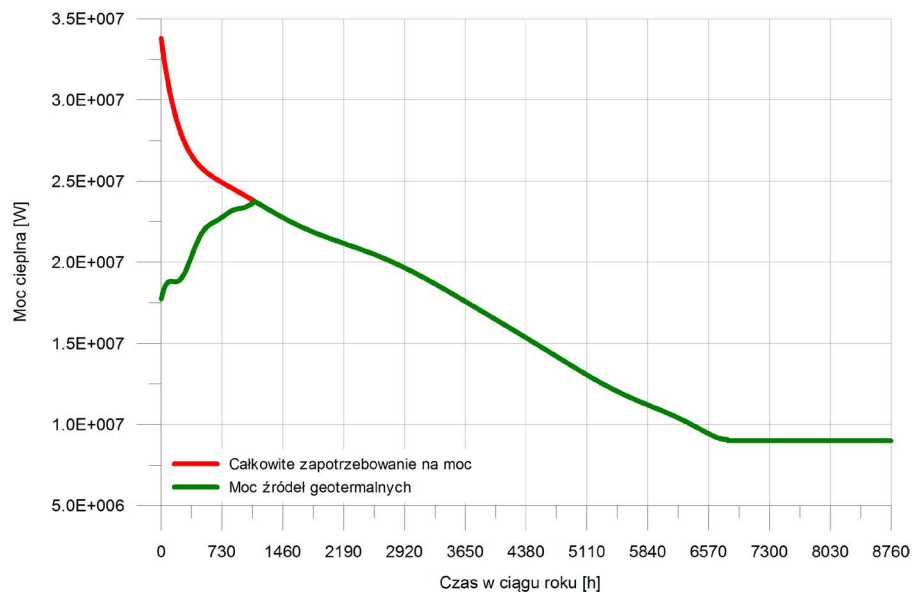
Moc ciepła uzyskiwana z wody geotermalnej eksploatowanej trzema otworami produkcyjnymi sięga około 23,7 MW, co pozwala w całości pokryć zapotrzebowanie na energię przez około 87% czasu w roku, tj. około 10,5 miesiąca (rys. 6.3). Deficyt mocy ciepłej w pozostałym okresie pokrywany jest przez źródło szczytowe, dla którego paliwem jest gaz ziemny.

Jak podano wcześniej, maksymalny strumień wód geotermalnych możliwy technicznie do pozyskania za pomocą trzech istniejących otworów produkcyjnych (umożliwiający stabilną eksploatację) wynosi 780 m³/h. W odniesieniu do informacji o mocy ciepłej otworów produkcyjnych podanych w poprzednim akapicie można odczytać z wykresu na rysunku 6.2,



Rys. 6.2. Krzywa zapotrzebowania na moc ciepłą odbiorcy energii z sieci PEC Geotermia Podhalańska SA w funkcji temperatury powietrza atmosferycznego (Bujakowski i in. 2014a)

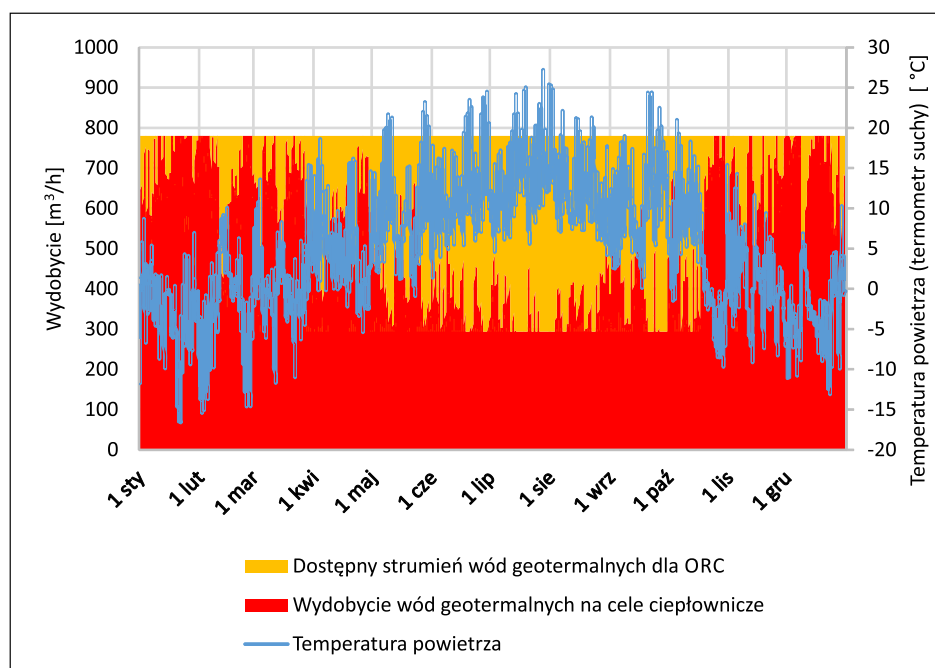
Fig. 6.2. Heat demand curve by PEC Geotermia Podhalańska SA customers as a function of outdoor air temperature (Bujakowski et al. 2014a)



Rys. 6.3. Krzywa zapotrzebowania na moc ciepłą odbiorcy energii z sieci PEC Geotermia Podhalańska SA w funkcji czasu (Bujakowski i in. 2014a)

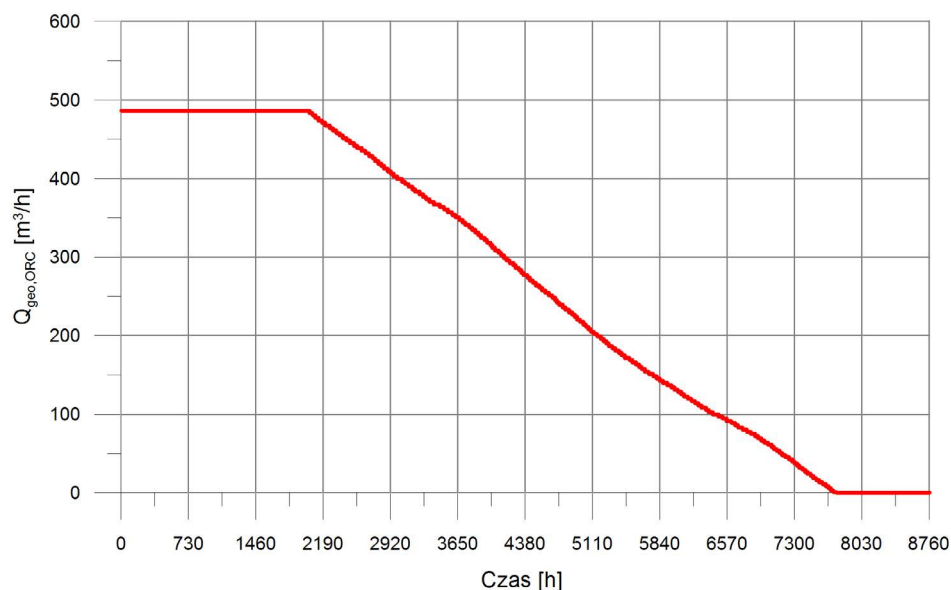
Fig. 6.3. Heat demand duration curve by PEC Geotermia Podhalańska SA customers (Bujakowski et al. 2014a)

że całkowity dostępny strumień wód geotermalnych jest wykorzystywany na potrzeby podgrzewania wody sieciowej, jeżeli temperatura zewnętrzna powietrza spada poniżej 4°C. Jeżeli temperatura jest wyższa, strumień wydobywanych wód jest mniejszy niż 780 m³/h. Wraz ze wzrostem temperatury powietrza zwiększa się niewykorzystywany strumień wód geotermalnych. Możliwość jego zagospodarowania stwarza zastosowanie organicznego cyklu Rankine’a do produkcji energii elektrycznej. Na rysunku 6.4 przedstawiono kolorem żółtym dostępny strumień wód geotermalnych do celów innych niż grzewcze (domyślnie produkcja energii elektrycznej w układzie ORC), stanowiący różnicę pomiędzy maksymalnym i aktualnym wydobywaniem. Do zaspokojenia potrzeb związanych z przygotowaniem ciepłej wody użytkowej potrzeba według obliczeń strumienia wód wynoszącego 293,7 m³/h, w związku z czym maksymalny strumień dostępny okresowo (przez około 2000 godzin w ciągu roku) dla elektrowni binarnej typu ORC pracującej w układzie równoległym wyniósłby 486,3 m³/h (rys. 6.5).



Rys. 6.4. Symulacja możliwości zagospodarowania strumienia wód geotermalnych wydobywanych w OG Podhale 1 w elektrowni ORC (opracowanie własne)

Fig. 6.4. Simulation of the possible utilization of geothermal waters flow rate exploited in Podhale 1 mining area for the ORC power plant (own work)



Rys. 6.5. Wykres uporządkowany dostępności w czasie strumienia wód geotermalnych z OG Podhale 1 dla elektrowni ORC (opracowanie własne)

Fig. 6.5. Duration curve of accessible geothermal flow rate from Podhale 1 mining area for the ORC power plant (own work)

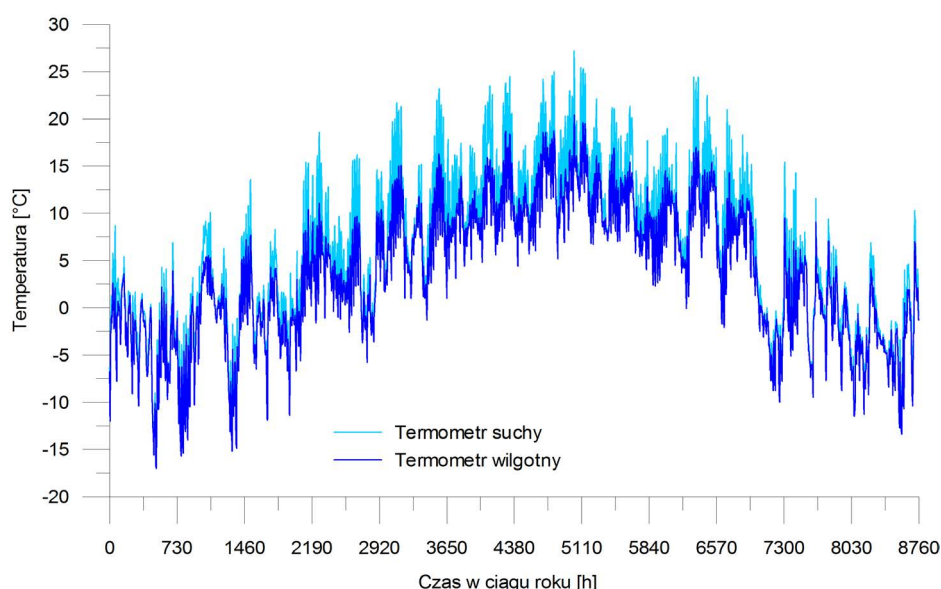
6.3. Charakterystyka termiczna dolnego źródła ciepła

Podstawowe rozwiązania stosowane w chłodzeniu skraplacza w obiegu ORC zostały omówione w rozdziale 5.1. Ze względu na bliskość rzeki Biały Dunajec w dalszej analizie uwzględniono:

- chłodzenie skraplacza wodą bezpośrednio pobieraną i oddawaną do Białego Dunajca,
- chłodzenie skraplacza wodą w obiegu zamkniętym, której pozyskane ciepło jest oddawane do atmosfery w procesie parowania z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych.

W przypadku, gdy odbiór ciepła odpadowego z elektrowni odbywa się z wykorzystaniem chłodni wyparnych (chłodni wentylatorowych mokrych), temperatura dolnego źródła jest równa temperaturze mokrego termometru, tj. najniższej temperaturze, do której przy danej wilgotności można ochłodzić ciało poprzez odparowanie wody. Temperatura mokrego termometru jest niższa lub równa temperaturze termometru suchego (o takiej temperaturze najczęściej myślimy), przy czym są sobie równe wyłącznie przy wilgotności względnej powietrza wynoszącej 100%. Im niższa jest wilgotność powietrza – tym niższa jest temperatura mokrego termometru. Do wyznaczenia temperatury termometru mokrego posłużono się programem Coolprop (Bell i in. 2014), w którym dane wejściowe stanowiły temperatura termometru suchego oraz wilgotność względna ze stacji IMGW w Zakopanem. Jak widać na

rysunku 6.6, temperatura termometru mokrego w okresie letnim (a więc w okresie występowania nadwyżek ciepła geotermalnego) jest często o 5°C lub więcej niższa od temperatury termometru suchego powietrza, co ma niebagatelne znaczenie w energetyczno-ekonomicznej ocenie możliwości odbioru ciepła z elektrowni.



Rys. 6.6. Porównanie temperatury termometru suchego i wilgotnego dla stacji IMGW Zakopane (opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa)

Fig. 6.6. Comparison of dry and wet bulb temperature thermometer for the Zakopane meteo station (own work based on data of the Ministry of the Infrastructure and Construction)

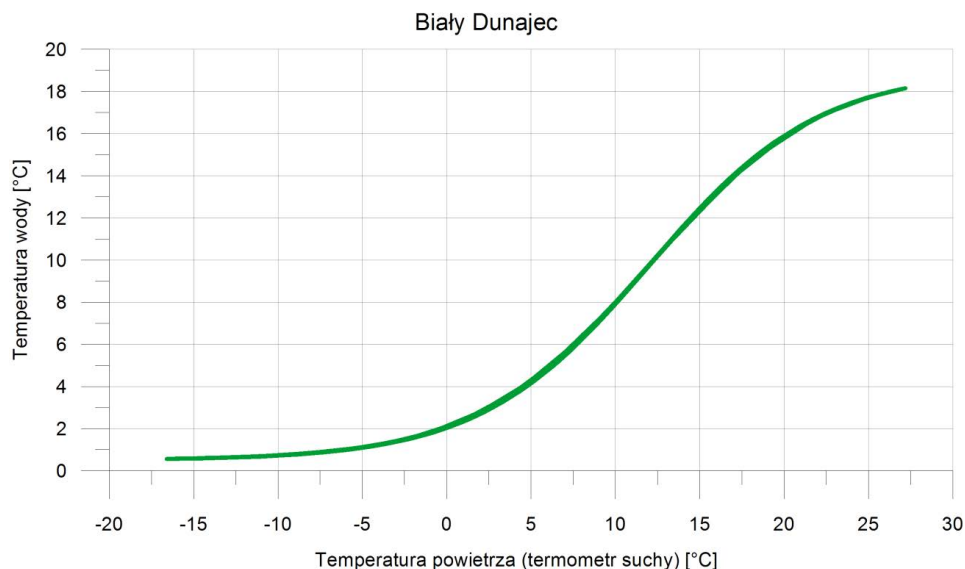
W przypadku, gdy odbiór ciepła ze skraplacza odbywa się przez bezpośredni przepływ wody z potoku lub rzeki, konieczna jest znajomość jej chwilowej temperatury. Danych takich nie udało się pozyskać z IMGW, stąd też oszacowano dystrybuantę rozkładu temperatury wody w rzece Biały Dunajec korzystając z semiempirycznego równania (Mohseni i in. 1998):

$$T_w = \xi + \frac{\bar{T}_w^{max} - \xi}{1 + e^{\alpha(\varepsilon - T_{air})}} \quad (6.1)$$

gdzie:

- T_w – temperatura wody w rzece,
- $\bar{T}_w^{max}$ – najwyższa estymowana temperatura wody,
- ξ – najniższa estymowana temperatura wody,
- α – parametr określający nachylenie funkcji,
- ε – parametr określający temperaturę powietrza w punkcie przegięcia funkcji,
- T_{air} – temperatura powietrza (termometr suchy).

Zależność pomiędzy temperaturą powietrza a temperaturą wody ma charakter nieliniowej regresji logistycznej opisywanej S-kształtną funkcją (rys. 6.7). Model ten pozwala z wysoką skutecznością oraz stabilnością estymować temperaturę wody dla warunków brzegowych.



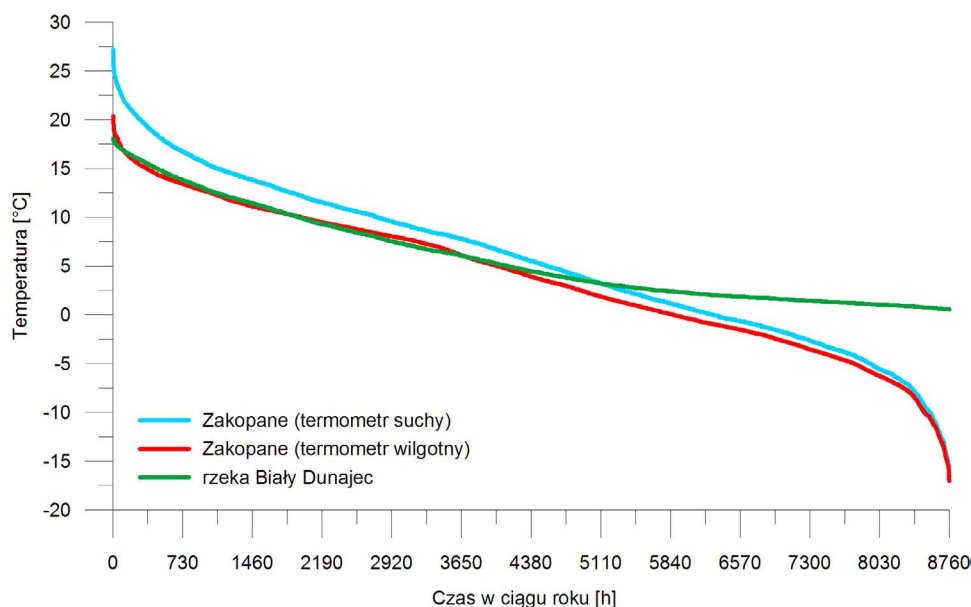
Rys. 6.7. Symulacja temperatury wody w rzece Biały Dunajec w funkcji temperatury powietrza (opracowanie własne)

Fig. 6.7. Simulation of water temperature in the Biały Dunajec river as a function of outdoor air temperature (own work)

W modelu opisywanym równaniem (6.1) woda w strumieniu, potoku czy rzece nigdy nie osiąga temperatury krzepnięcia (nawet pomimo ujemnych temperatur powietrza), natomiast jej wygrzewanie jest nieliniowo skorelowane ze wzrostem temperatury powietrza wskutek utraty energii w procesach parowania oraz emisji promieniowania długofalowego (Mohseni i Stefan 1999). W celu wygenerowania syntetycznego rozkładu temperatury dla rzeki Biały Dunajec, przyjęto następujące wartości parametrów:

- $\bar{T}_w^{max} = 19^{\circ}\text{C}$,
- $\xi = 0,5^{\circ}\text{C}$,
- $\varepsilon = 12^{\circ}\text{C}$,
- $\alpha = 0,2$.

Na wykresie uporządkowanym częstości występowania temperatury dolnego źródła ciepła (rys. 6.8) można zauważyć, że w okresie wiosenno-letnim – a więc w okresie występowania nadwyżek dostępnego ciepła geotermalnego, które może służyć rozważanej elektrowni – symulowana temperatura wody w rzece Biały Dunajec pokrywa się z wartością temperatury wskazywanej przez termometr mokry dla stacji meteorologicznej w Zakopanem. Zależność taka występuje przy temperaturze powietrza (wskazanej przez termometr suchy) od około



Rys. 6.8. Wykres uporządkowany temperatury potencjalnych dolnych źródeł ciepła dla układu odbioru ciepła z elektrowni ORC w OG Podhale 1 (opracowanie własne)

Fig. 6.8. Temperature duration chart of potential heat sinks for heat rejection systems from the ORC power plant in Podhale 1 mining area (own work)

7,5°C wzwyż. Poniżej tej temperatury powietrze umożliwia osiągnięcie niższej temperatury kondensacji czynnika chłodniczego, choć niekoniecznie takie rozwiązanie musi być bardziej efektywne energetycznie (więcej w rozdziale 6.5.3.3). Takie szacunki mają jednak pewne ograniczenia:

- stacja IMGW Zakopane ze względu na wysokość, na której się znajduje, może charakteryzować się znacząco różniącymi się temperaturami powietrza i wilgotnościami od rejonu Bańska–Szaflary (pomimo niewielkiej odległości około 14 km). Co więcej – temperatura wskazywana przez stację pomiarową w Zakopanem będzie zapewne niższa od rzeczywistej temperatury powietrza w Bańskiej, co w rezultacie może spowodować niedoszacowanie zapotrzebowania na moc przez pompy i wentylatory układu chłodzenia;
- temperatura wody w rzece Biały Dunajec, określona równaniem 6.1 została oszacowana w odniesieniu do temperatury powietrza w Zakopanem, a ponadto nie zweryfikowano jej eksperymentalnie.

6.4. Kryteria doboru czynników roboczych

Wybór optymalnego czynnika roboczego do pracy w organicznym cyklu Rankine’a ma charakter wielokryterialny. Z energetycznego punktu widzenia najważniejsze znaczenie mają parametry termodynamiczne płynu roboczego, które pozwalają na wykonanie możliwie dużej pracy przez turbinę. Wśród nich istotne znaczenie mają (Borsukiewicz-Gozdur i Nowak 2007):

- masa cząsteczkowa,
- temperatura wrzenia,
- temperatura krytyczna,
- ciepło właściwe w fazie ciekłej i gazowej,
- ciepło parowania.

Powyższe parametry bezpośrednio wpływają na kształt krzywych nasycenia płynów roboczych. Guo i in. (2011) oraz Velez i in. (2012) podają także wiele innych czynników, jakie należy wziąć pod uwagę dobierając optymalny płyn roboczy: wpływ na środowisko, bezpieczeństwo użytkowania, korozyjność, stabilność w wysokiej temperaturze, ciśnienie czynnika roboczego w temperaturze parowania i skraplania oraz dostępność i koszt pozyskania. Wymienione kryteria omówiono poniżej.

Wpływ na środowisko

Protokół Montrealski obliguje jego sygnatariuszy do całkowitego wyeliminowania z użycia związków chlorofluorowęglowodorów (CFC, zwanych powszechnie freonami) oraz wodorochlorofluorowęglowodorów (HCFC) – stosowanych wcześniej jako czynniki robocze w układach ORC, a zakazanych ze względu na wysoki potencjał zubożenia warstwy ozonowej (ODP – ang. *Ozone Depletion Potential*). Stosowane obecnie związki wodorofluorowęglowodorowe (HFC), zwane również F-gazami (ang. *fluorinated gases*) charakteryzują się z kolei bardzo wysokim współczynnikiem globalnego ocieplenia (ang. GWP – *Global Warming Potential*). W ostatnich latach Unia Europejska, jak również Polska stworzyły nowe ramy prawne, których zadaniem jest kontrola nad obrotem i wykorzystaniem związków HFC, a celem nadrzędnym jest znaczna redukcja ich produkcji i zużycia (Dobrzyński 2013; Dz.U. 2015, poz. 881).

Bezpieczeństwo

Ze względów bezpieczeństwa czynnik roboczy powinien być nietoksyczny oraz niepalny. Klasyfikacja ASHRAE (ang. *American Society of Heating, Refrigerating, Air-Conditioning Engineers*) pomaga ocenić niebezpieczeństwo związane ze stosowaniem wybranego czynnika roboczego.

Korozyjność

Stosowanie niekorozyjnych czynników roboczych ogranicza koszty związane z zastosowaniem wysokiej klasy materiałów kwasoodpornych oraz czyszczeniem i konserwacją urządzeń.

Stabilność

Wpływ wysokiej temperatury może doprowadzić do rozpadu cząsteczek czynnika roboczego, którego produkty mogą niekorzystnie wpływać na pracę układu ORC lub, w razie wycieku, doprowadzić do skażenia i bezpośredniego narażenia zdrowia.

Ciśnienie pracy

Zastosowanie płynu roboczego charakteryzującego się wysokim ciśnieniem podczas procesu odparowania lub ciśnieniem niższym od ciśnienia atmosferycznego w trakcie procesu kondensacji powoduje wzrost nakładów inwestycyjnych związanych z nietypową konstrukcją i wykorzystaniem odpowiednich materiałów do produkcji urządzeń (zwłaszcza wymienników ciepła).

Dostępność i koszt pozyskania

Czynniki robocze o niewielkiej dostępności i wysokim koszcie nabycia mogą wpłynąć znacząco na wzrost nakładów inwestycyjnych oraz utrzymanie ciągłości pracy w przypadku wycieku.

W modelu matematycznym układu ORC bazującym na wodzie geotermalnej o temperaturze 86°C przeanalizowano wpływ sześciu czynników roboczych z grupy węglowodorów oraz fluorowęglowodorów pod kątem maksymalizacji przyjętych funkcji celu określających pracę elektrowni binarnej. Cztery spośród wybranych płynów roboczych to czynniki suche, natomiast dwa z nich są izoentropowe. Czynniki robocze, dla których różnica pomiędzy temperaturą krytyczną i temperaturą górnego źródła ciepła jest niewielka, wykazują największą zdolność do wykonania pracy w niskotemperaturowym układzie ORC (Borsukiewicz-Gozdur i Nowak 2007; Heberle i Brüggemann 2010). Temperatura krytyczna wybranych czynników zmienia się w zakresie od 101,06 do 153,86°C, natomiast ciśnienie pracy od 0,18 do 2,99 MPa w zakresie temperatur od 30 do 86°C (tab. 6.2, rys. 6.9, 6.10). Co istotne – ciśnienie w skraplaczu wyselekcjonowanych czynników roboczych jest wyższe od ciśnienia atmosferycznego i zapobiega zasysaniu powietrza w przypadku powstania jakichkolwiek nieszczelności w powłoce płaszcza wymiennika ciepła. Czynniki te są ponadto bezpieczne dla warstwy ozonowej, natomiast ich potencjał cieplarniany w perspektywie 100 lat zmienia się w zakresie od około 20 dla węglowodorów do blisko 10 tysięcy dla czynnika chłodniczego R236fa (względem CO₂). Analizowane w modelu płyny robocze typu HFC są płynami niepalnymi i nietoksycznymi (z wyjątkiem R245fa, który jest toksyczny w niewielkim stopniu), podczas gdy butan i izobutan są czynnikami wysoce palnymi (tab. 6.3)

Tabela 6.2

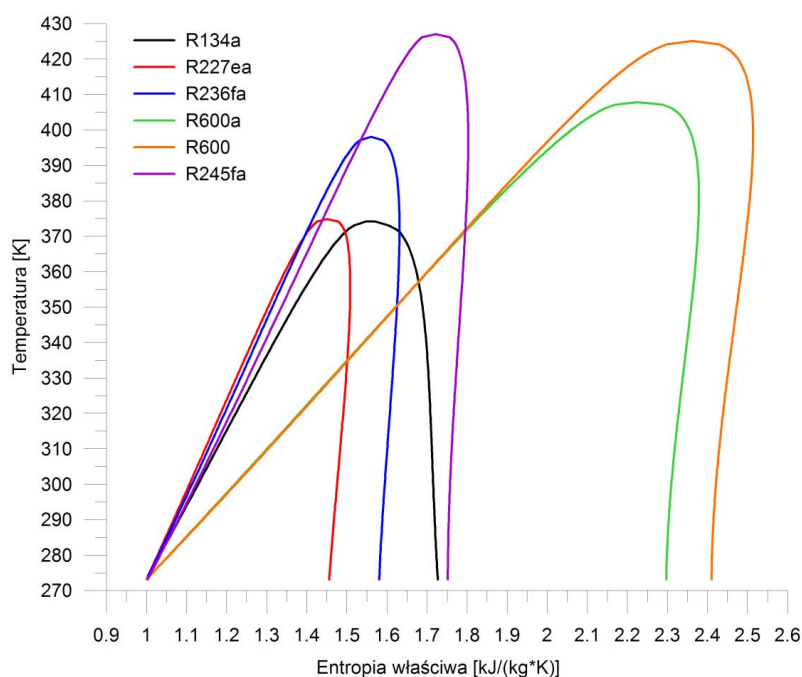
Zestawienie parametrów fizykochemicznych wybranych czynników roboczych (wyznaczonych programem CoolProp)

Table 6.2

List of physicochemical parameters of selected working fluids (calculated using CoolProp)

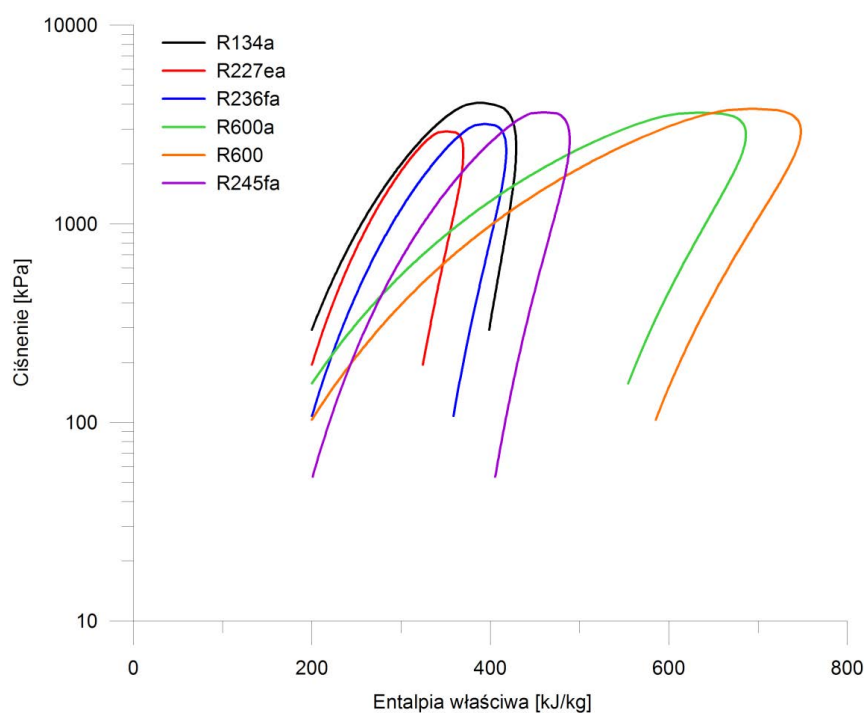
Czynnik roboczy	Wzór chemiczny	Typ	M^{mol} [g/mol]	T_c [°C]	T_b @ 101325 Pa [°C]	p_c [MPa]	p ($T = 86^\circ\text{C}$) [MPa]	p ($T = 30^\circ\text{C}$) [MPa]
R134a	C ₂ H ₂ F ₄	izentropowy/ mokry	102,03	101,06	-26,07	4,06	2,99	0,77
R227ea	C ₃ HF ₇	suchy	170,03	101,75	-16,34	2,93	2,11	0,53
R236fa	C ₃ H ₂ F ₆	suchy	152,04	124,92	-1,49	3,20	1,43	0,32
R600a	C ₄ H ₁₀	suchy	58,12	134,67	-11,75	3,63	1,52	0,40
R600	C ₄ H ₁₀	suchy	58,12	151,98	-0,49	3,80	1,15	0,28
R245fa	C ₃ H ₃ F ₅	izentropowy	134,05	153,86	15,05	3,65	0,91	0,18

Źródło: Bell i in. 2014.



Rys. 6.9. Wykres temperatura – entropia właściwa wybranych czynników roboczych (opracowanie własne)

Fig. 6.9. Temperature – specific entropy chart for selected working fluids (own work)



Rys. 6.10. Wykres ciśnienie – entalpia właściwa dla wybranych czynników roboczych (opracowanie własne)

Fig. 6.10. Temperature – specific enthalpy chart for selected working fluids (own work)

Tabela 6.3

Zestawienie właściwości wybranych czynników roboczych w zakresie bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska

Table 6.3

List of safety and environmental protection factors for selected working fluids

Czynnik roboczy	ODP [-]	GWP 100 [-]	ALT (lata)	Palność	Toksyczność	klasa ASHRAE 34
R134a	0	1 430	14	niepalny	nietoksyczny	A1
R227ea	0	3 220	42	niepalny	nietoksyczny	A1
R236fa	0	9 810	240	niepalny	nietoksyczny	A1
R600a	0	~20	0,02	wysoce palny	nietoksyczny	A3
R600	0	~20	0,02	wysoce palny	nietoksyczny	A3
R245fa	0	1 030	7,6	niepalny	mało toksyczny	B1

Źródło: Calm i Hourahan 2007

Objaśnienia symboli i skrótów zastosowanych w tabelach 6.2 i 6.3 są przedstawione w wykazie symboli na początku monografii.

6.5. Model matematyczny elektrowni binarnej typu ORC dla warunków OG Podhale 1

6.5.1. Wyznaczenie parametrów stanu czynnika roboczego w układzie ORC

Wyznaczenie parametrów stanu termodynamicznego czynnika roboczego w punktach charakterystycznych w układzie ORC pozwala w pełni zrozumieć zachodzącą przemianę oraz wyznaczyć (przy pewnych założeniach) takie wartości jak:

- moc oraz pracę (brutto, netto) wykonaną przez układ ORC,
- ilość ciepła wymienianego w wymiennikach ciepła,
- powierzchnię wymiany ciepła,
- wielkość przepływu oraz wartość temperatury wody geotermalnej w różnych punktach układu ORC,
- wartość mocy w procesach własnych (pasożytniczych) elektrowni,
- sprawność cieplną oraz egzergytyczną.

Parametrami czynnika roboczego wyznaczanymi w punktach charakterystycznych elektrowni typu ORC są: temperatura, ciśnienia, entalpia właściwa oraz entropia właściwa. Do określenia stanu termodynamicznego układu, a więc wyznaczenia dowolnej z wymienionych wielkości, niezbędna jest znana wartość dwóch pozostałych – niezależnych parametrów (jednym z nich, oprócz wymienionych, może być także stopień suchości pary płynu roboczego). Przemianę termodynamiczną czynnika roboczego można prześledzić wykorzystując wykresy temperatura – entropia właściwa (rys. 6.9) oraz ciśnienie – entalpia właściwa (rys. 6.10). Parametry stanu termodynamicznego czynnika roboczego wyznaczono programem CoolProp v. 5.1.1 (Bell i in. 2014) na podstawie następujących równań (oznaczenia jak na rys. 6.11–6.13):

Punkt 1 – czynnik roboczy w stanie pary nasyconej suchej

$$T_{wf}^1 = T_{geo}^1 - \Delta T_{geo, evap} \quad (6.2)$$

$$p_{wf}^1 = f(T_{wf}^1, X=1) \quad (6.3)$$

$$h_{wf}^1 = f(T_{wf}^1, X=1) \quad (6.4)$$

$$s_{wf}^1 = f(T_{wf}^1, X=1) \quad (6.5)$$

Punkt 2s – izentropowe rozprężenie par czynnika roboczego do stanu pary przegrzanej

$$T_{wf}^{2s} = f(p_{wf}^{2s}, s_{wf}^{2s}) \quad (6.6)$$

$$p_{wf}^{2s} = f(T_{cond}, X = 1) \quad (6.7)$$

$$h_{wf}^{2s} = f(p_{wf}^{2s}, T_{wf}^{2s}) \quad (6.8)$$

$$s_{wf}^{2s} = s_{wf}^1 \quad (6.9)$$

Punkt 2 – rzeczywiste rozprężenie par czynnika roboczego do stanu pary przegrzanej

$$T_{wf}^2 = f(p_{wf}^2, h_{wf}^2) \quad (6.10)$$

$$p_{wf}^2 = p_{wf}^{2s} \quad (6.11)$$

$$h_{wf}^2 = h_{wf}^1 - \eta_{turb} (h_{wf}^1 - h_{wf}^{2s}) \quad (6.12)$$

$$s_{wf}^2 = f(p_{wf}^2, h_{wf}^2) \quad (6.13)$$

Punkt 3 – schłodzenie pary przegrzanej czynnika roboczego do stanu pary nasyconej

$$T_{wf}^3 = T_{cond} \quad (6.14)$$

$$p_{wf}^3 = f(T_{cond}, X = 1) \quad (6.15)$$

$$h_{wf}^3 = f(T_{cond}, X = 1) \quad (6.16)$$

$$s_{wf}^3 = f(T_{cond}, X = 1) \quad (6.17)$$

Punkt 4 – skroplenie czynnika roboczego do stanu cieczy nasyconej

$$T_{wf}^4 = T_{cond} \quad (6.18)$$

$$p_{wf}^4 = f(T_{cond}, X = 0) \quad (6.19)$$

$$h_{wf}^4 = f(T_{cond}, X = 0) \quad (6.20)$$

$$s_{wf}^4 = f(T_{cond}, X = 0) \quad (6.21)$$

Punkt 5s – izentropowe sprężenie czynnika roboczego do ciśnienia odparowania

$$T_{wf}^{5s} = f(p_{wf}^{5s}, s_{wf}^{5s}) \quad (6.22)$$

$$p_{wf}^{5s} = p_{wf}^1 \quad (6.23)$$

$$h_{wf}^{5s} = f(P_{wf}^{5s}, s_{wf}^{5s}) \quad (6.24)$$

$$s_{wf}^{5s} = s_{wf}^4 \quad (6.25)$$

Punkt 5 – rzeczywiste sprężenie czynnika roboczego do ciśnienia odparowania, a następnie podgrzanie do stanu cieczy nasyconej

$$T_{wf}^5 = f(P_{wf}^5, h_{wf}^5) \quad (6.26)$$

$$P_{wf}^5 = P_{wf}^1 \quad (6.27)$$

$$h_{wf}^5 = h_{wf}^{5s} + \frac{h_{wf}^{5s} - h_{wf}^4}{\eta_p} \quad (6.28)$$

$$s_{wf}^5 = s_{wf}^4 \quad (6.29)$$

Punkt 6 – początek procesu odparowania cieczy nasyconej

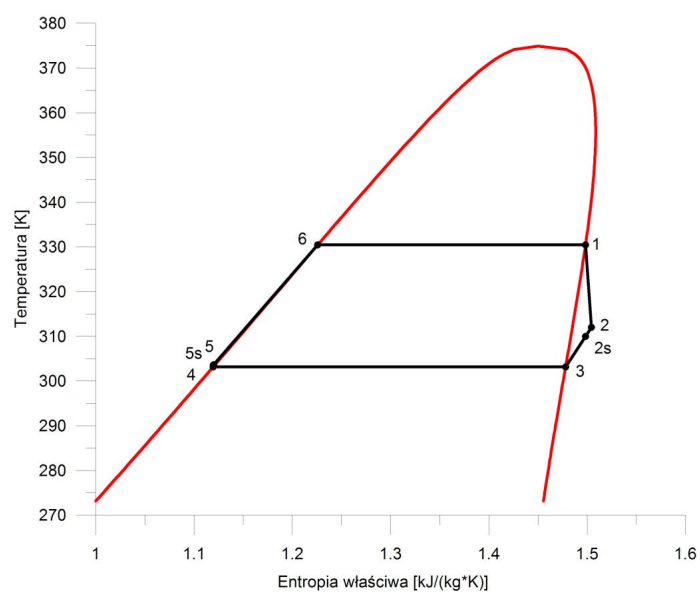
$$T_{wf}^6 = T_{wf}^1 \quad (6.30)$$

$$P_{wf}^6 = P_{wf}^1 \quad (6.31)$$

$$h_{wf}^6 = f(P_{wf}^6, X = 0) \quad (6.32)$$

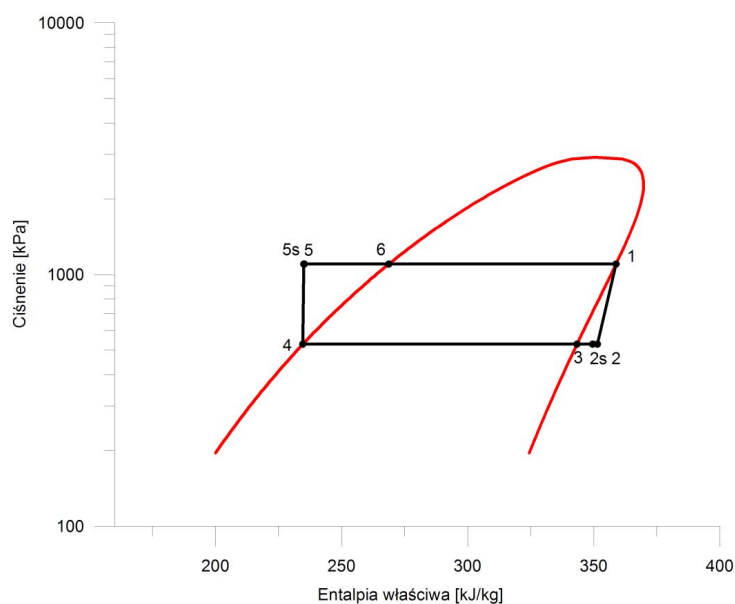
$$s_{wf}^6 = f(P_{wf}^6, X = 0) \quad (6.33)$$

Wielkość występująca w równaniu (6.2) wyraża różnicę temperatur pomiędzy temperaturą wody geotermalnej na wlocie do parowacza a temperaturą odparowania czynnika roboczego (przy przepływie przeciwnym). W modelu matematycznym należy przypisać temu parametrowi pewną wartość początkową (np. 10 K), która w procesie optymalizacji może być na bieżąco zmieniana w kolejnych iteracjach w celu osiągnięcia ekstremum wybranej funkcji celu (szerzej w podrozdziale 6.5.3). Na wykresach przedstawionych na rysunkach 6.11 i 6.12 można prześledzić przebieg przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R227ea, w którym źródło ciepła stanowi woda geotermalna o temperaturze 86°C (jak w otworze Bańska PGP-1 i Bańska PGP-3), natomiast temperatura kondensacji wynosi 30°C. Optymalna z energetycznego punktu widzenia (maksymalizacja mocy brutto układu ORC) temperatura odparowania czynnika R227ea w tych warunkach wynosi 57,28°C, co oznacza, że różnica $\Delta T_{geo, evap}$ wynosi 28,72 K.



Rys. 6.11. Wykres temperatura – entropia właściwa dla przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R227ea (opracowanie własne)

Fig. 6.11. Temperature vs specific entropy diagram for R227ea working fluid (own work)



Rys. 6.12. Wykres ciśnienie – entalpia właściwa dla przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R227ea (opracowanie własne)

Fig. 6.12. Pressure vs specific enthalpy diagram for R227ea working fluid (opracowanie własne)

6.5.2. Wymiana ciepła w elektrowni binarnej typu ORC

Wyznaczenie powierzchni wymiany ciepła w wymiennikach jest możliwe dzięki zastosowaniu wykresów obrazujących zmianę temperatury płynów w funkcji przekazanej ilości ciepła. Określenie wielkości wymienników ciepła jest kluczowe dla optymalizacji ekonomicznej komponentów tworzących elektrownię ORC oraz doboru właściwego czynnika roboczego.

Na rysunku 6.14 można prześledzić proces przekazywania ciepła pomiędzy wodą geotermalną a czynnikiem roboczym w podgrzewaczu i parowaczu. Temperaturą zbliżenia (ang. *pinch point temperature*) jest najmniejsza różnica temperatur pomiędzy płynami wymieniającymi ciepło w wymienniku ciepła. W przypadku układu podgrzewacz – parowacz temperatura zbliżenia występuje praktycznie zawsze na „ciepłym” końcu podgrzewacza (DiPippo 2005). Znając ten fakt, można wyznaczyć temperaturę wody geotermalnej wpływającej do podgrzewacza (oznaczenia jak rys. 6.13):

$$T_{geo}^2 = T_{wf}^6 + \Delta T_{pp} \quad (6.34)$$

gdzie $\Delta T_{pp} = 5 \text{ K}$ dla podgrzewacza oraz parowacza.

Wykorzystując twierdzenie Talesa w odniesieniu do rysunku 6.14 można napisać następującą zależność:

$$\frac{\dot{m}_{geo}^{ORC} c_w (T_{geo}^1 - T_{geo}^2)}{\dot{m}_{geo}^{ORC} c_w (T_{geo}^2 - T_{geo}^3)} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^1 - h_{wf}^6)}{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^6 - h_{wf}^5)} \quad (6.35)$$

Po przekształceniu równania (6.35) otrzymuje się wzór pozwalający wyznaczyć temperaturę wody geotermalnej opuszczającej układ ORC:

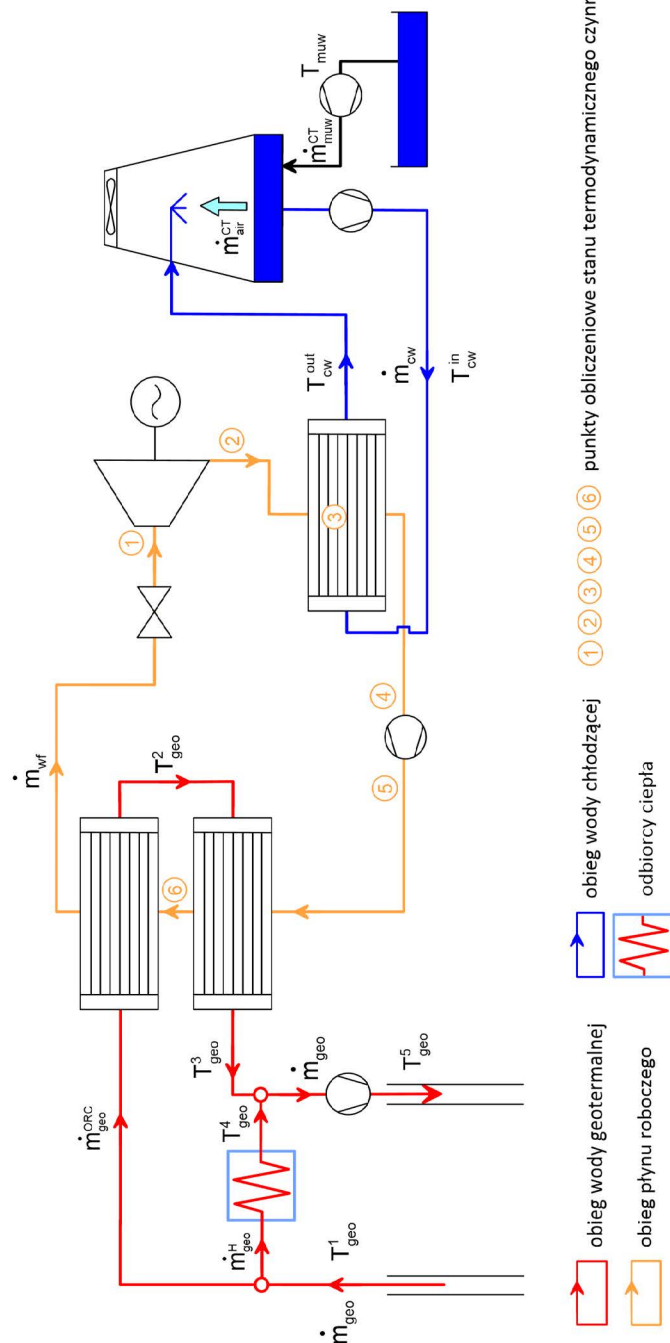
$$T_{geo}^3 = T_{geo}^2 - \frac{h_{wf}^6 - h_{wf}^5}{h_{wf}^1 - h_{wf}^6} (T_{geo}^1 - T_{geo}^2) \quad (6.36)$$

Ilość ciepła $\dot{Q}_{PH}$ przekazana przez wodę geotermalną czynnikowi robocznemu w podgrzewaczu można wyznaczyć za pomocą równania (6.37):

$$\dot{Q}_{PH} = \bar{U}_{PH} A_{PH} \Delta T_{log}^{PH} \quad (6.37)$$

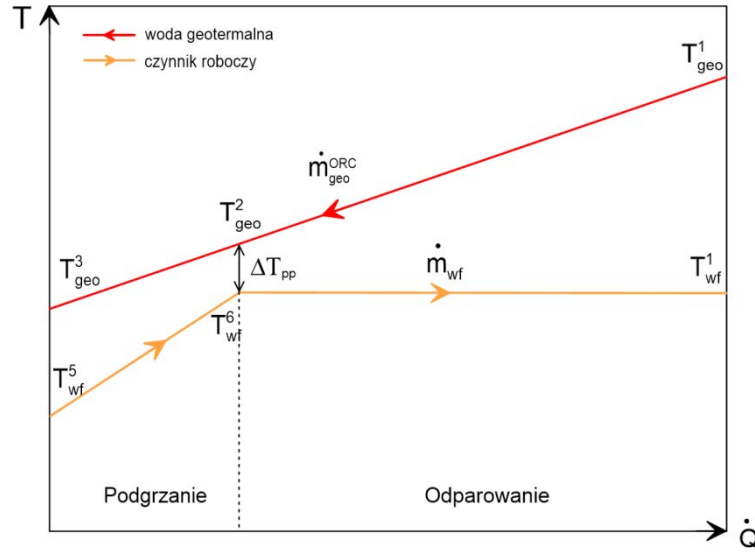
gdzie:

- $\bar{U}_{PH}$ – średni współczynnik przenikania ciepła pomiędzy płynami w podgrzewaczu,
- A_{PH} – powierzchnia wymiany ciepła w podgrzewaczu,
- ΔT_{log}^{PH} – średnia logarytmiczna różnica temperatur pomiędzy płynami w podgrzewaczu.



Rys. 6.13. Model matematyczny układu wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w organicznym cyklu Rankine'a dla OG Podhale 1 z wykorzystaniem geotermalnego źródła ciepła (pozostałe oznaczenia jak na rys. 5.1) (opracowanie własne)

Fig. 6.13. Mathematical model of heat and power generation in the Organic Rankine Cycle for Podhale 1 mining area, using geothermal heat source (other symbols as in fig. 5.1) (own work)



Rys. 6.14. Wykres przedstawiający wymianę ciepła w podgrzewaczu i parowaczu (oznaczenia jak na rys. 6.13) (opracowanie własne)

Fig. 6.14. Heat exchange diagram in the preheater and the evaporator (symbols as in fig. 6.13) (own work)

Ilość ciepła przekazywaną w pozostałych wymiennikach w układzie ORC (parowacz, skraplacz) można wyznaczyć w sposób analogiczny do równania (6.37). Średni współczynnik przenikania ciepła służy określeniu ilości ciepła przepływającego przez przegrodę cieplną (w przypadku wymiennika płaszczowo-rurowego przegrodą tą są rury). Jego wartość zależy od stanu skupienia i właściwości cieplnych płynów przekazujących sobie ciepło. W obliczeniach przyjęto wartości sugerowane przez Valdimarssona (vide Łukawski 2009):

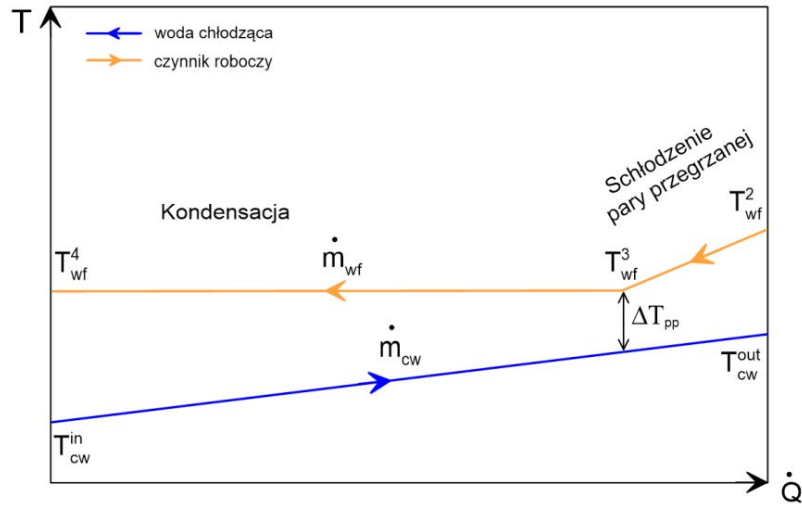
$$— \bar{U}_{PH} = 1,1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2\text{K}},$$

$$— \bar{U}_E = 2,0 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2\text{K}},$$

$$— \bar{U}_{C,dsh} = 0,7 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2\text{K}} \text{ (w części skraplacza, w której następuje ochłodzenie pary przegrzanej do stanu nasycenia),}$$

$$— \bar{U}_{C,cond} = 1,6 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2\text{K}} \text{ (w obszarze kondensacji pary w skraplaczu).}$$

Średnia logarytmiczna różnica temperatur w poszczególnych wymiennikach ciepła, tj. podgrzewaczu, parowaczu oraz skraplaczu przedstawia się następująco (oznaczenia jak na rys. 6.14 oraz rys. 6.15):



Rys. 6.15. Wykres przedstawiający wymianę ciepła w skraplaczu (oznaczenia jak na rys. 6.13) (opracowanie własne)

Fig. 6.15. Heat exchange diagram in the condenser (symbols as in fig. 6.13) (own work)

$$\Delta T_{log}^{PH} = \frac{(T_{geo}^2 - T_{wf}^6) - (T_{geo}^3 - T_{wf}^5)}{\ln \left[\frac{T_{geo}^2 - T_{wf}^6}{T_{geo}^3 - T_{wf}^5} \right]} \quad (6.38)$$

$$\Delta T_{log}^E = \frac{(T_{geo}^1 - T_{wf}^1) - (T_{geo}^2 - T_{wf}^6)}{\ln \left[\frac{T_{geo}^1 - T_{wf}^1}{T_{geo}^2 - T_{wf}^6} \right]} \quad (6.39)$$

$$\Delta T_{log}^{C,dsh} = \frac{(T_{wf}^2 - T_{cw}^{out}) - \Delta T_{pp}}{\ln \left[\frac{T_{wf}^2 - T_{cw}^{out}}{\Delta T_{pp}} \right]} \quad (6.40)$$

$$\Delta T_{log}^{C,cond} = \frac{\Delta T_{pp} - (T_{wf}^4 - T_{cw}^{in})}{\ln \left[\frac{\Delta T_{pp}}{T_{wf}^4 - T_{cw}^{in}} \right]} \quad (6.41)$$

Przekształcając równanie (6.37), powierzchnia wymiany ciepła w poszczególnych wymiennikach wynosi:

$$A_{PH} = \frac{\dot{Q}_{PH}}{\bar{U}_{PH} \Delta T_{log}^{PH}} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^6 - h_{wf}^5)}{\bar{U}_{PH} \Delta T_{log}^{PH}} \quad (6.42)$$

$$A_E = \frac{\dot{Q}_E}{\bar{U}_E \Delta T_{log}^E} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^1 - h_{wf}^6)}{\bar{U}_E \Delta T_{log}^E} \quad (6.43)$$

$$A_C = \frac{\dot{Q}_{C,dsh}}{\bar{U}_{C,d} \Delta T_{log}^{C,dsh}} + \frac{\dot{Q}_{C,cond}}{\bar{U}_{C,c} \Delta T_{log}^{C,cond}} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^2 - h_{wf}^3)}{\bar{U}_{C,d} \Delta T_{log}^{C,dsh}} + \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^3 - h_{wf}^4)}{\bar{U}_{C,c} \Delta T_{log}^{C,cond}} \quad (6.44)$$

Z bilansu energii w skraplaczu:

$$\dot{m}_{cw} c_w [T_{cw}^{out} - (T_{wf}^3 - \Delta T_{pp})] = \dot{m}_{wf} (h_{wf}^2 - h_{wf}^3) \quad (6.45)$$

można wyznaczyć temperaturę wody chłodzącej wypływającej ze skraplacza, która może zostać następnie odprowadzona do cieku powierzchniowego lub ochłodzona w chłodni wentylatorowej w celu ponownego wykorzystania w obiegu chłodniczym:

$$T_{cw}^{out} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^2 - h_{wf}^3)}{\dot{m}_{cw} c_w} + T_{wf}^3 - \Delta T_{pp} \quad (6.46)$$

6.5.3. Pobór mocy w elektrowni binarnej typu ORC

Moc brutto geotermalnej elektrowni binarnej typu ORC jest stała dla danych warunków górnego i dolnego źródła ciepła, tj. wydajności płynu geotermalnego, jego temperatury oraz temperatury kondensacji czynnika roboczego. Moc netto elektrowni geotermalnej typu ORC jest to moc brutto elektrowni pomniejszona o pobór mocy przez urządzenia niezbędne w realizacji cyklu termodynamicznego oraz urządzenia pomocnicze niezwiązane bezpośrednio z cyklem ORC – np. pompy złożowe. Moc netto elektrowni binarnej zależy od szeregu czynników, spośród których najistotniejsze to:

- pobór mocy związany z koniecznością zatłoczenia dodatkowego strumienia wód geotermalnych do złoża,
- rodzaj dolnego źródła ciepła: chłodzenie skraplacza przez bezpośredni przepływ wody, zastosowanie chłodni wyparnych z wymuszonym przepływem powietrza (chłodzenie mokre) lub chłodni wentylatorowych z chłodzeniem suchym,
- temperatura, gęstość, ciepło właściwe oraz ciepło parowania chłodziwa,

- położenie dolnego źródła ciepła względem układu ORC (przepływ chłodziwa grawitacyjny lub wymuszony przez skraplacz), wysokość chłodni, konstrukcja i wielkość powierzchni wymiany ciepła,
- sprawność pomp: zasilającej w ORC, zatłaczających wodę do złoża, wymuszających przepływ chłodziwa,
- pobór mocy przez pompy w celu pokonania oporów przepływu w wymiennikach ciepła.

Moc netto geotermalnej elektrowni binarnej wynosi zatem:

$$P_{netto}^{ORC} = P_{brutto}^{ORC} - P_p^{wf} - P_p^{geo} - P_p^C - P_p^{HEX} \quad (6.47)$$

gdzie:

- P_{brutto}^{ORC} – moc brutto geotermalnej elektrowni binarnej typu ORC,
- P_p^{wf} – moc pompy w obiegu czynnika roboczego,
- P_p^{geo} – moc pomp zatłaczających wodę geotermalną do złoża (związanych z dodatkowym strumieniem dla potrzeb produkcji energii elektrycznej),
- P_p^C – moc pomp w układzie chłodzenia skraplacza,
- P_p^{HEX} – moc pomp pokonujących opory przepływu w wymiennikach ciepła.

Oszacowana wielkość poboru mocy na potrzeby własne (mocy pasożytniczej – ang. *parasitic power consumption*) w poszczególnych układach elektrowni binarnej została podana w podrozdziałach od 6.5.3.1 do 6.5.3.4.

6.5.3.1. Pobór mocy przez pompę w obiegu czynnika roboczego w układzie ORC

Pobór mocy przez pompę zasilającą organiczny cykl Rankine’a (ORC) w czynnik roboczy wynosi (oznaczenia jak na rys. 6.11–rys. 6.13):

$$P_{p, wf} = \dot{m}_{wf} (h_{wf}^5 - h_{wf}^4) \quad (6.48)$$

Sprawność izentropowa pompy zasilającej została „ukryta” w sposobie wyznaczania entalpii właściwej h_{wf}^5 (por. równanie (6.28)).

6.5.3.2. Pobór mocy przez pompę zatłaczającą schłodzoną wodę geotermalną do złoża

Dodatkowy pobór mocy przez pompę zatłaczającą schłodzoną wodę geotermalną do złoża związany jest wyłącznie ze strumieniem wody zasilającym elektrownię binarną. Przez analogię do równania (3.26) można ocenić, że wartość ta wynosi:

$$P_{p,geo}^{ORC} = \frac{Q_{geo}^{ORC} \Delta p_{geo}}{\eta_p} = \frac{\dot{m}_{geo}^{ORC} \Delta p_{geo}}{\rho_{geo} \eta_p} \quad (6.49)$$

gdzie:

Q_{geo}^{ORC} – strumień objętościowy wody geotermalnej przepływający przez obieg ORC,

$\dot{m}_{geo}^{ORC}$ – strumień masowy wody geotermalnej przepływający przez obieg ORC,

Δp_{geo} – przyrost ciśnienia zatłaczania związany ze strumieniem Q_{geo}^{ORC} ,

ρ_{geo} – gęstość zatłaczanej wody,

η_p – sprawność izentropowa pompy.

6.5.3.3. Pobór mocy przez układ chłodzenia skraplacza

Oszacowanie poboru mocy przez układ chłodzenia skraplacza jest zależne od zastosowanego rozwiązania. Ze względu na bliskość rzeki Biały Dunajec należy rozważyć dwa rozwiązania:

- chłodzenie skraplacza przez bezpośredni przepływ wody z rzeki Biały Dunajec,
- zastosowanie chłodni wyparnych z wymuszonym przepływem powietrza (chłodnia wentylatorowa mokra).

Obie metody są tańsze na etapie instalacji oraz bardziej efektywne energetycznie (szczególnie w okresie letnim) od chłodni wentylatorowych suchych (por. rozdział 5.1 oraz Mendrinos i in. 2006).

Chłodzenie skraplacza przez bezpośredni przepływ wody z rzeki Biały Dunajec

Moc pompy obiegowej związana jest z różnicą ciśnień, jaką należy pokonać, lub jakie należy wytworzyć pomiędzy punktem poboru wody z rzeki a wlotem wody do skraplacza, aby umożliwić efektywne chłodzenie:

$$P_{p,cw}^{WT} = \frac{Q_{cw}^{WT} \Delta p_{cw}^{WT}}{\eta_p} = \frac{\dot{m}_{cw}^{WT} \Delta p_{cw}^{WT}}{\rho_{cw} \eta_p} \quad (6.50)$$

gdzie:

Q_{cw}^{WT} – strumień objętościowy wód chłodzących skraplacz,

$\dot{m}_{cw}^{WT}$ – strumień masowy wód chłodzących skraplacz,

Δp_{cw}^{WT} – różnica ciśnień jakie pomiędzy wlotem do skraplacza a punktem poboru wody,

ρ_{cw} – gęstość wody w obiegu chłodzenia skraplacza,

η_p – sprawność izentropowa pompy.

Indeks dolny „cw” oznacza wodę chłodzącą (ang. *cooling water*), natomiast indeks górny „WT” oznacza przepływ bezpośredni (ang. *water through*). Wartość mocy pompy obiegowej

nie uwzględnia mocy niezbędnej do pokonania oporów przepływu wody przez skraplacz, co zostało omówione osobno w podrozdziale 6.5.3.4. Z bilansu energii w skraplaczu wielkość strumienia masowego wody chłodzącej przepływającej przez skraplacz wynosi:

$$\dot{m}_{cw}^{WT} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^2 - h_{wf}^4)}{c_w (T_{cw}^{WT,out} - T_{cw}^{WT,in})} \quad (6.51)$$

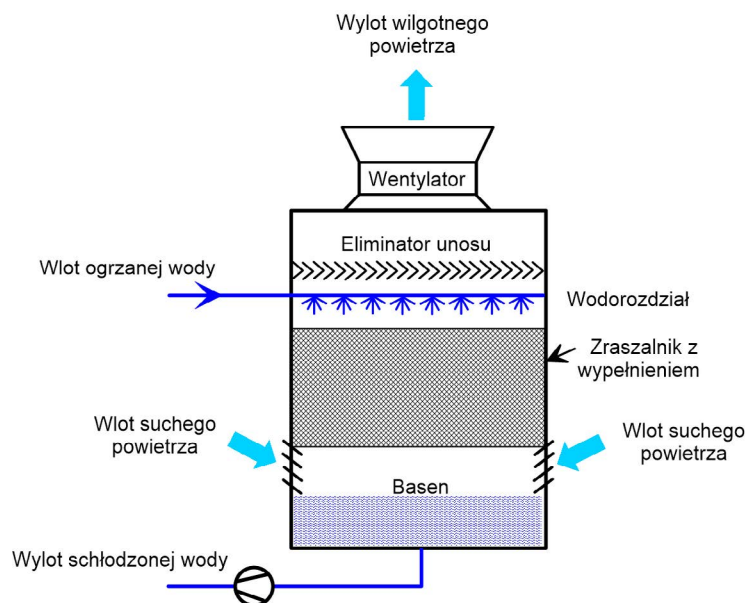
gdzie:

$T_{cw}^{WT,out}$ – temperatura wody wypływającej ze skraplacza,

$T_{cw}^{WT,in}$ – temperatura wody wpływającej do skraplacza.

Chłodzenie skraplacza w chłodniach wentylatorowych mokrych

W takim układzie woda chłodząca skraplacz krąży w obiegu zamkniętym. Po odebraniu ciepła jest ona pompowana do systemu dystrybucji wody znajdującego się na górze chłodni wentylatorowej, po czym zostaje rozprowadzona po jak największej powierzchni zraszalnika, gdzie następuje wymiana ciepła z powietrzem atmosferycznym. Ruch powietrza w przepływie krzyżowym lub przeciuprądowym jest wywołany wentylatorem znajdującym się w górnej części wieży chłodniczej (rys. 6.16). Ochłodzenie wody następuje głównie wskutek



Rys. 6.16. Schemat działania chłodni wentylatorowej mokrej z przepływem przeciuprądowym (opracowanie własne na podstawie Morvay i Gvozdenac 2008)

Fig. 6.16. Functional diagram of a wet cooling tower with a countercurrent flow (own work based on Morvay & Gvozdenac 2008)

odparowania niewielkiej części strumienia wody (około 2% objętości). Bardzo niewielkie straty wody spowodowane są również jej unosem przez strumień powietrza. Minimalizacja strat wody wskutek unosu (i możliwość zaniedbania tego zjawiska w dalszych obliczeniach) jest uzyskiwana dzięki zastosowaniu odkraplaczy, służących do wydzielenia kropeł wody ze strumienia powietrza i zawróceniu ich do obiegu wody. Jako że odparowaniu ulega czysta woda, zwiększa się koncentracja substancji rozpuszczonych znajdujących się w obiegu wody w wieży chłodniczej. Ponieważ dalsze odparowanie mogłoby doprowadzić do wytrącenia się składników mineralnych, w wyniku czego nastąpiłoby ich osadzanie na wypełnieniu zraszalnika – niezbędne jest uzupełnianie obiegu wody zarówno w straty wynikające z odparowania, jak i te związane z koniecznością utrzymania właściwego stężenia substancji rozpuszczonych w wodzie.

Moc pobierana przez chłodzię wentylatorową do prawidłowej pracy jest sumą mocy konsumowanej przez pompy oraz wentylator:

$$P_{Total}^{CT} = P_p^{CT} + P_{fan}^{CT} \quad (6.52)$$

gdzie:

- P_{Total}^{CT} – moc pobierana przez chłodzię wentylatorową,
- P_p^{CT} – pobór mocy przez pompy obiegowe i zasilające chłodzię wentylatorową w wodę,
- P_{fan}^{CT} – pobór mocy przez wentylator.

Całkowity pobór mocy przez zespół pomp chłodzi wentylatorowej mokrej jest sumą mocy pomp związanych z transportem wody do systemu dystrybucji wody na górze wieży chłodniczej oraz z pompowaniem wody uzupełniającej straty chłodziwa w obiegu (por. rys. 6.13):

$$P_p^{CT} = \frac{\left(\dot{m}_{cw}^{CT} + \dot{m}_{muw, evap}^{CT} + \dot{m}_{muw, COC}^{CT} \right) g h_{w, evap} + \frac{\left(\dot{m}_{muw, evap}^{CT} + \dot{m}_{muw, COC}^{CT} \right) \Delta p_{muw}^{CT}}{\rho_w}}{\eta_p} \quad (6.53)$$

gdzie:

- $\dot{m}_{cw}^{CT}$ – strumień masowy wody krążącej w wieży chłodniczej,
- $\dot{m}_{muw, evap}^{CT}$ – strumień masowy wody związany z koniecznością uzupełnienia wody utraconej wskutek parowania,
- $\dot{m}_{muw, COC}^{CT}$ – strumień masowy wody związany z koniecznością rozcieńczenia wody będącej w obiegu wieży chłodniczej,
- $h_{w, evap}$ – entalpia parowania wody,
- Δp_{muw}^{CT} – różnica ciśnień pomiędzy basenem wieży chłodniczej a punktem poboru wody,

ρ_w – gęstość wody,
 η_p – sprawność pompy.

Strumień wody przepływający przez skraplacz w układzie z chłodnią wentylatorową mokrą można wyznaczyć analogicznie do równania (6.51) opisującego bezpośrednie chłodzenie wymiennika ciepła przez przepływ wody z rzeki:

$$\dot{m}_{cw}^{CT} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^2 - h_{wf}^4)}{c_w (T_{cw}^{CT,out} - T_{cw}^{CT,in})} \quad (6.54)$$

gdzie:

$T_{cw}^{CT,in}$ – temperatura wody wpływającej do skraplacza,
 $T_{cw}^{CT,out}$ – temperatura wody wypływającej ze skraplacza.

Minimalna wartość temperatury, do jakiej można schłodzić wodę w wyparnej wieży chłodniczej, jest równa temperaturze termometru wilgotnego powietrza powiększonej o temperaturę zbliżenia (rys. 6.17), gdzie temperatura zbliżenia jest to minimalna różnica temperatur pomiędzy strumieniami powietrza i wody:

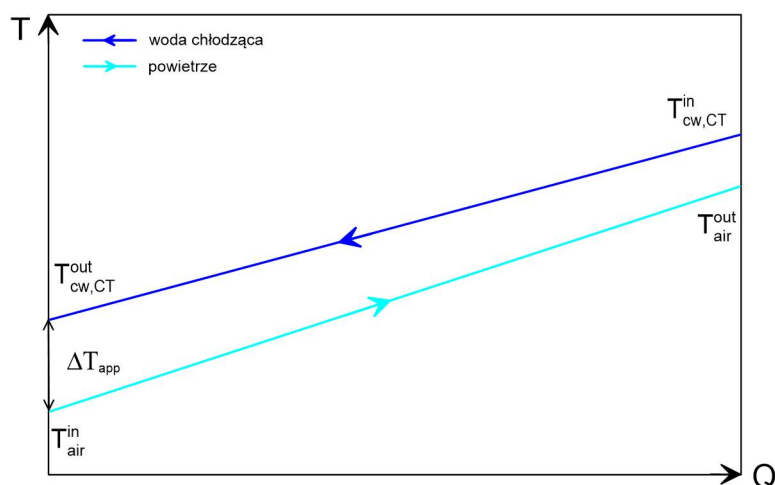
$$T_{cw}^{CT,out} = T_{air}^{wb} + \Delta T_{app} \quad (6.55)$$

gdzie:

T_{air}^{wb} – temperatura termometru wilgotnego powietrza,
 ΔT_{app} – temperatura zbliżenia pomiędzy strumieniami wody i powietrza.

W modelu matematycznym przyjęto, że temperatura zbliżenia wynosi 3°C, co odpowiada najwyższej możliwej efektywności chłodzenia w chłodniach wentylatorowych. W praktyce natomiast oznaczałoby to konieczność budowy bardzo dużej wieży chłodniczej, aby umożliwić odpowiednio długi czas kontaktu obu płynów podczas wymiany ciepła (Hensley 2009).

Wartości strumienia wody obiegowej (chłodziwa) w obu metodach chłodzenia będą się różniły od siebie ze względu na różną temperaturę na wlocie i wylocie ze skraplacza, co z kolei jest podyktowane m.in. ograniczeniami związanymi z odbiorem ciepła z wody przez strumień powietrza oraz koniecznością zabezpieczenia wody przed zamarzaniem w chłodniach wentylatorowych mokrych (utrzymywaniem odpowiednio wysokiej temperatury w okresie zimowym). W przypadku wykorzystania wieży chłodniczych przyjęto za Valdimarssonem (vide Łukawski 2009), że najniższa możliwa do otrzymania temperatura wody wynosi 7°C, co powinno skutecznie przeciwdziałać oblodzeniu instalacji. Jednocześnie autor niniejszego opracowania przyjął, że temperatura wody przepływającej przez skraplacz (np. pobieranej z rzeki) nie powinna być niższa niż 5°C.



Rys. 6.17. Wykres przedstawiający wymianę ciepła pomiędzy strumieniami powietrza i wody w chłodni wentylatorowej mokrej (opracowanie własne)

Fig. 6.17. Heat exchange diagram between air and water streams in wet type cooling tower (own work)

Ilość wody związana z odparowaniem jaka musi być uzupełniana w obiegu chłodząca w chłodni wentylatorowej mokrej wynosi najczęściej około 2%, choć równanie (6.56) umożliwia wyznaczenie dokładnej wartości:

$$\dot{m}_{muw, evap}^{CT} = \dot{m}_{air}^{CT} \left(W_{air}^{out} - W_{air}^{in} \right) \bigg|_{T_{wb}} \quad (6.56)$$

gdzie:

- $\dot{m}_{muw, evap}^{CT}$ – strumień masowy wody ulegającej odparowaniu,
- W_{air}^{out} – wilgotność właściwa powietrza nasyconego ($R = 0,95$) opuszczającego chłodnię wentylatorową,
- $W_{air}^{in} \big|_{T_{wb}}$ – wilgotność właściwa powietrza suchego zasysanego przez chłodnię wentylatorową o temperaturze termometru wilgotnego.

W związku ze wzrostem koncentracji substancji rozpuszczonych w wodzie spowodowanej odparowaniem części wody, konieczne jest częściowe jej przepompowanie w celu wprowadzenia do obiegu nowej (niezależnej) wody (proces ten w języku angielskim nosi nazwę *bleed off* lub *blowdown*). Jej ilość związana jest z cyklami koncentracji – COC (ang. *Cycles of Concentrations*) wody będącej już w bezpośrednim obiegu wieży chłodniczej. Przykładowo – jeżeli liczba cykli wynosi cztery – oznacza to, że woda podlegająca cyrkulacji w wieży chłodniczej posiada czterokrotnie wyższą koncentrację substancji rozpuszczonych niż pierwotna (surowa) woda technologiczna. Ilość wody,

jaka musi zostać wymieniona w celu zachowania pierwotnej koncentracji substancji rozpuszczonych wynosi wówczas:

$$\dot{m}_{muw, COC}^{CT} = \frac{\dot{m}_{muw, evap}^{CT}}{COC - 1} \quad (6.57)$$

Liczbę cykli koncentracji można wyznaczyć laboratoryjnie mierząc sumę składników rozpuszczonych – TDS (ang. *total dissolved solids*) w wodzie będącej w obiegu bezpośrednim wieży chłodniczej oraz surowej wodzie technologicznej lub też poprzez pomiar przewodności elektrolitycznej wody:

$$COC = \frac{TDS_{cw}^{CT}}{TDS_{muw}^{CT}} \approx \frac{\sigma_{cw}^{CT}}{\sigma_{muw}^{CT}} \quad (6.58)$$

gdzie:

- TDS_{cw}^{CT} – suma składników rozpuszczonych w wodzie będącej w obiegu bezpośrednim wieży chłodniczej,
- TDS_{muw}^{CT} – suma składników rozpuszczonych w wodzie uzupełniającej,
- σ_{cw}^{CT} – przewodność elektrolityczna wody będącej w obiegu bezpośrednim wieży chłodniczej,
- σ_{muw}^{CT} – przewodność elektrolityczna wody uzupełniającej.

Pobór mocy przez wentylator jest proporcjonalny do iloczynu strumienia masowego powietrza oraz różnicy ciśnienia przed i za wentylatorem:

$$P_{fan}^{CT} = \frac{\dot{m}_{air}^{CT} \Delta p_{fan}^{CT}}{\rho_{air} \eta_{fan}} \quad (6.59)$$

gdzie:

- $\dot{m}_{air}^{CT}$ – strumień masowy powietrza przepływający przez wentylator,
- Δp_{fan}^{CT} – różnica ciśnienia powietrza przed i za wentylatorem,
- ρ_{air} – gęstość powietrza,
- η_{fan} – sprawność wentylatora.

Wielkość strumienia powietrza przepływającego przez wentylator wieży chłodniczej można obliczyć z bilansu masy i energii. Po prostym przekształceniu otrzymuje się:

$$\dot{m}_{air}^{CT} = \frac{\dot{m}_{cw}^{CT} c_w (T_{cw}^{out} - T_{cw}^{in})}{h_{air}^{out} - h_{air}^{in} \Big|_{T_{wb}} - h_{cw}^{in} (W_{air}^{out} - W_{air}^{in} \Big|_{T_{wb}})} \quad (6.60)$$

gdzie:

- T_{cw}^{out} – temperatura wody wypływającej ze skraplacza (wpływającej do chłodni wentylatorowej),

- T_{cw}^{in} – temperatura wody wpływającej do skraplacza (wypływającej z basenu chłodni wentylatorowej),
- $h_{air}^{in}|T_{wb}$ – entalpia właściwa powietrza suchego zasysanego przez chłodnię wentylatorową o temperaturze termometru wilgotnego,
- h_{air}^{out} – entalpia właściwa powietrza nasyconego ($R = 0,95$) opuszczającego chłodnię wentylatorową,
- h_{cw}^{in} – entalpia właściwa wody wpływającej do skraplacza (wypływającej z basenu chłodni wentylatorowej).

Równania (6.52)–(6.60) pozwalają obliczyć moc konsumowaną przez układ chłodzenia skraplacza – zarówno jeżeli jest to bezpośredni przepływ wody chłodzącej przez wymiennik ciepła, jak i wykorzystując chłodnię wentylatorową mokrą. Różnica ciśnień, jaka pojawia się w równaniach (6.50) oraz (6.53) jest związana z położeniem miejsca poboru wody chłodzącej oraz skraplacza, bądź podstawy chłodni wentylatorowej, a więc ciśnieniem, które pompa musi pokonać w celu zapewnienia przepływu chłodziwa. W obliczeniach przyjęto, że w obu przypadkach wynosi on 0,1 MPa. Przyjęto ponadto, że różnica wysokości pomiędzy podstawą a systemem dystrybucji wody chłodni wentylatorowej wynosi 5 m. Różnica ciśnień powietrza znajdującym się przed i za wentylatorem wieży chłodniczej (równanie (6.59)) przyjęto równą 160 Pa. Występujące w równaniach (6.56) oraz (6.60) parametry powietrza wylatującego z chłodni nie wymagają zaznaczenia, czy są obliczane dla temperatury termometru suchego bądź wilgotnego, gdyż dla powietrza prawie całkowicie nasyconego w parę wodną obie te temperatury mają do siebie zbliżoną wartość, a przy wilgotności względnej wynoszącej 100% są sobie równe.

6.5.3.4. Pobór mocy przez pompy pokonujące opory przepływu w wymiennikach ciepła

Jednym z podstawowych parametrów determinujących konstrukcję wymienników ciepła jest dopuszczalna strata ciśnienia spowodowana turbulentnym przepływem płynów. Parametr ten warunkuje prędkość przepływu płynów w wymienniku, co z kolei implikuje końcową wartość współczynnika przenikania ciepła. Im wyższa jest wartość dopuszczalnych strat ciśnienia w wymienniku, tym bardziej efektywny jest proces wymiany ciepła pomiędzy płynami. W modelu matematycznym elektrowni ORC założono, że podgrzewacz, parowacz oraz skraplacz będą wymiennikami ciepła typu płaszczowo-rurowego. Założono ponadto, że przepływ wody geotermalnej oraz chłodzącej będzie odbywał się w przestrzeni rurowej, podczas gdy przepływ płynu roboczego – w przestrzeni płaszczowej. Pobór mocy przez pompy spowodowany oporami przepływu dany jest równaniem:

$$P_{Total}^{HEX} = P_{PH} + P_E + P_C \quad (6.61)$$

gdzie:

- P_{PH} – pobór mocy przez pompę służący pokonaniu oporów przepływu w podgrzewaczu,
- P_E – pobór mocy przez pompę służący pokonaniu oporów przepływu w parowaczu,
- P_C – pobór mocy przez pompę służący pokonaniu oporów przepływu w skraplaczu.

Rozwinięcie równanie (6.61) prowadzi do postaci:

$$P_{Total}^{HEX} = \frac{\frac{\dot{m}_{wf}}{\rho_{wf}} \left(\Delta p_{PH}^{shell} + \Delta p_E^{shell} + \Delta p_C^{shell} \right) + \frac{\dot{m}_{geo}^{ORC}}{\rho_{geo}} \left(\Delta p_{PH}^{tube} + \Delta p_E^{tube} \right) + \frac{\dot{m}_{cw}}{\rho_{cw}} \Delta p_C^{tube}}{\eta_p} \quad (6.62)$$

gdzie:

- $\Delta p_{PH,E,C}^{shell}$ – strata ciśnienia w przestrzeni płaszczowej wymiennika płaszczowo-rurowego (PH – podgrzewacz, E – parowacz, C – skraplacz),
- $\Delta p_{PH,E,C}^{tube}$ – strata ciśnienia w przestrzeni rurowej wymiennika płaszczowo-rurowego (PH – podgrzewacz, E – parowacz, C – skraplacz).

W obliczeniach modelu matematycznego geotermalnej siłowni ORC założono, że dopuszczalna strata ciśnienia zarówno w przestrzeni płaszczowej, jak i rurowej każdego z wymienników ciepła wynosi 70 kPa.

6.5.4. Optymalizacja warunków pracy według kryterium maksymalnej produkcji energii elektrycznej brutto

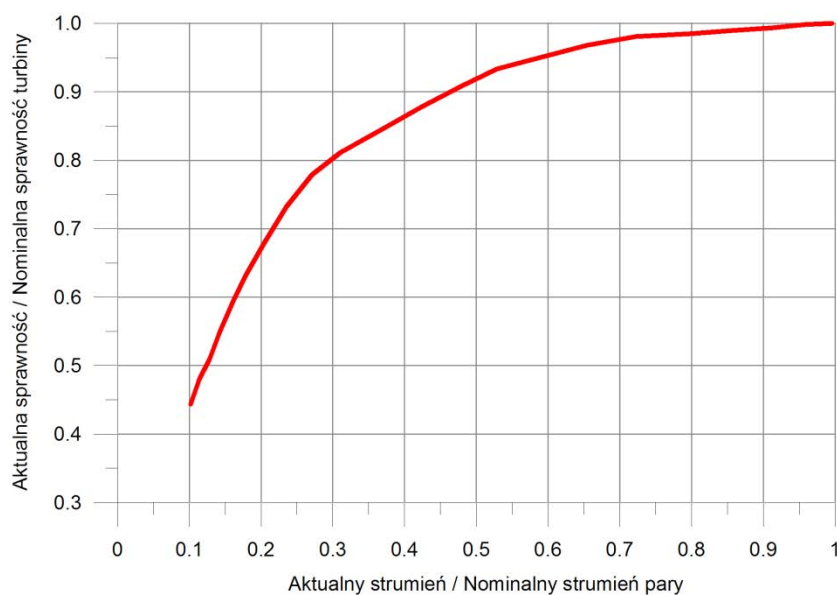
Optymalizacja warunków pracy elektrowni geotermalnej pracującej w cyklu organicznym Rankine’a pod kątem maksymalizacji mocy brutto (a w konsekwencji produkcji energii elektrycznej brutto) jest możliwa zasadniczo poprzez dopasowanie trzech parametrów:

- dobór optymalnej temperatury parowania czynnika roboczego,
- obniżenie temperatury kondensacji czynnika roboczego,
- dobór optymalnego pod względem termodynamicznym czynnika roboczego.

Należy przy tym zwrócić uwagę, że osiągnięcie możliwie niskiej temperatury kondensacji jest ograniczone przez zastosowany układ chłodzenia oraz podlegającą dobowym i sezonowym zmianom temperaturę chłodziwa. Zważywszy na fakt, że podstawowym celem działalności spółki PEC Geotermia Podhalańska SA jest dostarczanie odbiorcom energii cieplej, energia elektryczna może być wytwarzana wyłącznie w okresie występowania nadwyżek strumienia wód geotermalnych, tj. głównie w okresie wiosenno-letnim (rys. 6.4). W tym okresie temperatura dolnego źródła ciepła może osiągać na tyle wysoką temperaturę, że może się okazać niemożliwe osiągnięcie docelowej temperatury kondensacji lub też pobór mocy przez układ chłodzenia byłby wyższy niż produkcja energii elektrycznej uzyskana dzięki obniżeniu temperatury skraplania. Biorąc pod uwagę charakterystykę termiczną rzeki Biały Dunajec (dane syntetyczne) oraz temperaturę powietrza dla miasta Zakopane (termo-

metr wilgotny) przedstawioną w rozdziale 6.3, autor przyjął, że minimalna temperatura kondensacji wynosi 30°C.

Turbina pracująca w modelowanym obiegu ORC charakteryzuje się sprawnością zależną od obciążenia. Jak reklamuje włoska firma Turboden – ich turbiny pracujące w elektrowniach ORC są w stanie utrzymać 90-procentową sprawność energetyczną nawet przy 50% obciążeniu, a dolny limit pracy sięga 10% obciążenia nominalnego (rys. 6.18). Charakterystyka ta została uwzględniona w modelu matematycznym elektrowni.



Rys. 6.18. Charakterystyka sprawności energetycznej turbiny ORC w funkcji obciążenia (Turboden 2015)

Fig. 6.18. Efficiency of the ORC turbine as a function of specific load (Turboden 2015)

Mając ustaloną stałą temperaturę kondensacji, jedynym możliwym parametrem umożliwiającym optymalizację energetyczną elektrowni ORC (moc brutto) pozostaje temperatura odparowania czynnika chłodniczego – osobno dla każdego z czynników roboczych. W tym celu cały model matematyczny został wykonany w programie MS Excel 2013. Model ten jest modelem dynamicznym ze względu na:

- zmienny w czasie strumień wody geotermalnej dostępny dla elektrowni ORC,
- zmienną w czasie temperaturę dolnego źródła ciepła.

Ilość energii elektrycznej brutto E_{brutto}^{ORC} wytworzonej w ciągu roku przez elektrownię wynosi zatem:

$$E_{brutto}^{ORC} = \sum_{i=1}^{8760} P_{brutto,i}^{ORC} t_i \quad (6.63)$$

gdzie:

- $P_{brutto,i}^{ORC}$ – moc brutto elektrowni ORC w przedziale czasu t_i ,
 t_i – interwał czasu równy 1 godzinie.

Moc brutto elektrowni ORC wynosi natomiast:

$$P_{brutto}^{ORC} = \dot{m}_{wf} (h_{wf}^1 - h_{wf}^2) \eta_{turb} (\dot{m}_{wf}) \eta_{gen} \quad (6.64)$$

gdzie:

- $\eta_{turb}(\dot{m}_{wf})$ – sprawność energetyczna turbiny w funkcji obciążenia nominalnego,
 η_{gen} – sprawność generatora.

Optymalizacja problemu matematycznego, jakim jest maksymalizacja produkcji energii elektrycznej brutto przez elektrownię ORC polega na znalezieniu optymalnej temperatury odparowania czynnika roboczego. Temperatura parowania podlega ograniczeniom – musi być mniejsza lub równa temperaturze źródła ciepła (wody geotermalnej) pomniejszonej o temperaturę zbliżenia w wymienniku ciepła, a jednocześnie być wyższa od temperatury kondensacji:

$$T_{geo}^1 - \Delta T_{pp} \geq T_{wf}^1 > T_{cond} \quad (6.65)$$

W obliczeniach wykorzystano bazę danych właściwości fizykochemicznych substancji czystych i mieszanin – CoolProp (Bell i in. 2014), która stanowiła zewnętrzną bibliotekę dla programu MS Excel. Optymalizacja została przeprowadzona narzędziem Solver – dodatkiem do programu MS Excel, dostarczonym przez firmę Frontline Solvers. Rozwiązywanie problemu numerycznego odbywa się domyślnie z wykorzystaniem uogólnionej metody gradientu zredukowanego GRG (ang. *Generalized Reduced Gradient*). W każdym kroku obliczeniowym (iteracji) zmianie podlega wartość zmiennej decyzyjnej, co powoduje przeliczenie przez program CoolProp poszukiwanych właściwości termodynamicznych wybranego czynnika roboczego, co z kolei rzutuje na moc i ilość energii wytwarzanej w elektrowni. Optymalizacja, tj. poszukiwanie ekstremum funkcji celu, trwa do momentu otrzymania poszukiwanego wyniku w ramach przyjętej tolerancji bądź osiągnięcia maksymalnego czasu obliczeń lub liczby iteracji.

W modelu matematycznym elektrowni binarnej przyjęto szereg stałych „globalnych”, których wykaz zestawiono w tabeli 6.4. Przez pojęcie stałej globalnej należy rozumieć parametr, którego wartość jest stała w trakcie optymalizacji i nie zależy od czasu. Stałymi globalnymi są więc parametry charakteryzujące (w pewnym zakresie) górne i dolne źródło ciepła, wymienniki ciepła, układ chłodzenia skraplacza oraz sprawność urządzeń.

Porównując wyniki optymalizacji energetycznej modelowanej elektrowni ORC (rys. 6.19 oraz 6.20) z tabelą 6.2, można zauważyć, że czynniki robocze charakteryzujące się niską temperaturą krytyczną pozwalają osiągnąć najwyższą moc oraz roczną produkcję energii

Tabela 6.4

Wykaz stałych globalnych wykorzystanych w modelu matematycznym binarnej elektrowni geotermalnej typu ORC

Tabela 6.4

List of global constants used in the mathematical model of the geothermal ORC binary power plant

Stałe dotyczące górnego i dolnego źródła ciepła	
$T_{geo}^1 = 86^{\circ}\text{C}$	$c_{air} = 1010 \frac{\text{J}}{\text{kgK}}$
$T_{cond} = 30^{\circ}\text{C}$	$\rho_{geo} = 970 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
$c_{geo} = 4202 \frac{\text{J}}{\text{kgK}}$	$\rho_{cw} = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
$c_{cw} = 4196 \frac{\text{J}}{\text{kgK}}$	$\rho_{air} = 1,22 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Dopuszczalny strumień wody geotermalnej bez zatłaczania: 140 m ³ /h	
Wymienniki ciepła	
$\Delta T_{pp} = 5^{\circ}\text{C}$	$\Delta p_{PH,E,C}^{tube} = 70 \text{ kPa}$
$\Delta p_{PH,E,C}^{shell} = 70 \text{ kPa}$	
Układ chłodzenia skraplacza	
$\Delta p_{cw}^{WT} = 100 \text{ kPa}$	$\Delta p_{fan}^{CT} = 160 \text{ Pa}$
$h^{CT} = 5 \text{ m}$	$\Delta T_{app} = 3^{\circ}\text{C}$
$\Delta p_{muw}^{CT} = 100 \text{ kPa}$	$COC = 4$
Sprawności	
$\eta_p = 75\%$	$\eta_{turb} = 80\%$
$\eta_{fan} = 60\%$	$\eta_{gen} = 97\%$

Źródło: opracowanie własne.

elektrycznej przez turbozespół. Pod tym względem szczególnie korzystnie prezentują się czynniki robocze R227ea oraz R134a, których zastosowanie w analizowanej elektrowni umożliwiłoby przekroczenie mocy 1 MW przy strumieniu wód geotermalnych równym 486,3 m³/h. Elektrownia taka mogłaby pracować z maksymalną mocą przez około 2100 godzin w ciągu roku. Jednocześnie analizowana elektrownia mogłaby pracować nawet przez około 80% czasu w roku (generując co najmniej 50 kW mocy brutto), co pozwoliłoby na wytworzenie od 4,14 do 4,55 GWh energii elektrycznej brutto (rys. 6.20). Należy zauważyć, że maksymalna moc netto optymalizowanej elektrowni geotermalnej (tj. po odjęciu potrzeb

własnych, zgodnie z równaniem (6.47)) stanowi od 56 do 59% maksymalnej mocy brutto w układzie z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza oraz od 52 do 55% w elektrowni z zespołem chłodni wentylatorowych mokrych (rys. 6.19). Wygenerowana w ciągu roku energia elektryczna netto stanowi od 63 do 68% energii elektrycznej brutto w układzie z bezpośrednim przepływem wody z rzeki przez skraplacz oraz od 53 do 58% wykorzystując do tego zadania chłodnie wentylatorowe mokre. W obu przypadkach najwyższym stosunkiem ilości energii netto do brutto wygenerowanej w układzie ORC charakteryzuje się czynnik roboczy R245fa (rys. 6.20).

Dla tak zoptymalizowanej elektrowni ORC sprawność cieplna procesu konwersji energii cieplnej w elektryczną, wyrażona równaniem:

$$\eta_{th}^{ORC} = \frac{P_{brutto}^{ORC}}{Q_{geo}^{ORC}} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^1 - h_{wf}^2) \eta_{turb} (\dot{m}_{wf}) \eta_{gen}}{\dot{m}_{geo}^{ORC} c_w (T_{geo}^1 - T_{geo}^3)} \quad (6.66)$$

wyniosłaby maksymalnie od 5,7 do 6%, natomiast średnioroczna sprawność cieplna wyrażona jako stosunek ilość energii elektrycznej wytworzonej w ciągu roku do ilości ciepła odebranego z wody geotermalnej w tym samym czasie:

$$\bar{\eta}_{th}^{ORC} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_{brutto,i}^{ORC} t_i}{\sum_{i=1}^{8760} Q_{geo,i}^{ORC} t_i} = \frac{(h_{wf}^1 - h_{wf}^2) \eta_{gen} \sum_{i=1}^{8760} \dot{m}_{wf,i} \eta_{turb} (\dot{m}_{wf,i}) t_i}{c_w (T_{geo}^1 - T_{geo}^3) \sum_{i=1}^{8760} \dot{m}_{geo,i}^{ORC} t_i} \quad (6.67)$$

wyniosłaby od 5,2 do 5,4%. Wartości te sugerują, że proces konwersji energii cieplnej w elektryczną w elektrowni ORC zasilanej źródłem o niskiej entalpii jest bardzo mało efektywny. Posługiwanie się sprawnością cieplną – choć popularne w literaturze nie jest do końca miarodajne. Część autorów sugeruje posługiwanie się pojęciem sprawności egzergetycznej do oceny stopnia sprawności konwersji energii oraz strat egzergii w poszczególnych procesach cyklu ORC (DiPippo 2004, 2005; Yari 2010). Egzergia jest to maksymalna praca, jaką układ termodynamicznie otwarty może wykonać w danym otoczeniu przechodząc do stanu równowagi z otoczeniem. Otoczeniem jest zbiornik nieużytecznej energii o stałej temperaturze – np. powietrze atmosferyczne. Innymi słowy – egzergia określa, ile pracy jest możliwe do wykonania przez układ termodynamiczny, nim osiągnie temperaturę otoczenia. Po tym krótkim wstępie, można podać równania pozwalające wyznaczyć sprawność egzergetyczną cyklu ORC:

$$\eta_{II,brutto}^{ORC} = \frac{P_{brutto}^{ORC}}{\dot{E}_{in}^{ORC}} = \frac{\dot{m}_{wf} (h_{wf}^1 - h_{wf}^2) \eta_{turb} (\dot{m}_{wf}) \eta_{gen}}{\dot{m}_{geo}^{ORC} (h_{geo}^1 - h_{geo}^3 - T_0 (s_{geo}^1 - s_{geo}^0))} \quad (6.68)$$

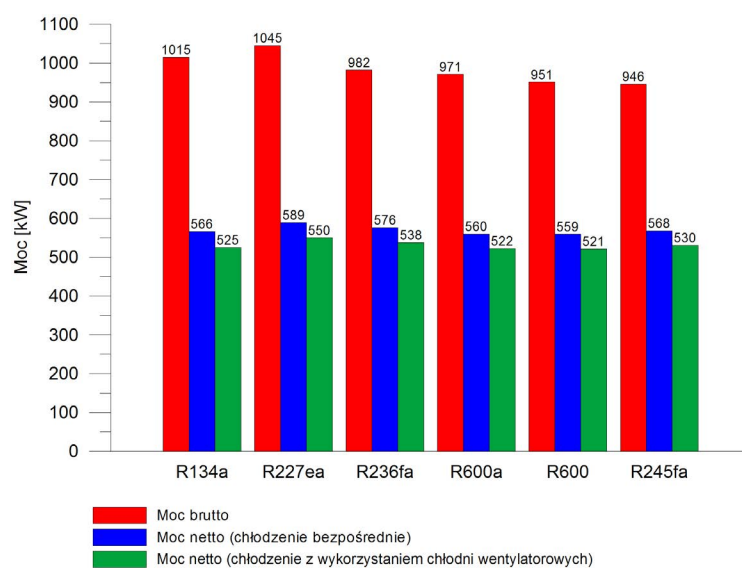
$$\eta_{II,netto}^{ORC} = \frac{P_{netto}^{ORC}}{\dot{E}_{in}^{ORC}} = \frac{P_{brutto}^{ORC} - P_p^{wf} - P_p^{geo} - P_p^C - P_p^{HEX}}{\dot{m}_{geo}^{ORC} (h_{geo}^1 - h_{geo}^3 - T_0 (s_{geo}^1 - s_{geo}^0))} \quad (6.69)$$

gdzie:

- $\dot{E}_{in}^{ORC}$ – strumień egzergii (użytecznej energii) dostarczany do elektrowni ORC,
- h_{geo}^1 – strumień egzergii (użytecznej energii) dostarczany do elektrowni ORC,
- h_{geo}^3 – entalpia właściwa wody geotermalnej na wyjściu z elektrowni ORC,
- T_0 – temperatura otoczenia (stanu martwego – ang. *dead state*) wyrażona w skali bezwzględnej (np. stopniach K),
- s_{geo}^1 – entropia właściwa wody geotermalnej na wejściu do elektrowni ORC,
- s_{geo}^0 – entropia właściwa wody w temperaturze otoczenia.

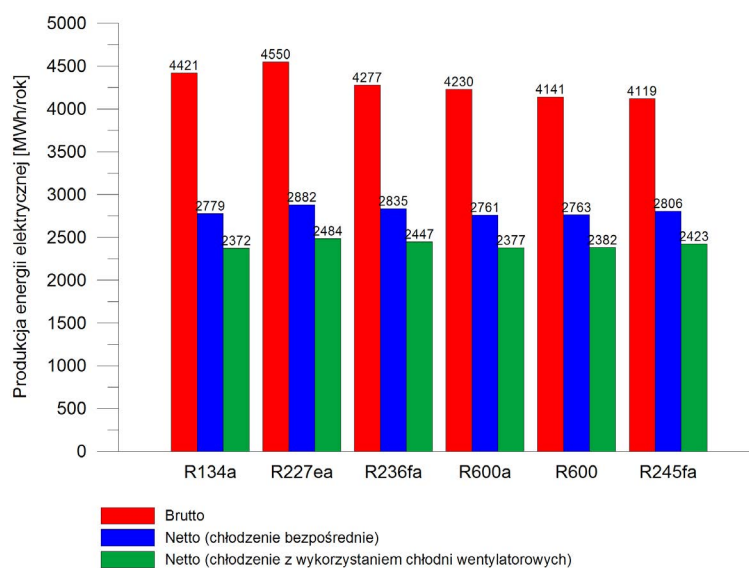
Indeks dolny „II” wskazuje, że pojęcie egzergii wywodzi się z II zasady termodynamiki, której interpretację (jedną z wielu) przedstawił Lord Kelvin (wł. William Thomson): „Nie jest możliwy proces, którego jedynym skutkiem byłoby pobranie pewnej ilości ciepła ze zbiornika i zamiana go w równoważną ilość pracy”. Sprawność egzergetyczna geotermalnej elektrowni typu ORC dla temperatury górnego źródła wynoszącej 86°C mogłaby wynieść od około 33 do około 37%, w zależności od czynnika roboczego. Sprawność egzergetyczna jest tym wyższa, im wyższa jest temperatura otoczenia. W załączniku B autor zamieścił wyniki optymalizacji energetycznej modelowanej elektrowni geotermalnej ORC – osobno dla każdego z czynników roboczych. Można tam prześledzić m.in. wartość parametrów płynu roboczego w punktach charakterystycznych obiegu ORC, krzywą uporządkowaną mocy oraz energii generowanej przez elektrownię oraz sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną. Ilość ciepła odebranego w ciągu roku przez elektrownię ORC wyniosłaby w badanym przypadku od około 290 do 310 TJ (rys. 6.21), co stanowi wartość zbliżoną do ilości ciepła geotermalnego sprzedawanego odbiorcom przez spółkę PEC Geotermia Podhalańska SA.

Duża różnica pomiędzy mocą brutto a mocą netto proponowanej elektrowni wynika z faktu, że wybraną na tym etapie funkcją celu w procesie optymalizacji była maksymalizacja mocy nominalnej (tj. mocy brutto). Wykorzystanie całego dostępnego strumienia wód geotermalnych pociągnęłoby za sobą konieczność zwiększenia strumienia wód zatłaczanych do złoża. Należy przy tym pamiętać, że pobór mocy przez pompy wzrasta nieliniowo wraz ze wzrostem strumienia (por. rozdz. 3.8), co doskonale widać na rysunku 6.22.



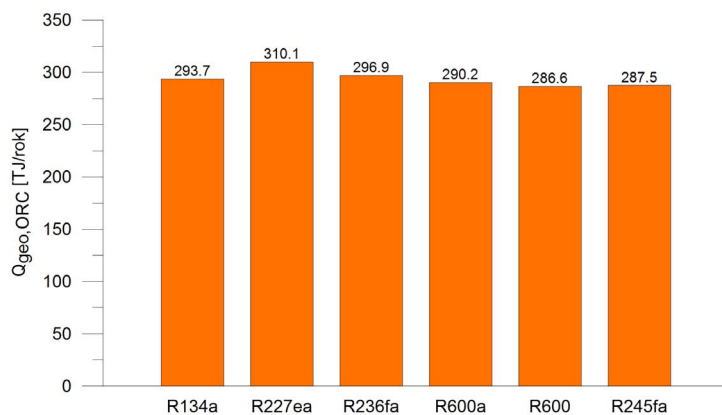
Rys. 6.19. Moc maksymalna elektrowni binarnej typu ORC w OG Podhale 1 przy zastosowaniu różnych układów chłodzenia skraplacza (opracowanie własne)

Rys. 6.19. Maximum power of the ORC binary power plant in the Podhale 1 mining area, using different cooling systems of the condenser (own work)



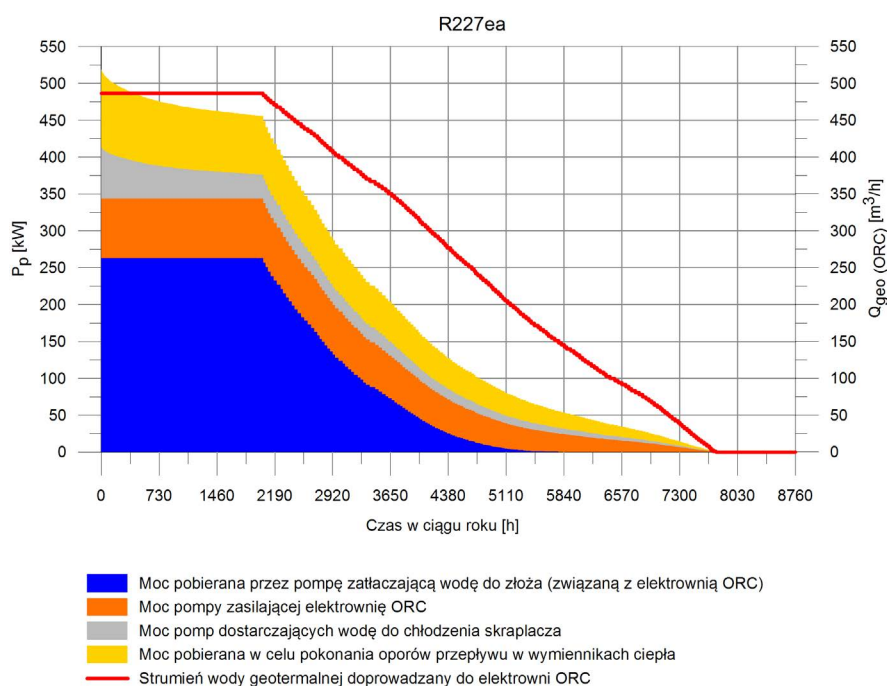
Rys. 6.20. Roczna produkcja energii elektrycznej w układzie ORC w OG Podhale 1 przy zastosowaniu różnych układów chłodzenia skraplacza (opracowanie własne)

Fig. 6.20. Annual power generation in the ORC binary power plant in the Podhale 1 mining area, using different cooling systems of the condenser (own work)



Rys. 6.21. Ilość energii geotermalnej dostarczonej w ciągu roku do elektrowni ORC w OG Podhale 1 dla mocy brutto elektrowni jak na rys. 6.19 (opracowanie własne)

Fig. 6.21. The amount of geothermal energy delivered during the year to the ORC power plant in the Podhale 1 mining area for the gross power output of the power plant as depicted in Fig. 6.19 (own work)



Rys. 6.22. Pobór mocy w procesach towarzyszących wytwarzaniu energii elektrycznej w OG Podhale 1 wykorzystującej czynnik roboczy R227ea, chłodzonej przez bezpośredni przepływ wody z rzeki (opracowanie własne)

Fig. 6.22. Power consumption in processes accompanying electricity generation in the Podhale 1 mining area, using R227ea as a working fluid, cooled water-through from the river (own work)

7. Ocena ekonomiczna i ekologiczna proponowanych rozwiązań

7.1. Ocena ekonomiczna

Optymalizacja termodynamiczna przedstawiona w rozdziale 6.5.4 dążyła do maksymalizacji mocy/produkcji energii elektrycznej brutto. Ten sposób optymalizacji prowadzi najczęściej do przewymiarowania instalacji, ponieważ nie uwzględnia ona zmienności czasowej dostępnej mocy źródła ciepła, kosztów zakupu sprzętu oraz innych kosztów związanych z budową, uruchomieniem oraz utrzymaniem elektrowni ORC. Zapotrzebowanie na energię ciepłą przez odbiorców sieci ciepłowniczej jest silnie skorelowane z zewnętrzną temperaturą powietrza (rys. 6.4). Oznacza to, że maksymalny dostępny strumień wód geotermalnych dla elektrowni ORC jest dostępny wyłącznie w krótkim okresie roku, kiedy zapotrzebowanie na ciepło jest niskie (rys. 6.5). Ponieważ każda inwestycja w instalację energetyczną powinna przynosić zysk w założonym horyzoncie czasowym przy możliwie najmniejszym ryzyku, konieczne jest wykonanie sparymetryzowanego budżetu inwestycji, który może zostać poddany optymalizacji. Osiągnięcie ekstremum lub spodziewanej wartości funkcji celu pozwala określić rozkład mocy elektrowni ORC w funkcji czasu, ilość energii możliwej do wytworzenia w ciągu roku, wielkość elementów obiegu ORC oraz takie parametry ekonomiczne jak: Wartość Bieżąca Netto (NPV), Wewnętrzna Stopa Zwrotu (IRR) czy prosty lub zdyskontowany czas zwrotu. **Różnica pomiędzy optymalizacją energetyczną a ekonomiczną jest zatem taka, że w pierwszym przypadku uzyskamy więcej energii przy wyższym koszcie wytworzenia, natomiast w drugim przypadku uzyskamy mniej energii, ale przy niższym koszcie.**

Ze względu na bliskość rzeki Biały Dunajec można całkowicie wyłączyć z analizy ekonomicznej model elektrowni wykorzystującej chłodnię wentylatorową suchą. Rozwiązanie takie jest stosowane z konieczności w obszarach z brakiem lub niedoborem wody dla układu odbioru ciepła z elektrowni. Analiza wykresów przedstawionych w załączniku B dotyczącym optymalizacji energetycznej modelu elektrowni ORC wskazuje, że wykorzystanie bezpośredniego przepływu wody z rzeki Biały Dunajec przez skraplacz będzie skutkować zmniejszeniem poboru mocy w procesach towarzyszących wytwarzaniu energii elektrycznej, a jednocześnie obniży nakłady inwestycyjne, gdyż zniknie koszt związany z zakupem i montażem zespołu chłodni wentylatorowych. W związku z tym autor podjął się wyłącznie próby optymalizacji ekonomicznej elektrowni ORC, w której odbiór ciepła ze skraplacza

będzie następował skutek bezpośredniego przepływu wody z pobliskiej rzeki. Zapotrzebowanie na strumień wody z tym związany oraz konieczność zrzutu do rzeki wody o podwyższonej temperaturze został omówiony w rozdziale 7.2.

7.1.1. Oszacowanie łącznych nakładów inwestycyjnych

Jak podają Towler i Sinnott (2013), łączne nakłady inwestycyjne – TCI (ang. *Total Capital Investment*) składają się z inwestycji kapitałowych stałych – FCI (ang. *Fixed Capital Investment*) oraz z kapitału obrotowego – WC (ang. *Working Capital*):

$$TCI = FCI + WC \quad (7.1)$$

Inwestycje kapitałowe stałe (FCI) związane są przede wszystkim z (Towler i Sinnott 2013):

- a) kosztem nabycia podstawowego wyposażenia elektrowni ORC: wymienniki ciepła, turbina, generator, pompa zasilająca,
- b) kosztem zakupu pomp układu chłodzenia oraz orurowania w elektrowni ORC,
- c) kosztem zakupu sprzętu sterującego oraz kontrolno-pomiarowego,
- d) kosztami montażu z robocizną,
- e) kosztem nabycia ziemi pod inwestycję,
- f) kosztami prac ziemno-konstrukcyjnych,
- g) kosztami podłączenia do sieci elektro-energetycznej,
- h) kosztami wykonania projektu, administracyjno-formalnymi oraz kosztami nadzoru,
- i) kosztami transportu,
- j) kosztami ubezpieczenia,
- k) należnościami licencyjnymi,
- l) rezerwą kapitałową na nieprzewidziane wydatki, w tym m.in. związane ze zmianami cen materiałów oraz ryzykiem walutowym.

Kapitał obrotowy stanowi majątek niezbędny do utrzymania płynności pracy elektrowni w okresie przed otrzymaniem pierwszych należności z tytułu sprzedaży energii elektrycznej do sieci. Innymi słowy – minimalna wartość kapitału obrotowego musi wystarczyć do pokrycia kosztów produkcji w początkowym okresie pracy elektrowni. W związku z tym, że potencjalnym inwestorem byłaby zapewne spółka PEC Geotermia Podhalańska SA w ramach tego samego podmiotu gospodarczego przyjęto, że majątek własny spółki stanowiłby zabezpieczenie kapitału obrotowego. W związku z tym wartość kapitału obrotowego nie została uwzględniona jako składnik łącznych nakładów inwestycyjnych ($WC = 0$).

Aby wykonać optymalizację ekonomiczną modelu matematycznego elektrowni geotermalnej, konieczne jest przedstawienie poszczególnych składników nakładów inwestycyjnych w postaci sparametryzowanej, posiadającej przynajmniej jeden stopień swobody lub jako stały fragment kosztów względem obiektu podlegającego parametryzacji. Poniżej przedstawiono oszacowanie poszczególnych składników nakładów inwestycyjnych w po-

stacji umożliwiającej optymalizację. Koszty te są przedstawione w dolarach amerykańskich (USD), gdyż waluta ta jest najczęściej stosowana w literaturze związanej z wyceną projektów z zakresu inżynierii chemicznej (Smith 2005; Towler i Sinnott 2013). Porównanie kosztów nabycia tego samego urządzenia w dwóch różnych okresach czasu możliwe jest dzięki wykorzystaniu aktualizacji indeksów cenowych. Jednym z najpowszechniej stosowanych indeksów cenowych w inżynierii chemicznej jest publikowany co miesiąc w czasopiśmie Chemical Engineering indeks CEPCI (ang. *Chemical Engineering Plant Cost Index*). Indeks ten ma charakter zbiorczy (agreguje różne składowe według przyjętych wag) i jest obliczany na podstawie danych amerykańskiego Biura Statystyki Pracy (ang. *Bureau of Labor Statistics*). Jego wartość bazowa równa 100 została oszacowana na podstawie danych z lat 1957–1959. Wartość indeksu CEPCI jest publikowana również w poszczególnych grupach: sprzętu, kosztów pracy, budynków oraz projektowania i nadzoru. Zgodnie z powyższym koszt nabycia danego sprzętu wynosi:

$$C_{Eq}(t_1) = C_{Eq}(t_2) \frac{CEPCI(t_1)}{CEPCI(t_2)} \quad (7.2)$$

gdzie:

- $C_{Eq}(t_1)$ – koszt nabycia sprzętu w roku 1,
- $C_{Eq}(t_2)$ – koszt nabycia sprzętu w roku 2,
- $CEPCI(t_1)$ – wartość indeksu *CEPCI* w roku 1,
- $CEPCI(t_2)$ – wartość indeksu *CEPCI* w roku 2.

Koszt wymiennika płaszczowo-rurowego

Na podstawie korelacji podanej przez Towlera i Sinnotta (2013) koszt nabycia wymiennika płaszczowo-rurowego z głowicą tylną z wiązką rurek giętych (U-rurek) w 2015 roku wyniósł:

$$C_{HEX}(2015) = \left(28000 + 54 A_{HEX}^{1,2} \right) f_m f_p f_t \frac{CEPCI_{eq}(2015)}{CEPCI_{eq}(2010)} \quad (7.3)$$

gdzie:

- $C_{HEX}(2015)$ – koszt zakupu wymiennika płaszczowo-rurowego w 2015 roku,
- A_{HEX} – powierzchnia wymiany ciepła [m²],
- f_m – współczynnik korygujący ze względu na wykorzystany materiał,
- f_p – współczynnik korygujący ze względu na ciśnienie pracy,
- f_t – współczynnik korygujący ze względu na temperaturę pracy,
- $CEPCI_{eq}(2015)$ – współczynnik *CEPCI* dla urządzeń w kwietniu 2015 r. równy 678,8,
- $CEPCI_{eq}(2010)$ – współczynnik *CEPCI* dla urządzeń w sierpniu 2010 r. równy 657,3.

Dla wymiennika płaszczowo-rurowego, w którym rurki wykonane są ze stali nierdzewnej, a płaszcz ze stali węglowej, współczynnik korygujący f_m wynosi 1,7. Jeżeli ciśnienie pły-

nów przepływających przez wymiennik jest w zakresie od 0,05 do 0,7 MPa, to współczynnik korygujący f_p wynosi 1, natomiast przy ciśnieniu wyższym (aczkolwiek nieprzekraczającym 5 MPa) wynosi 1,5. W zakresie temperatur od 0 do 100°C współczynnik korygujący f_t wynosi 1,0 (wartości współczynników korygujących podano za Smithem 2005). Niezbędna powierzchnia wymiany ciepła jest parametrem zależnym od zastosowanego czynnika roboczego oraz warunków pracy i została określona równaniami (6.42)–(6.44) w rozdziale 6.5.2. Ze względu na odmienne warunki pracy (zwłaszcza w zakresie ciśnienia) koszt każdego z wymienników należy policzyć osobno.

Koszt turbiny

Koszt zakupu turbiny parowej (wyrażony w USD) jest według Astolfiego i in. (2014) zależny od liczby stopni turbiny parowej oraz strumienia objętościowego i spadku entalpii właściwej płynu roboczego podczas rozprężania:

$$C_{turb}(2015) = \left(1,23 \cdot 10^6 \left(\frac{n}{n_0} \right)^{0,5} \left(\frac{SP}{SP_0} \right)^{1,1} \right) \frac{CEPCI_{eq}(2015) \text{ EUR}}{CEPCI_{eq}(2010) \text{ USD}} \quad (7.4)$$

gdzie:

$C_{turb}(2015)$ – koszt zakupu turbiny w 2015 roku,

n – liczba stopni turbiny parowej,

SP – parametr wielkości turbiny według Astolfiego i in. (2014),

pozostałe oznaczenia jak w równaniu 7.3. Stałe w równaniu 7.4 przyjmują wartości: $n_0 = 2$ oraz

$SP_0 = 0,18 \text{ m}$.

Parametr wielkości turbiny SP (ang. *Size Parameter*), jest ponadto funkcją strumienia objętościowego oraz wartości spadku entalpii właściwej płynu roboczego podczas rozprężania:

$$SP = \frac{\sqrt{\dot{V}_{wf}}}{(\Delta h_{wf,is})^{0,25}} \quad (7.5)$$

gdzie:

$\dot{V}_{wf}$ – strumień objętościowy odparowanego czynnika roboczego,

$\Delta h_{wf,is}$ – spadek entalpii właściwej płynu roboczego podczas izentropowego rozprężania w turbinie.

Jednocześnie:

$$\Delta h_{wf,is} = h_{wf}^1 - h_{wf}^{2s} \quad (7.6)$$

gdzie oznaczenia jak na rys. 6.13.

Koszt generatora

Na podstawie korelacji podanej przez Astolfiego i in. (2014), koszt zakupu generatora w 2015 roku, wyrażony w USD, wyniósł:

$$C_{gen}(2015) = 200000 \left(\frac{P_{gen}}{5000} \right)^{0,67} \frac{CEPCI_{eq}(2015) \text{ EUR}}{CEPCI_{eq}(2012) \text{ USD}} \quad (7.7)$$

gdzie:

- $C_{gen}(2015)$ – koszt zakupu generatora w 2015 roku,
- P_{gen} – moc nominalna generatora [kW],
- $CEPCI_{eq}(2015)$ – współczynnik $CEPCI$ dla urządzeń w kwietniu 2015 r. równy 678,8,
- $CEPCI_{eq}(2012)$ – współczynnik $CEPCI$ dla urządzeń w grudniu 2012 r. równy 691,7.

Koszt pompy zasilającej w czynnik roboczy

Koszt pompy zasilającej jest skorelowany z mocą urządzenia w następujący sposób (Smith 2005):

$$C_p^{ORC}(2015) = 9840 \left(\frac{P_p^{ORC}}{4} \right)^{0,55} \frac{CEPCI_{eq}(2015)}{CEPCI_{eq}(2000)} \quad (7.8)$$

gdzie:

- $C_p^{ORC}(2015)$ – koszt zakupu pompy zasilającej,
- P_p^{ORC} – moc nominalna pompy [kW],
- $CEPCI_{eq}(2015)$ – współczynnik $CEPCI$ dla urządzeń w kwietniu 2015 r. równy 678,8,
- $CEPCI_{eq}(2000)$ – współczynnik $CEPCI$ dla urządzeń w styczniu 2000 r. równy 435,8.

Koszt bazowy PEC (ang. *Purchased Equipment Cost*) związany z pozyskaniem podstawowych urządzeń elektrowni pracującej w organicznym cyklu Rankine'a jest sumą kosztów urządzeń opisanych zależnościami (7.3), (7.4), (7.7) oraz (7.8):

$$PEC = C_{HEX} + C_{turb} + C_{gen} + C_p^{ORC} \quad (7.9)$$

Możliwie precyzyjne oszacowanie kwoty PEC ma kluczowe znaczenie dla dalszego procesu wyceny inwestycji, jako że znaczna część kolejnych elementów kosztorysu jest kalkulowana w stałej relacji do kosztów nabycia sprzętu (Towler i Sinnott 2013). Ewentualne niedoszacowanie lub przeszacowanie kwoty PEC może zatem w znacznym stopniu wpłynąć na wartość końcową łącznych nakładów inwestycyjnych (TCI). **Należy przy tym mieć świadomość, że wycena nakładów inwestycyjnych metodą korelacyjną jest dopuszczalna wyłącznie na etapie wstępnych szacunków (klasa 4 AACE International) lub chęci poznania rzędu wielkości kosztów (klasa 5 AACE International), które charakteryzują się dokładnością na poziomie odpowiednio około $\pm 30\%$ oraz $\pm 30\text{--}50\%$.**

Koszt pompy układu chłodzenia

Do wyceny kosztu nabycia pompy układu chłodzenia wykorzystano korelację przedstawioną uprzednio w równaniu (7.8). Założono, że pompa będzie wykonana ze stali węglowej ($f_m = 1$).

$$C_p^{CW}(2015) = 9840 \left(\frac{P_p^{CW}}{4} \right)^{0,55} \frac{CEPCI_{eq}(2015)}{CEPCI_{eq}(2000)} \quad (7.10)$$

gdzie:

$C_p^{CW}(2015)$ – koszt zakupu pompy układu chłodzenia w 2015 roku,

P_p^{CW} – moc nominalna pompy [kW],

pozostałe oznaczenia jak w równaniu (7.8).

Pozostałe składowe nakładów inwestycyjnych przyjęto w odniesieniu do kosztów nabycia sprzętu, co przedstawiono w tabeli 7.1.

Tabela 7.1

Zestawienie składowych nakładów inwestycyjnych niebędących kosztami nabycia sprzętu

Table 7.1

List of CAPEX components other than costs of equipment purchase

Składowa łącznych nakładów inwestycyjnych	Wartość PEC [%]
Koszty rur i połączeń	10
Urządzenie sterujące oraz kontrolno-pomiarowe	4
Montaż z robocizną	20
Koszt zakupu terenu pod inwestycję	0
Prace budowlane i konstrukcyjne	10
Podłączenie do sieci elektroenergetycznej	3
Projekt, nadzór i administracja	20
Transport	5
Ubezpieczenie	5
Kapitał obrotowy	0
Nieprzewidziane wydatki	10% TCI

Źródło: opracowanie własne.

Istniejąca infrastruktura energetyczno-transportowa na działkach, gdzie spółka PEC Geotermia Podhalańska SA eksploatuje wody geotermalne dla celów ciepłowniczych oraz bliskość rzeki Biały Dunajec i sieci elektroenergetycznej pozwala na zredukowanie lub nawet pominięcie niektórych składowych kosztorysu. Z tego względu nie uwzględniono w kosztorysie kosztu zakupu dodatkowych terenów pod budowę obiektów elektrowni ORC oraz

wartości kapitału obrotowego – co wyjaśniono na początku paragrafu. Wątpliwość może budzić stosunkowo niski koszt wynagrodzeń dla pracowników budowlanych i montażyistów. Należy jednak mieć na uwadze, że coraz częściej producenci (np. francuskie Aqylon lub włoskie Turboden oraz Exergy) dostarczają kompletne jednostki ORC w zabudowie modułowej. Rozwiązanie takie znacznie ogranicza zarówno koszty transportu, montażu, jak i koszty połączeń. Przykładowo – jednostka modułowa ATM-500L firmy Aqylon o mocy elektrycznej 500 kW (przeznaczona dla źródła o temperaturze od 90 do 120°C) ma wymiary 24,32 x 5,18 x 2,44 m. Jak deklaruje producent, wszystkie moduły ORC do 10 MW transportowane są za pomocą kontenerów ISO.

7.1.2. Oszacowanie kosztów operacyjnych

Koszty operacyjne, zwane również kosztami O&M (ang. *Operation and Maintenance*) lub OPEX (ang. *Operation EXpenditures*) są wydatkami związanymi z utrzymaniem produkcji. W odniesieniu do elektrowni geotermalnej ORC wydatki te związane są z kosztami obsługi i konserwacji. Należy do nich zaliczyć:

- koszty wynagrodzenia personelu oraz ochrony,
- koszty materiałów eksploatacyjnych: uzupełnianie wycieków czynnika roboczego, lubrykanty, ewentualnie inhibitory korozji,
- koszty części zamiennych,
- koszty okresowych konserwacji i remontów,
- koszty konserwacji budynków.

W modelu matematyczno-ekonomicznym przyjęto, że energia napędowa dla pomp czynnika chłodniczego, wody chłodzącej oraz wody geotermalnej załączanej do otworu będzie pochodziła z elektrowni ORC, tym samym zmniejszając produkcję energii elektrycznej netto. Oznacza to, że pobór energii do napędu urządzeń pomocniczych nie będzie stanowił kosztu.

Raport Międzynarodowej Agencji Energetyki szacuje, że jednostkowe koszty operacyjne elektrowni geotermalnej ORC wynoszą średnio około 120 USD/kW/rok (IEA 2010). Z kolei eksperci z islandzkiej firmy Mannvit w ramach projektu GEOELEC (www.geoelec.eu) ocenili, że roczne koszty operacyjne stanowią około 3% łącznych nakładów inwestycyjnych (Mannvit 2012). W niniejszej monografii autor przyjął koszty O&M na niższym poziomie – mianowicie 90 USD/kW/rok. Uzasadnieniem takiej decyzji jest fakt, że woda w podhalańskim systemie geotermalnym cechuje się bardzo niską mineralizacją – około 2,6 g/dm³, co powinno przyczynić się do obniżenia kosztów związanych z czyszczeniem i konserwacją wymienników ciepła (podgrzewacza oraz parowacza). Jednostka ORC na Podhalu, ze względu na skalę, mogłaby mieć standardową konstrukcję i być dostarczona jako jednostka modułowa, co również przemawia za niskimi kosztami obsługi i konserwacji. Jednocześnie chłodzenie skraplacza odbywałoby się przez bezpośredni przepływ wody z rzeki Biały Dunajec, co oznacza brak kosztów związanych z czyszczeniem i konserwacją chłodni wentylatorowych.

7.1.3. Kryteria oceny ekonomicznej

Ocena ekonomiczna projektu inwestycyjnego, jakim jest budowa elektrowni geotermalnej, została wykonana na podstawie metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Metoda ta należy do grupy metod dynamicznych wyceny projektu, ponieważ umożliwia uwzględnienie prognozowanej wartości pieniądza w czasie. Oznacza to, że wszystkie przepływy pieniężne są szacowane i dyskontowane w celu określenia ich wartości bieżącej. Najczęściej stosowanymi wskaźnikami oceny efektywności ekonomicznej wśród metod dynamicznych są:

- wartość bieżąca netto NPV (ang. *Net Present Value*),
- wewnętrzna stopa zwrotu IRR (ang. *Internal Rate of Return*).

Wartość wskaźnika NPV określonego równaniem (7.11) może być interpretowana jako nadwyżka zaktualizowanych przychodów netto nad poniesionymi nakładami początkowymi:

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} - TCI \quad (7.11)$$

gdzie:

- CF_t — przepływy gotówkowe netto (ang. *cash flow*) w okresie t ,
- r — stopa dyskonta,
- N — okres symulacji finansowej (żywności technicznej instalacji),
- t — kolejne okresy (lata) inwestycji,
- TCI — początkowe nakłady inwestycyjne (równanie (7.1)).

Zaletą korzystania z wskaźnika NPV jest to, że uwzględnia on całość przepływów pieniężnych związanych z inwestycją oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Wadą jest natomiast podejmowanie subiektywnej decyzji odnośnie do przyjętej wartości stopy dyskonta, która to umożliwia przeliczenie przyszłej wartości kapitału na jej wartość bieżącą. Wewnętrzna stopa zwrotu IRR określa wartość stopy dyskonta r dla wskaźnika $NPV = 0$ w przyjętym horyzoncie czasowym. Zachodzą przy tym zależności:

- $r > IRR \Rightarrow NPV < 0$,
- $r = IRR \Rightarrow NPV = 0$,
- $r < IRR \Rightarrow NPV > 0$.

Interesującym wskaźnikiem jest oszacowanie uśrednionego kosztu energii elektrycznej LCOE (ang. *Levelized Cost Of Energy*). Wskaźnik ten określa minimalną średnią cenę w całym okresie funkcjonowania elektrowni, jaką powinna mieć jednostka energii elektrycznej, aby przekroczyć próg rentowności. LCOE można przedstawić jako wartość bieżącą netto wszystkich kosztów poniesionych w całkowitym czasie eksploatacji instalacji, podzieloną przez całkowitą ilość energii elektrycznej wytworzonej przez instalację (Short i in. 1995):

$$LCOE = \frac{TLCC}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{netto,t}^{ORC}}{(1+r)^t}} \quad (7.12)$$

gdzie:

- $TLCC$ – całkowite koszty instalacji w okresie życia (ang. *Total Life-Cycle Cost*),
 $E_{netto,t}^{ORC}$ – ilość energii elektrycznej netto wytworzonej w okresie t .

Całkowite koszty w okresie życia instalacji energetycznej (TLCC) są to wszystkie koszty inwestycyjne i operacyjne poniesione w trakcie inwestycji oraz czasie funkcjonowania i likwidacji elektrowni wyrażone w wartości bieżącej pieniądza, przy zadanej stopie dyskonta:

$$TLCC = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (7.13)$$

gdzie:

- C_t – koszty poniesione w okresie czasu t , z uwzględnieniem inflacji.

Ponadto:

$$C_t = \text{koszty poniesione w okresie } t \cdot (1+inf)^t \quad (7.14)$$

gdzie:

- inf – średnia stopa inflacji.

Jeżeli ilość rocznie produkowanej energii elektrycznej w elektrowni ORC jest stała w ciągu całego okresu symulacji finansowej (utrzymana jest temperatura i wydajność źródła energii geotermalnej) to równanie (7.12) przybiera postać (Short i in. 1995):

$$LCOE = \frac{TLCC}{E_{netto}^{ORC}} CRF \quad (7.15)$$

gdzie:

- CRF – współczynnik zwrotu kapitału (ang. *Capital Recovery Factor*).

Współczynnik CRF jest stosunkiem stałej annuity (renty) do wartości bieżącej tejże annuity dla określonego okresu czasu:

$$CRF = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (7.16)$$

gdzie:

- r – stopa oprocentowania/dyskonta,
- N – okres symulacji finansowej (żywności technicznej instalacji).

Metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych, pomimo niewątpliwej zalety, jaką jest możliwość porównania efektywnej wartości kapitału przyszłego z kapitałem bieżącym, nie zawsze dają klarowny obrazu efektywności zainwestowanych środków. Inwestor, chcąc poznać czas, po którym zyski z inwestycji zrównają się poniesionymi nakładami – może skorzystać z kryterium prostego okresu zwrotu:

$$SPBP = t + \frac{N_{NCF}}{CF_{NCF,t+1}} \quad (7.17)$$

gdzie:

- $SPBP$ – prosty okres zwrotu inwestycji (ang. *Simple Pay-Back Period*),
- t – ostatni rok, na koniec którego nakłady pozostają niezwrócone,
- N_{NCF} – różnica pomiędzy poniesionymi nakładami inwestycyjnymi a sumą przepływów pieniężnych z okresu od zakończenia inwestycji do ostatniego roku, na koniec którego nakłady pozostają niezwrócone (brakująca kwota do wyrównania zysków z nakładami inwestycyjnymi),
- $CF_{NCF,t+1}$ – nominalna wartość przepływów pieniężnych NCF (ang. *Nominal Cash Flow*) w roku $t+1$.

Wskaźnik prostego czasu zwrotu pozwala uwzględnić wartość inflacji w przepływach pieniężnych, natomiast nie bierze pod uwagę wartości stopy dyskonta, której przyjęcie w znacznym stopniu determinuje opłacalność inwestycji. Aby określić zdyskontowany okres zwrotu inwestycji, tj. czas, po której zdyskontowane wpływy związane z realizacją projektu zrównają się ze zdyskontowanymi wydatkami, należy posłużyć się wskaźnikiem, który uwzględni zarówno stopę inflacji, jak i wartość stopy dyskontowej:

$$DPBP = t + \frac{N_{DCF}}{CF_{DCF,t+1}} \quad (7.18)$$

gdzie:

- $DPBP$ – zdyskontowany okres zwrotu inwestycji (ang. *Discounted Pay-Back Period*),
- t – ostatni rok, na koniec którego nakłady pozostają niezwrócone,
- N_{DCF} – różnica pomiędzy poniesionymi nakładami inwestycyjnymi a sumą zdyskontowanych przepływów pieniężnych z okresu od zakończenia inwestycji do ostatniego roku, na koniec którego nakłady pozostają niezwrócone (brakująca kwota do wyrównania zysków z nakładami inwestycyjnymi),
- $CF_{DCF,t+1}$ – zdyskontowana wartość przepływów pieniężnych DCF (ang. *Discounted Cash Flow*) w roku $t+1$.

Wybrane definicje wyżej wymienionych wskaźników opłacalności ekonomicznej inwestycji zostały przedstawione w praktyce w przykładzie obliczeniowym w kolejnym podrozdziale.

7.1.4. Optymalizacja warunków pracy według kryterium wartości bieżącej netto (NPV)

Optymalizacja ekonomiczna modelu elektrowni geotermalnej typu ORC pracującej w warunkach dostępności źródła ciepła i jego parametrach określonych we wcześniejszych rozdziałach (rys. 6.5, tab. 6.4), została przeprowadzona przy następujących założeniach:

- a) techniczna żywotność elektrowni geotermalnej typu ORC wynosi 30 lat,
- b) chłodzenie skraplacza: bezpośrednie, wodą z rzeki Biały Dunajec,
- c) stopa dyskontowa: 8%,
- d) wskaźnik inflacji: 2%,
- e) cena sprzedaży energii elektrycznej: 200 zł/MWh,
- f) cena sprzedaży zielonego certyfikatu: 100 zł/MWh,
- g) jednostkowe koszty zmienne obsługi i konserwacji: 90 USD/(kW·rok) = 315 zł/(kW·rok),
- h) w 16 roku pracy instalacji następuje wymiana części wyposażenia na nowe (wymieniki ciepła oraz pompy); koszty te nie są wliczone do kosztów jednostkowych O&M, natomiast są uwzględnione w przepływach pieniężnych,
- i) kurs dolara amerykańskiego: 1 USD = 3,5 zł.

Funkcją celu procesu optymalizacyjnego była maksymalizacja wartości bieżącej netto projektu inwestycyjnego (NPV) w okresie 30 lat. Zmiennymi decyzyjnymi były temperatura parowania czynnika roboczego oraz maksymalna wielkość strumienia wód geotermalnych kierowana do elektrowni ORC. Obie zmienne decyzyjne podlegały następującym warunkom brzegowym:

$$T_{geo}^l - \Delta T_{pp} \geq T_{wf}^l > T_{cond} \quad (7.19)$$

oraz:

$$\dot{m}_{geo} - \dot{m}_{geo}^H \geq \dot{m}_{geo}^{ORC} \geq 0 \quad (7.20)$$

gdzie oznaczenia w obu wzorach jak na rys. 6.13.

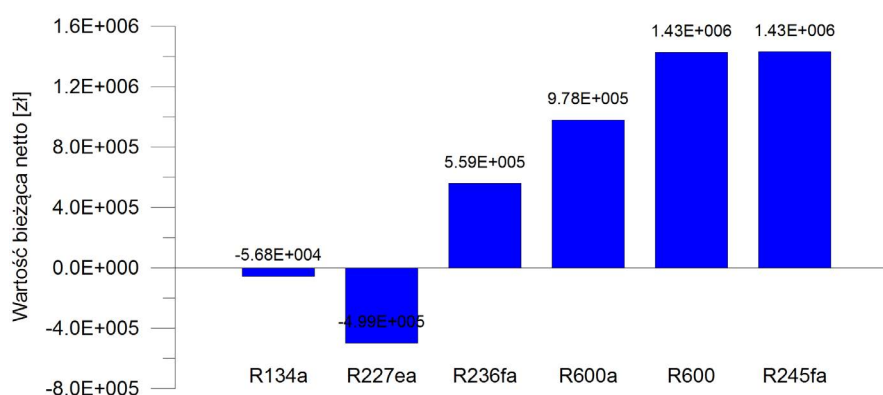
Równanie (7.15) sugeruje, że maksymalny dostępny strumień wód geotermalnych często nie gwarantuje najwyższej opłacalności inwestycji w elektrownię ORC (w odniesieniu do analizowanej sytuacji), jeżeli nie jest on stały w czasie. Należy pamiętać, że głównym celem eksploatacji wód geotermalnych w OG Podhale 1 jest dostarczanie odbiorcom energii cieplnej, przez co strumień możliwy do wykorzystania w elektrowni ORC jest zmienny w czasie.

Duży strumień wód geotermalnych wymaga instalacji dużych wymienników ciepła, wydajnych pomp oraz turbiny dostosowanej do maksymalnego strumienia płynu roboczego. Podejście takie generuje wysokie nakłady inwestycyjne, podczas gdy moc tych urządzeń będzie wykorzystana tylko w niewielkim stopniu w ciągu roku. **Celem optymalizacji ekonomicznej jest więc zwiększenie stopnia wykorzystania mocy oraz obniżenie nakładów inwestycyjnych budowanej elektrowni kosztem obniżenia wartości mocy szczytowej oraz ilości wytwarzanej energii elektrycznej.**

Na wykresach poniżej (rys. 7.3–7.8) oraz w załącznikach C i D przedstawiono wyniki optymalizacji ekonomicznej elektrowni geotermalnej ORC. Wyniki te są zgoła odmienne od rezultatów optymalizacji energetycznej (rys. 6.19, załącznik B). Kierując się maksymalizacją wartości bieżącej netto (NPV), najkorzystniejszym wyborem jest zastosowanie n-butanu (R600) lub R245fa jako czynnika roboczego (rys. 7.1). Wartość NPV (po 30 latach) elektrowni ORC pracującej na tych płynach roboczych wynosi około 1,43 mln zł, podczas gdy czynniki chłodnicze R227ea i R134a charakteryzują się brakiem rentowności inwestycji ($NPV < 0$). Czynniki R600 oraz R245fa pozwalają na osiągnięcie najwyższej mocy brutto i netto elektrowni ORC (rzędu 414 kW brutto oraz 360 kW netto; rys. 7.2) przy najniższych łącznych nakładach inwestycyjnych (rzędu 4,9–5,0 mln zł; rys. 7.3). Jednostkowe nakłady inwestycyjne kształtują się na poziomie od około 11,8 tys. zł/kW (R600) do około 16,7 tys. zł/kW zainstalowanej mocy brutto (R227ea; rys. 7.4). Prosty czas zwrotu rozpatrywanej elektrowni ORC wynosi od 9,1 do 12,3 lat (poniżej 10 lat dla czynników roboczych R600, R600a oraz R245fa; najwyższy dla R227ea; rys. 7.5) Jednocześnie zdyskontowany okres zwrotu dla inwestycji o wartości NPV > 0 wynosi od około 18 do 24 lat (rys. 7.6).

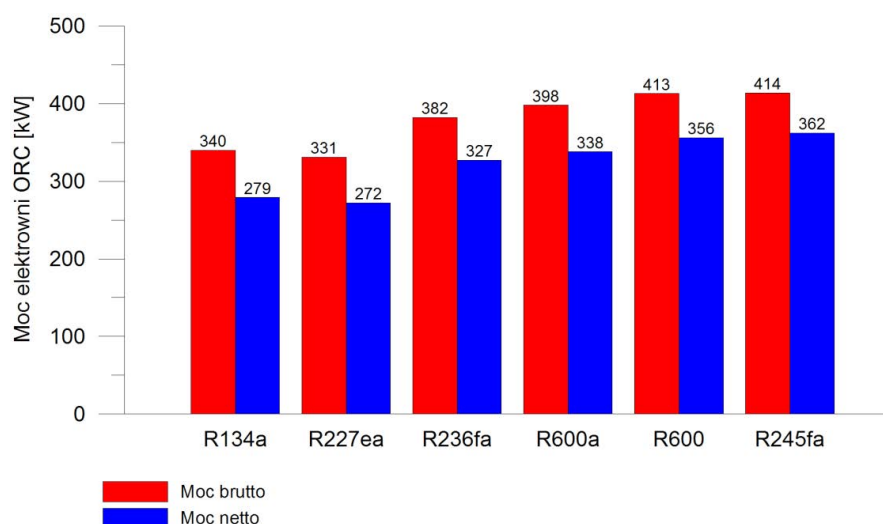
Uśredniony koszt wytworzenia jednostki energii elektrycznej – LCOE w geotermalnej elektrowni ORC przeanalizowanej w przedstawianej monografii wynosi – w najlepszym przypadku – około 304 zł/MWh (rys. 7.7, załącznik D). Jak podaje Zaporowski (2015) – najniższym kosztem wytworzenia energii elektrycznej w Polsce charakteryzują się ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym – około 260 zł/MWh. Obliczenia w pracy tegoż autora przedstawiają koszty zdyskontowane na 2015 rok, przy założeniu stopy dyskontowej na poziomie od 7 do 8,5% (w zależności od technologii), cenie sprzedaży energii cieplnej na poziomie 37,12 zł/GJ oraz przy uwzględnieniu prognozowanych cen emisji CO₂ (obligatoryjny zakup dla każdej ilości wytworzonej energii z paliw kopalnych od 2030 roku). Koszt wytworzenia jednostki energii elektrycznej w siłowni ORC jest konkurencyjny względem większości szacowanych przez Zaporowskiego (2015) technologii – zwłaszcza w odniesieniu do energii wytwarzanej z innych OZE (rys. 7.7).

Parametrami determinującymi uzyskane wyniki są przede wszystkim przyjęte w obliczeniach wartość stopy dyskontowej oraz poziom inflacji. Zakładając dodatnie przepływy pieniężne po uruchomieniu elektrowni (z wyjątkiem 16 roku), wzrost inflacji skraca okres zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych, ponieważ zwiększa różnicę pomiędzy rocznym przychodem i kosztem. Z kolei zwiększenie stopy dyskontowej prowadzić będzie zawsze do obniżenia wartości bieżącej netto projektu oraz wydłużenia okresu zwrotu



Rys. 7.1. Wartość bieżąca netto (NPV) analizowanej elektrowni binarnej ORC w zależności od stosowanego czynnika roboczego (opracowanie własne)

Fig. 7.1. Net Present Value (NPV) of the analyzed ORC binary power plant depending on the working fluid used (own work)

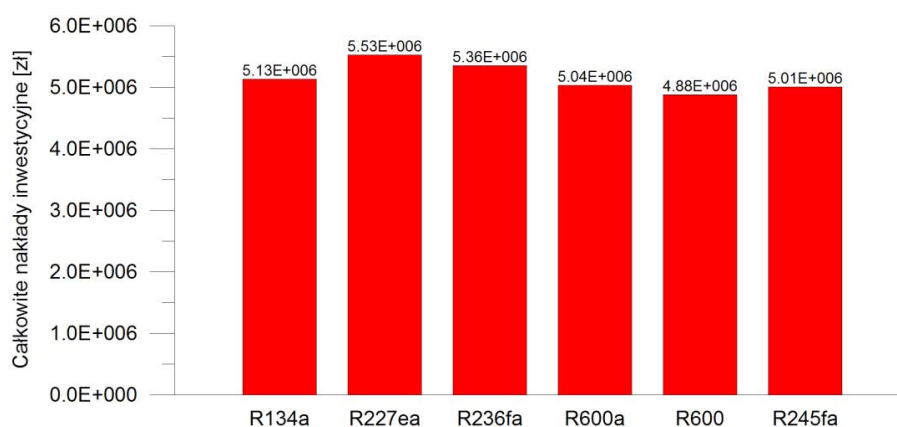


Rys. 7.2. Moc brutto i netto zoptymalizowanej ekonomicznie elektrowni binarnej ORC w zależności od stosowanego czynnika roboczego (opracowanie własne)

Fig. 7.2. The gross and net power output of an economically optimized ORC binary power plant, depending on the working fluid used (own work)

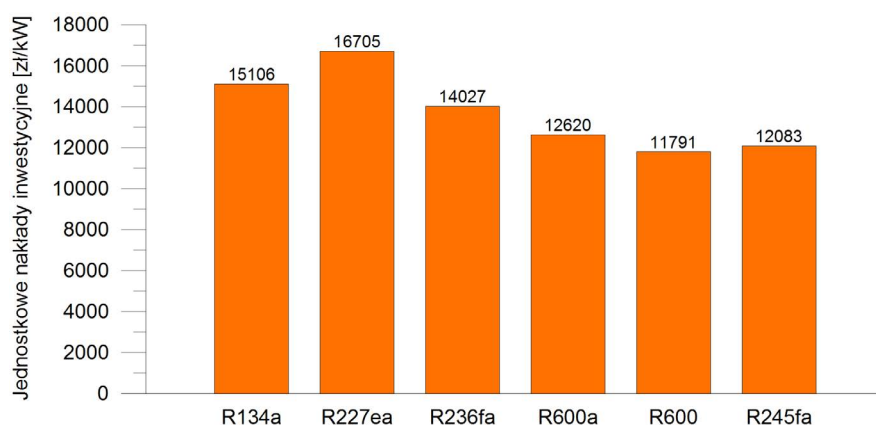
poniesionych nakładów. Oczywiście – najbardziej korzystną sytuacją jest osiągnięcie dodatniej wartości NPV przy możliwie najwyższej wartości stopy dyskontowej.

Rozdźwięk pomiędzy wynikami optymalizacji energetycznej (rozdz. 6.5.4) i ekonomicznej jest spowodowany m.in. różnicą w nakładach inwestycyjnych związanymi z zakupem



Rys. 7.3. Całkowite nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni binarnej ORC w zależności od stosowanego czynnika roboczego (opracowanie własne)

Fig. 7.3. Total investment costs of the ORC binary power plant, depending on the working fluid used (own work)



Rys. 7.4. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni binarnej ORC w zależności od stosowanego czynnika roboczego (opracowanie własne)

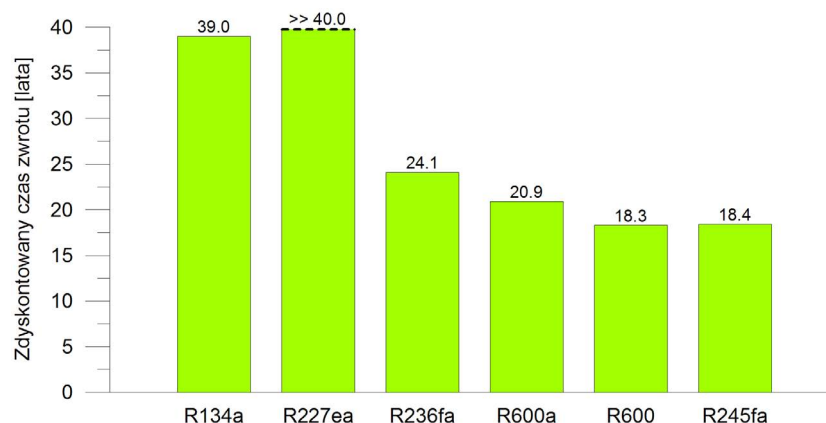
Fig. 7.4. Specific investment costs of the ORC binary power plant, depending on the working fluid used (own work)

turbiny oraz wymienników ciepła. Stanowią one istotną część całkowitych nakładów inwestycyjnych. Cynniki robocze z grupy węglowodorów (R600, R600a) umożliwiają osiągnięcie znacznie wyższego spadku entalpii w turbinie przy zadanych warunkach brzegowych (temperatura parowania i skraplania) niż cynniki z grupy wodorofluorowęglowodorów (R134a, R227ea, R236fa, R245fa), co przekłada się na niższy strumień czynnika w turbinie oraz na jej niższy koszt zakupu. Cynniki chłodnicze, takie jak R134a lub R227ea umożliwiają z kolei osiągnięcie relatywnie wysokiej mocy w obiegu ORC kosztem zwiększonej



Rys. 7.5. Prosty czas zwrotu analizowanej elektrowni binarnej ORC w zależności od stosowanego czynnika roboczego (opracowanie własne)

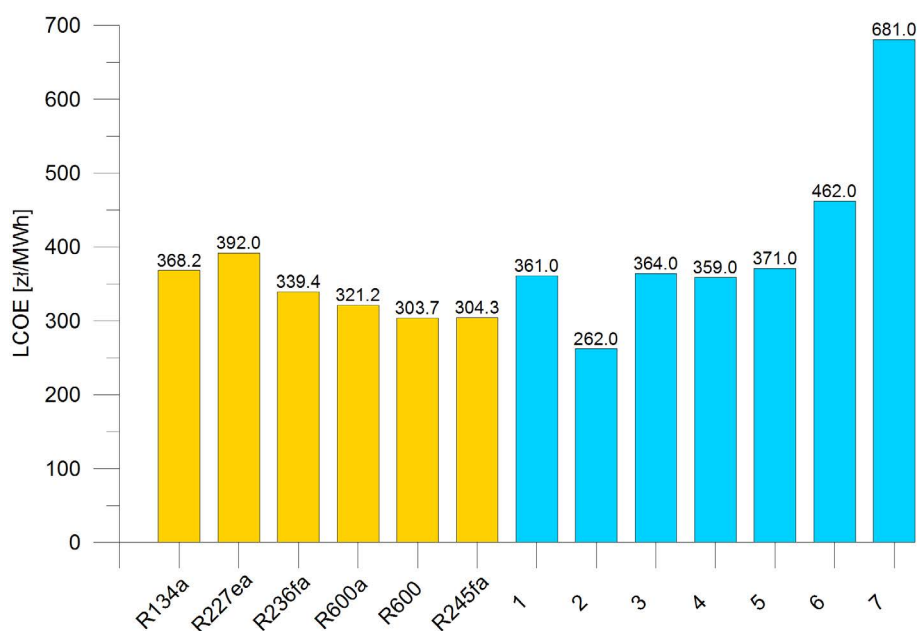
Fig. 7.5. Simple payback period of the analyzed ORC binary power plant, depending on the working fluid used (own work)



Rys. 7.6. Zdyskontowany czas zwrotu analizowanej elektrowni binarnej ORC w zależności od stosowanego czynnika roboczego (opracowanie własne)

Fig. 7.6. Discounted payback period of the analyzed ORC binary power plant, depending on the working fluid used (own work)

powierzchni wymiany ciepła (załącznik D). Płyny robocze R600 oraz R245fa charakteryzują się natomiast najniższym stosunkiem powierzchni wymiany ciepła do mocy brutto elektrowni, a także najwyższym stosunkiem mocy netto do mocy brutto spośród analizowanych wariantów (załącznik D). Należy przy tym pamiętać, że moc netto (równanie (6.47)) uwzględnia pobór energii przez urządzenia pomocnicze, jak np. pompy złożowe, które nie są bezpośrednio związane z samym cyklem ORC.



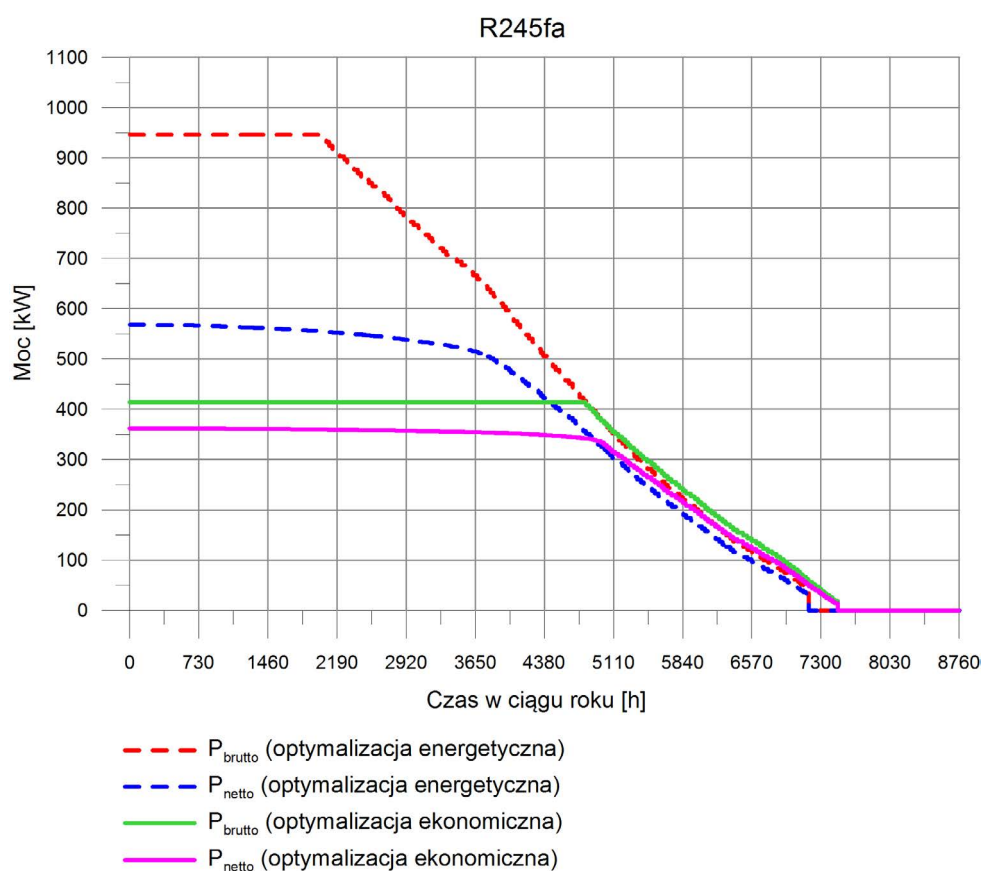
Rys. 7.7. Uśredniony koszt wytworzenia energii elektrycznej (LCOE) w geotermalnej elektrowni binarnej ORC w zestawieniu z innymi technologiami

1 – blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym lub brunatnym, 2 – ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, 3 – ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany węglem kamiennym, 4 – ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą, 5 – elektrownia wiatrowa na lądzie, 6 – elektrownia wodna małej mocy, 7 – elektrownia fotowoltaiczna (opracowanie własne; LCOE dla technologii 1–7: Zaporowski 2015)

Fig. 7.7. Levelized Cost of Energy (LCOE) generation in ORC geothermal binary power plant in comparison with other technologies

1 – supercritical steam boiler fired with coal or lignite, 2 – supercritical steam boiler of heating plant fired with coal, 3 – medium capacity coal fired steam boiler, 4 – biomass fired ORC power plant, 5 – onshore wind farm, 6 – low capacity hydro power plant, 7 – photovoltaic power plant (own work; LCOE for technologies 1–7 according to Zaporowski 2015)

Zgodnie z przewidywaniami, optymalizacja ekonomiczna modelu elektrowni ORC skutkuje zwiększeniem stopnia wykorzystania mocy, czego efektem jest „wypląszczenie” krzywej uporządkowanej generowanej mocy (rys. 7.8). Rozwiązanie takie pozwala w znacznie większym stopniu wykorzystać moc zainstalowanych urządzeń oraz zmniejszyć pobór energii w procesach własnych/pasożytniczych. W przypadku zastosowania czynnika R245fa, zmniejszenie szczytowej mocy brutto o około 530 kW powoduje zmniejszeniem mocy netto tylko o około 200 kW. W rezultacie optymalizacji ekonomicznej elektrowni ORC na Podhalu, ilość wyprodukowanej netto energii elektrycznej (na sprzedaż) spada o 25,6% (z 2805 do 2088 MWh/rok), podczas gdy początkowe nakłady inwestycyjne zostają zredukowane aż o 54,5% (z 11,0 do 5,0 mln zł).



Rys. 7.8. Wykres uporządkowany generowanej mocy przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R245fa w warunkach optymalizacji energetycznej i ekonomicznej (opracowanie własne)

Fig. 7.8. Power generation duration curve by ORC power plant with R245fa working fluid for energetic and economic optimization (own work)

Warto zwrócić uwagę na fakt, że temperatura wody geotermalnej opuszczającej podgrzewacz (rys. 6.13) w takiej elektrowni wynosi około 64°C – jest zatem wyższa o około 8 do 10°C od wody opuszczającej układ ORC, w którym przyjętą funkcją celu zagadnienia optymalizacyjnego była maksymalizacja mocy brutto elektrowni (załączniki B, C).

Przykład:

W tabeli 7.2 przedstawiono rozkład przepływów pieniężnych w zoptymalizowanym ekonomicznie modelu elektrowni geotermalnej typu ORC wykorzystującej czynnik roboczy R245fa.

Tabela 7.2

Rozkład przepływów pieniężnych w elektrowni geotermalnej ORC wykorzystującej czynnik roboczy R245fa

Table 7.2

Cash flow in geothermal ORC power plant using R245fa working fluid

Rok	Skumulowana wartość inflacji [-]	Wartość bieżąca stopy dyskontowej [-]	Wartość nominalna przepływów pieniężnych [zł]	Wartość bieżąca netto przepływów pieniężnych [zł]
1	2	3	4	5
0	1,000	1,000	-5 006 143	-5 006 143
1	1,020	0,926	505 759	468 296
2	1,040	0,857	515 875	442 279
3	1,061	0,794	526 192	417 708
4	1,082	0,735	536 716	394 502
5	1,104	0,681	547 450	372 585
6	1,126	0,630	558 399	351 886
7	1,149	0,583	569 567	332 337
8	1,172	0,540	580 959	313 874
9	1,195	0,500	592 578	296 436
10	1,219	0,463	604 429	279 968
11	1,243	0,429	616 518	264 414
12	1,268	0,397	628 848	249 724
13	1,294	0,368	641 425	235 851
14	1,319	0,340	654 254	222 748
15	1,346	0,315	667 339	210 373
16	1,373	0,292	-945 505	-275 984
17	1,400	0,270	694 299	187 648
18	1,428	0,250	708 185	177 223
19	1,457	0,232	722 349	167 377
20	1,486	0,215	736 796	158 078
21	1,516	0,199	751 532	149 296
22	1,546	0,184	766 563	141 002
23	1,577	0,170	781 894	133 168
24	1,608	0,158	797 532	125 770
25	1,641	0,146	813 482	118 783
26	1,673	0,135	829 752	112 184
27	1,707	0,125	846 347	105 951
28	1,741	0,116	863 274	100 065
29	1,776	0,107	880 539	94 506
30	1,811	0,099	898 150	89 256

Źródło: opracowanie własne.

Poszczególne wartości wskaźników ekonomicznych wyznaczono w następujący sposób:

- a) skumulowana wartość inflacji jest równa $(1 + inf)^n$, gdzie n oznacza numer roku,
- b) wartość bieżąca stopy dyskontowej jest równa $(1 + r)^{-n}$, gdzie n oznacza numer roku,
- c) wartość nominalna przepływów pieniężnych jest równa zyskowi w danym roku (przychody minus koszty) pomnożonemu przez skumulowaną wartość inflacji dla roku, w których zachodzą przepływy pieniężne,
- d) wartość bieżąca netto przepływów pieniężnych jest iloczynem wartości nominalnej przepływów pieniężnych i wartości bieżącej dyskonta (iloczyn wartości z kolumn 4 i 3),
- e) wartość bieżąca netto (NPV) inwestycji to suma wszystkich wartości w kolumnie 5,
- f) prosty czas zwrotu liczony jest według wartości nominalnych przepływów pieniężnych w kolumnie 4,
- g) zdyskontowany czas zwrotu liczony jest według wartości bieżącej netto przepływów pieniężnych w kolumnie 5,
- h) w 16 roku eksploatacji elektrowni ORC strata jest związana z koniecznością zakupu i wymiany części wyposażenia.

7.2. Ocena ekologiczna

7.2.1. Emisja uniknięta

Konwersja energii cieplnej zawartej w wodach geotermalnych w energię elektryczną w cyklu organicznym Rankine'a nie powoduje żadnych emisji, ponieważ nie dochodzi do spalania paliwa, a jedynie cyklu przemian fazowych. Głównymi nośnikami energii spalnymi w polskich elektrowniach są paliwa kopalne: węgiel kamienny, węgiel brunatny oraz paliwa gazowe, z których w 2014 roku pochodziło około 93,5% krajowej produkcji energii elektrycznej (KOBIZE 2015a). Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami publikuje następujące wskaźniki emisyjności dla energii elektrycznej wytwarzanej w Polsce za 2014 rok (2015a,b):

- 823,257 kg CO₂/MWh,
- 1,571965 kg SO₂/MWh,
- 1,049187 kg NO_x/MWh,
- 0,233860 kg CO/MWh,
- 0,063861 pyłu całkowitego/MWh.

Emisję unikniętą obliczono dla elektrowni ORC o mocy szczytowej 414 kW brutto, pracującej z wykorzystaniem czynnika chłodniczego R245fa, która charakteryzuje się najwyższą wartością NPV. Elektrownia taka wytwarza w ciągu roku 2088 MWh energii elektrycznej netto. Po uwzględnieniu wskaźników emisyjności, ilość unikniętej emisji w ciągu roku przedstawia się następująco:

- 1719,0 Mg CO₂,
- 3282,3 kg SO₂,

- 2190,7 kg NO_x,
- 488,3 kg CO/MWh,
- 133,3 kg pyłu całkowitego.

Emisja uniknięta dzięki geotermalnej elektrowni ORC na Podhalu byłaby jednak stosunkowo niewielka w porównaniu z emisją unikniętą dzięki sprzedaży ciepła geotermalnego przez spółkę PEC Geotermia Podhalańska SA, która w 2012 roku wyniosła 36 380 Mg CO₂ (Ślimak 2013).

7.2.2. Oddziaływanie na rzekę Biały Dunajec

Pobór wody z Białego Dunajec w celu chłodzenia skraplacza elektrowni ORC, a następnie jej zrzut do rzeki powoduje podniesienie temperatury wody w cieku. Do oceny wzrostu temperatury w rzece wykorzystano dane z modelu matematycznego elektrowni ORC wykorzystującej czynnik roboczy R245fa, który w procesie optymalizacji ekonomicznej pozwolił uzyskać najwyższą wartość *NPV*. Obliczenia wykonano dla 3 wariantów związanych z przepływami charakterystycznymi Białego Dunajca (Tomanek 2015):

- a) *SSQ* – przepływ średni roczny, wynoszący 5,119 m³/s,
- b) *SNQ* – średni przepływ niski, wynoszący 1,391 m³/s,
- c) *NNQ* – najmniejszy przepływ z wielolecia, wynoszący 0,56 m³/s.

Ciepło pobrane przez wodę w procesie chłodzenia skraplacza jest następnie oddawane strumieniowi wody płynącej rzeki. Proces wymiany ciepła trwa do momentu uzyskania przez oba strumienie wody tej samej temperatury. Zakładając całkowite wymieszanie wody technologicznej z wodą płynącą Białym Dunajcu, równanie bilansu energii dla tego procesu jest następujące:

$$\dot{Q}_{cw} = \dot{m}_{cw} c_w (T_{cw} - T_x) \quad (7.21)$$

$$\dot{Q}_{BD} = \dot{m}_{BD} c_w (T_x - T_{BD}) \quad (7.22)$$

gdzie:

- $\dot{Q}_{cw}$ – ciepło oddane do rzeki przez wodę technologiczną podgrzaną w procesie chłodzenia skraplacza,
- $\dot{Q}_{BD}$ – ciepło odebrane przez rzekę Biały Dunajec od wody technologicznej,
- $\dot{m}_{cw}$ – strumień masowy wody chłodzącej skraplacz,
- $\dot{m}_{BD}$ – strumień masowy wody w rzece Biały Dunajec,
- T_{cw} – temperatura wody technologicznej podgrzanej w procesie chłodzenia skraplacza,
- T_{BD} – temperatura wody w Białym Dunajcu,
- T_x – temperatura wody po zmieszaniu się wody technologicznej z wodą w rzece,
- c_w – ciepło właściwe wody.

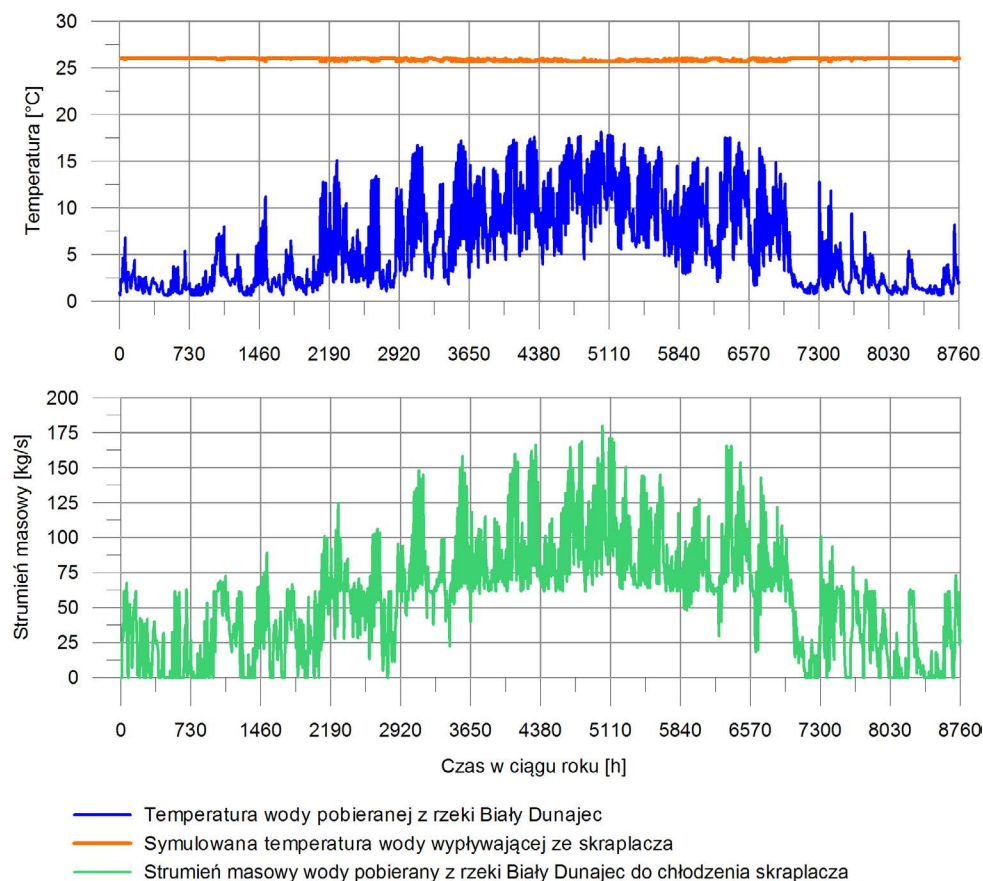
Ponieważ $\dot{Q}_{cw} = \dot{Q}_{BD}$, po kilku przekształceniach otrzymuje się temperaturę wody T_x :

$$T_x = \frac{\dot{m}_{cw}T_{cw} + \dot{m}_{BD}T_{BD}}{\dot{m}_{cw} + \dot{m}_{BD}} \quad (7.23)$$

oraz wzrost temperatury wody w Białym Dunajcu:

$$\Delta T = T_x - T_{BD} = \frac{\dot{m}_{cw}T_{cw} + \dot{m}_{BD}T_{BD}}{\dot{m}_{cw} + \dot{m}_{BD}} - T_{BD} \quad (7.24)$$

Strumień wody pozyskiwanej na cele technologiczne z rzeki Biały Dunajec jest zależny od mocy elektrowni ORC oraz od temperatury wody w rzece. Dla modelu elektrowni ORC wykorzystującej czynnik roboczy R245fa o mocy szczytowej brutto wynoszącej 414 kW pobór ten jest przedstawiony na rysunku 7.9.



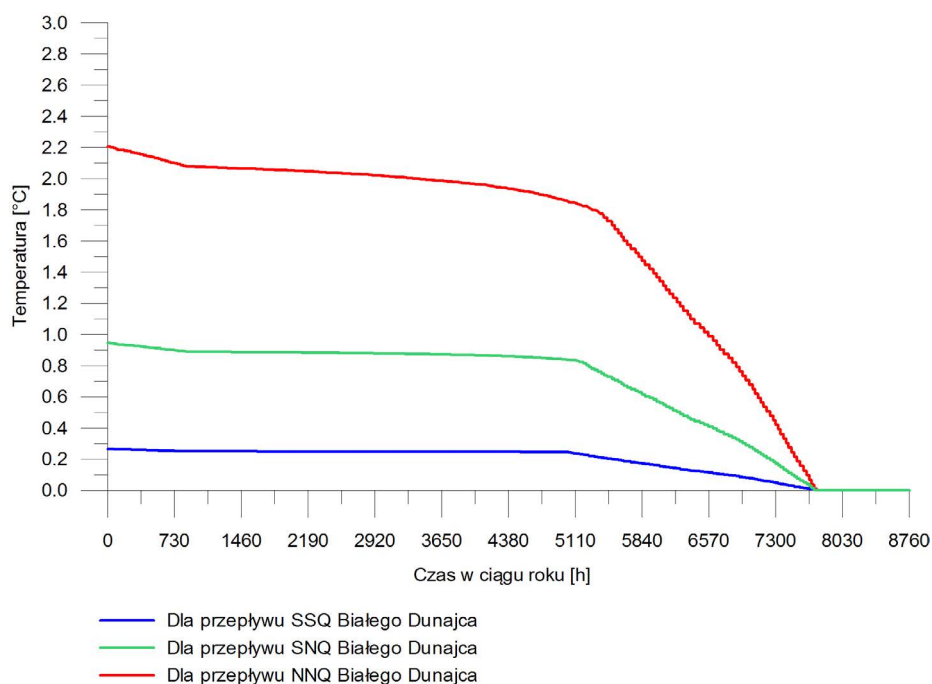
Rys. 7.9. Charakterystyka czasowa wody technologicznej służącej chłodzeniu skraplacza (opracowanie własne)

Fig. 7.9. Time characteristic of the process water used to cool the condenser (own work)

Na powyższym wykresie (rys. 7.9) można zauważyć, że temperatura wody odprowadzanej do Białego Dunajca jest praktycznie stała w ciągu, co wynika z faktu, że temperatura zbliżenia występuje na „ciepłym” końcu skraplacza (por. rys. 6.15; równanie (6.46)). Dla klarowności rysunku opuszczono okresy, w których nie ma produkcji energii elektrycznej, a woda nie jest pobierana z rzeki. Jednocześnie można zauważyć, że największy pobór wody na cele technologiczne występuje w lecie, kiedy woda w rzece ma najwyższą temperaturę, a zarazem jest najwyższa generacja energii elektrycznej, co z kolei jest związane z dostępnością źródła ciepła. Co jest warte podkreślenia, maksymalny strumień wody technologicznej ($180 \text{ kg/s} \approx 0,18 \text{ m}^3/\text{s}$) stanowi niewielką część przepływów charakterystycznych dla Białego Dunajca:

- przy przepływie średnim rocznym SSQ – 3,5%,
- przy przepływie średnim niskim SNQ – 12,9%,
- przy przepływie najmniejszym z wielolecia NNQ – 32,1%.

Jak można się przekonać na rysunku 7.10, wzrost temperatury rzeki Biały Dunajec spowodowany funkcjonowaniem elektrowni ORC będzie najczęściej rzędu $0,3^\circ\text{C}$, okresowo sięgał $1,0^\circ\text{C}$, a w sytuacjach ekstremalnych sięgnie $2,2^\circ\text{C}$. W obliczeniach pominięto zjawisko wychłodzenia wody związanej z procesem parowania, co miałoby miejsce, gdyby woda była odprowadzana odkrytym korytem do punktu zrzutu.



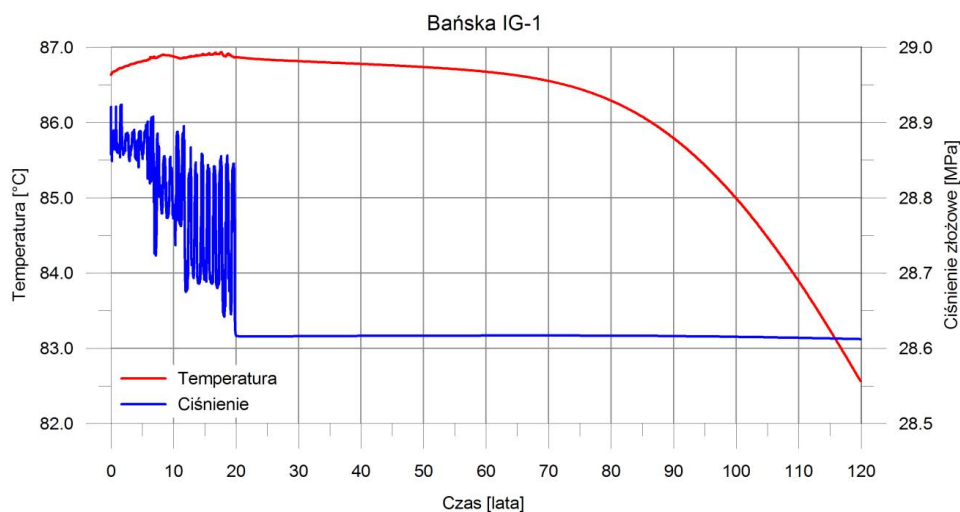
Rys. 7.10. Szacowany wzrost temperatury Białego Dunajca związany ze zrzutem wody technologicznej (opracowanie własne)

Fig. 7.10. Estimated temperature rise of the Biały Dunajec river due to process water discharge (own work)

8. Symulacja prognozowanych warunków eksploatacyjnych

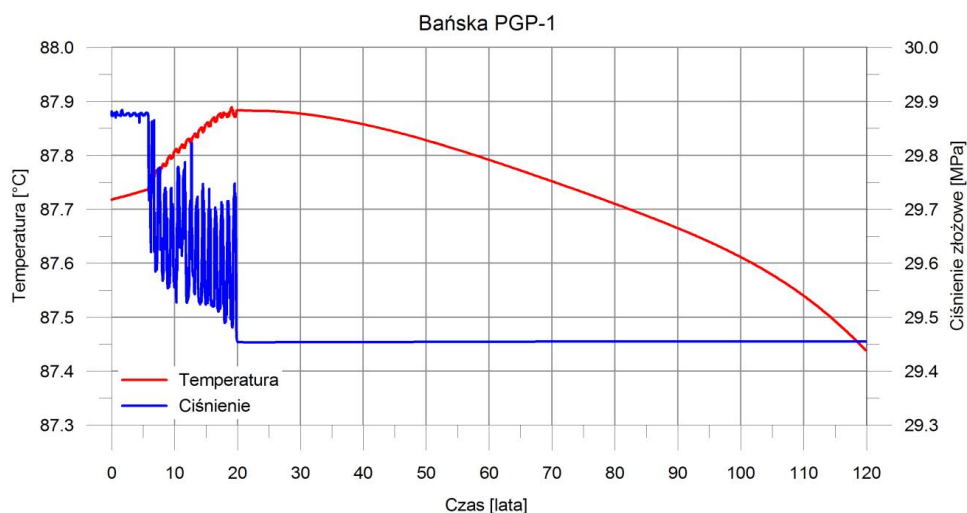
Prognostycznymi badaniami modelowymi wybranego obszaru podhalańskiego systemu geotermalnego (poziomy triasu środkowego i eocenu środkowego) objęto okres 100 lat. Tak długi czas symulacji został przyjęty ze względu na konieczność oceny warunków zrównoważonej eksploatacji systemu geotermalnego. Warunki początkowe stanowiły prognozowane rozkłady temperatury i ciśnienia w złożu OG Podhale 1 w listopadzie 2015 r. będące wynikiem symulacji dotychczasowej eksploatacji. Maksymalna długość kroku czasowego dla stuletniej prognozy warunków panujących w wybranym fragmencie omawianego systemu wynosiła jeden dzień. Wydobycie wód geotermalnych w OG Podhale 1 przyjęto jako stałe w czasie, wynoszące dla otworów Bańska IG-1, Bańska PGP-1 oraz Bańska PGP-3 odpowiednio 85, 450 oraz 245 m³/h (sumarycznie 780 m³/h). PEC Geotermia Podhalańska SA posiada pozwolenie wodnoprawne na odprowadzenie do cieku powierzchniowego pozyskanych wód geotermalnych w ilości 1 226 400 m³ rocznie, tj. średnio 140 m³/h (Tomanek 2015). Oznacza to, że strumień wód koniecznych do zatłoczenia wynosi 640 m³/h. Ograniczenie zatłaczania wód otworami chłonnymi przyczyniłoby się do ograniczenia zużycia energii przez pompy zatłaczające, wskutek czego zwiększyłaby się produkcja netto energii elektrycznej przez elektrownię geotermalną (przy jednoczesnym powstaniu dodatkowej depresji). Możliwość pozostawienia części wydobytych wód bez zatłaczania została uwzględniona przez autora w analizowanym modelu. Zatłaczanie wód schłodzonych do temperatury około 58°C odbywałoby się dwoma otworami chłonnymi: Biały Dunajec PAN-1 (240 m³/h) i Biały Dunajec PGP-2 (400 m³/h). Temperatura ta jest średnią ważoną temperatur wód pochodzących z obiegu powrotnego sieci grzewczej oraz obiegu ORC. W pracy przeanalizowano czy pozostawienie części wydobytych wód (dla celów wytwarzania energii elektrycznej) bez zatłaczania nie wpłynie negatywnie na utrzymanie ciśnienia złożowego na obecnym poziomie.

Na rysunkach 8.1–8.3 przedstawiono wyniki symulacji zmiany temperatury i ciśnienia złożowego w okresie dotychczasowej oraz prognozowanej eksploatacji uwzględniającej generację energii elektrycznej, dla istniejących otworów produkcyjnych. Ponieważ dotychczasowy łączny strumień wydobywanych wód sięgał maksymalnie 750 m³/h, jego zwiększenie o dodatkowe 30 m³/h nie spowoduje znaczącego spadku ciśnienia złożowego w strefie zbiornikowej (o około 24 kPa w otworach Bańska IG-1 i Bańska PGP-1 oraz około 14 kPa w otworze Bańska PGP-3). Dojście frontu chłodnego powinno znaleźć odzwierciedlenie



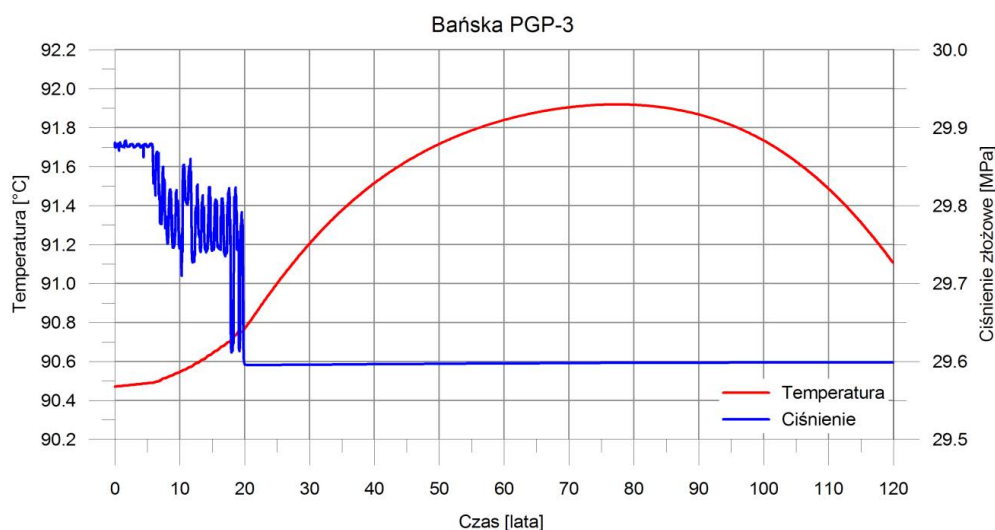
Rys. 8.1. Prognoza zmiany temperatury i ciśnienia złożowego w okresie dotychczasowej (pierwsze 20 lat) i przyszłej eksploatacji otworu Bańska IG-1 (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA oraz obliczeń własnych)

Fig. 8.1. Forecast of temperature and reservoir pressure change for the recent (first 20 years) and future exploitation of the Bańska IG-1 well (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA and own calculations)



Rys. 8.2. Prognoza zmiany temperatury i ciśnienia złożowego w okresie dotychczasowej (pierwsze 20 lat) i przyszłej eksploatacji otworu Bańska PGP-1 (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA oraz obliczeń własnych)

Fig. 8.2. Forecast of temperature and reservoir pressure change for the recent (first 20 years) and future exploitation of the Bańska PGP-1 well (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA and own calculations)

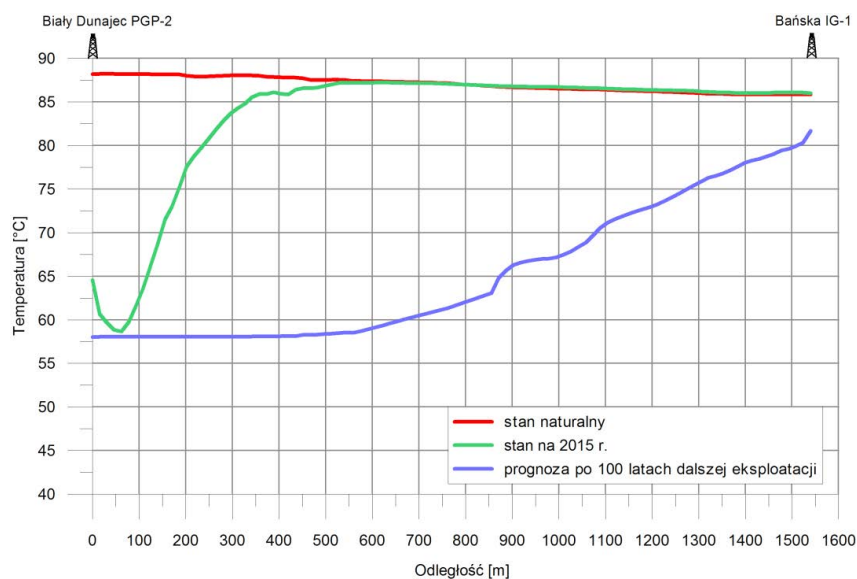


Rys. 8.3. Prognoza zmiany temperatury i ciśnienia złożowego w okresie dotychczasowej (lata 2013–2015) i przyszłej eksploatacji otworu Bańska PGP-3 (opracowanie własne na podstawie danych PEC Geotermia Podhalańska SA oraz obliczeń własnych)

Fig. 8.3. Forecast of temperature and reservoir pressure change for the recent (2013–2015) and future exploitation of the Bańska PGP-3 well (own work based on data provided by PEC Geotermia Podhalańska SA and own calculations)

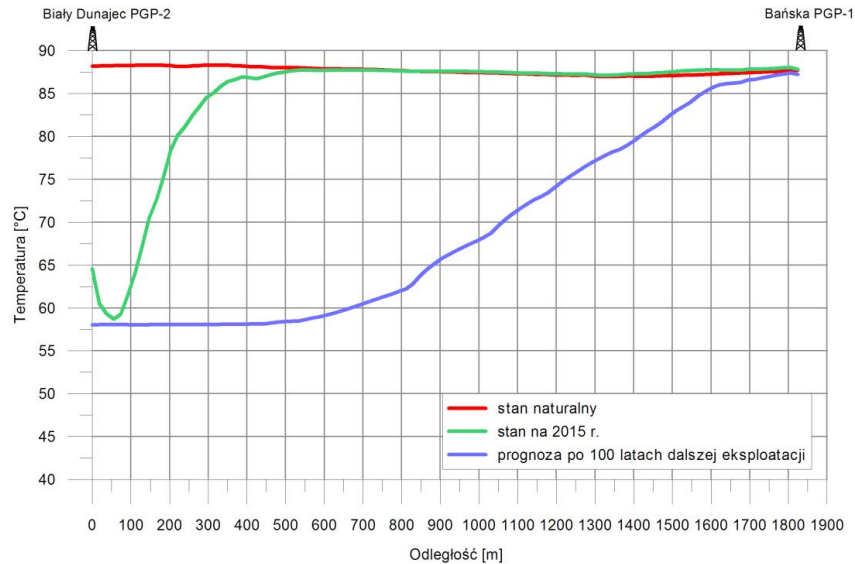
w temperaturze wody wydobywanej otworem Bańska IG-1, gdzie przewidywany spadek temperatury wód w zbiorniku jest szacowany na około $4,4^{\circ}\text{C}$ po okresie 100 lat, natomiast pierwsze symptomy dojścia frontu chłodnego powinny mieć miejsce po około 40–50 latach (począwszy od 2016 r.; rys. 8.1). W otworze Bańska PGP-1 ewentualny spadek temperatury złożowej po okresie kolejnych 100 lat eksploatacji powinien być nieznaczny i wynieść około $0,4\text{--}0,5^{\circ}\text{C}$ (rys. 8.2). Analiza wyników symulacji wskazuje, że w ciągu kolejnych kilkudziesięciu lat wydobywania wód geotermalnych otworem Bańska PGP-3 można spodziewać się niewielkiego wzrostu temperatury wód na głębokości ujmowanej przez zafiltrowany interwał skał zbiornikowych (o około $1,1^{\circ}\text{C}$), po czym nastąpi przebiecie frontu chłodnego i spadek temperatury złożowej w strefie ujęcia o około $0,8^{\circ}\text{C}$ (rys. 8.3). Początkowy wzrost temperatury można tłumaczyć dopływem wód z głębiej zalegającego fragmentu poziomu wodonośnego triasu środkowego znajdującego się na zachód od otworu Bańska PGP-3.

Na rysunkach 8.4–8.5 można prześledzić symulację zasięgu frontu chłodnego spowodowanego dotychczasową oraz zakładaną w scenariuszu eksploatacją. Obecnie, tj. po ponad 20 latach eksploatacji – front chłodny sięga około 500 m od osi otworu Biały Dunajec PGP-2. Po kolejnych 100 latach symulowanej eksploatacji wód z poziomu triasu środkowego i eocenu środkowego całkowitemu wychłodzeniu (do temperatury zatłaczania, tj. około 58°C) ulegnie górotwór w promieniu około 600 m od otworu Biały Dunajec PGP-2. Na przekroju BB' (rys. 8.6) można prześledzić zasięg frontu chłodnego i kierunek spływu za-



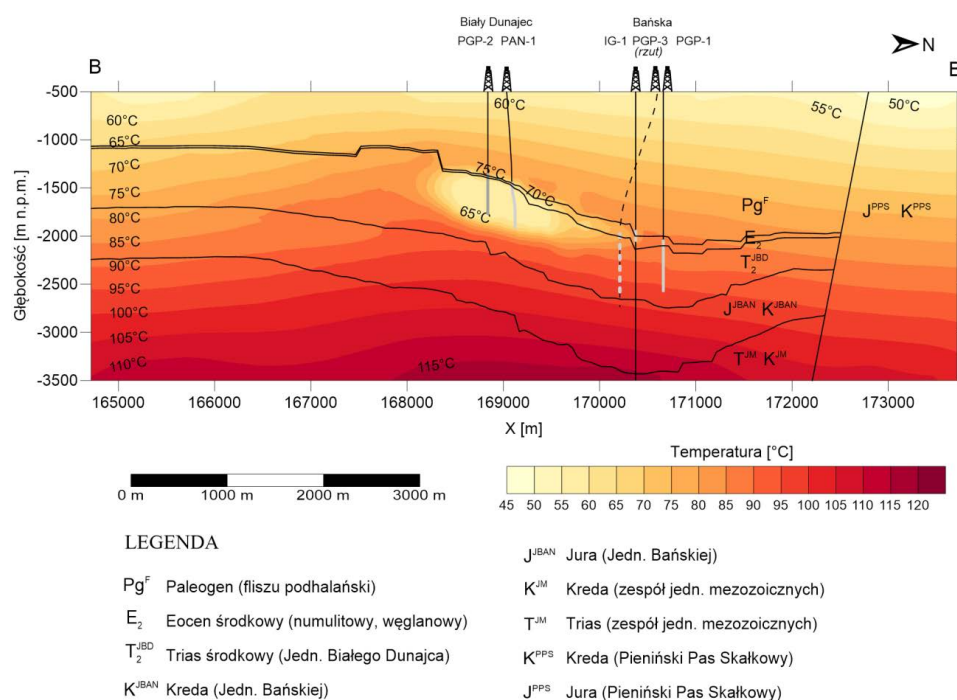
Rys. 8.4. Prognozowany rozkład temperatury w złożu pomiędzy otworami Biały Dunajec PGP-2 – Bańska IG-1 po okresie 100 lat eksploatacji, począwszy od 2016 roku (opracowanie własne)

Fig. 8.4. Forecasted reservoir temperature distribution between Biały Dunajec PGP-2 and Bańska IG-1 boreholes after 100 years of operation, starting from 2016 (own work)



Rys. 8.5. Prognozowany rozkład temperatury w złożu pomiędzy otworami Biały Dunajec PGP-2 – Bańska PGP-1 po okresie 100 lat eksploatacji, począwszy od 2016 roku (opracowanie własne)

Fig. 8.5. Forecasted reservoir temperature distribution between Biały Dunajec PGP-2 and Bańska PGP-1 boreholes after 100 years of operation, starting from 2016 (own work)



Rys. 8.6. Przekrój termiczny BB' (lokalizacja na rys. 3.1) przez strefę otworów chłonných i produkcyjnych po 100 latach eksploatacji dla potrzeb odzysku energii cieplnej i generacji energii elektrycznej, począwszy od 2016 roku; linia przerywana: rzut otworu Bańska PGP-3 na płaszczyznę przekroju (opracowanie własne)

Rys. 8.6. Thermal cross section BB' (location on Figure 3.1) through the zone of injection and production wells after 100 years of operation for heat and power generation, starting in 2016; dashed line: projection of the Bańska PGP-3 well on the cross-sectional plane (own work)

tlaczanych wód. Z rysunku tego wynika, że ewentualne wychłodzenie górotworu w strefie otworów produkcyjnych będzie miało miejsce w górnym odcinku ujmowanego strefy.

Przedstawione w tym rozdziale prognozy warunków zbiornikowych w tak długim horyzoncie czasowym charakteryzują się różnym stopniem prawdopodobieństwa. Za najbardziej wiarygodne można uznać wyniki przedstawiające zmiany ciśnienia złożowego w otworach Bańska IG-1 oraz Bańska PGP-1 ze względu na wysoką dokładność wcześniej wykonanej kalibracji dla tych otworów. Dotychczasowe wyniki monitoringu w OG Podhale 1 nie wskazują na jakikolwiek mierzalny spadek temperatury na głowicy otworów produkcyjnych. Spowodowało to też, że nie było możliwe wykonanie kalibracji termicznej modelu w warunkach niestacjonarnych (związanych z eksploatacją). Symulacja dotychczasowej pracy systemu geotermalnego na Podhalu również nie wskazuje na ryzyko szybkiego dojścia wychłodzonych wód do otworów produkcyjnych. Wyniki otrzymane dzięki symulacji w programie TOUGH2 powinny w tym większym stopniu odpowiadać rzeczywistym zmianom temperatury górotworu, im większe jest spełnienie górotworu, tj. im większa jest powierzchnia wymiany ciepła pomiędzy zatłaczaną wodą i skałami zbiornikowymi.

Przeprowadzona symulacja umożliwia oszacowanie spadku nominalnej mocy cieplnej trzech istniejących otworów produkcyjnych w okresie 100 lat wzmożonej eksploatacji. Poprzez nominalną moc cieplną otworów produkcyjnych należy rozumieć maksymalnie obecnie uzyskiwaną moc cieplną otworów, przy maksymalnej, technicznie dostępnej ich wydajności oraz utrzymywanej obecnie temperaturze zatłaczania. Przyjmując wydajności i temperaturę wód na wypływie z otworów przedstawionych w tabeli 6.1 oraz temperaturę zatłaczania równą 58°C – łączna nominalna moc cieplna otworów produkcyjnych w OG Podhale 1 wynosi:

$$\begin{aligned}
 P_{geo}^{2016} &= c_w \left(\dot{m}_{IG-1} \Delta T_{IG-1}^{2016} + \dot{m}_{PGP-1} \Delta T_{PGP-1}^{2016} + \dot{m}_{PGP-3} \Delta T_{PGP-3}^{2016} \right) = \\
 &= 4200 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{C}} \left[22,9 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (82^\circ\text{C} - 58^\circ\text{C}) + 121,3 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (86^\circ\text{C} - 58^\circ\text{C}) + 66,0 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (85^\circ\text{C} - 58^\circ\text{C}) \right] = \\
 &= 24,06 \text{ MW}
 \end{aligned} \tag{8.1}$$

gdzie:

- P_{geo}^{2016} – moc nominalna trzech otworów produkcyjnych w 2016 r.,
- $\dot{m}_{IG-1}$ – strumień masowy wód geotermalnych z otworu Bańska IG-1,
- $\dot{m}_{PGP-1}$ – strumień masowy wód geotermalnych z otworu Bańska PGP-1,
- $\dot{m}_{PGP-3}$ – strumień masowy wód geotermalnych z otworu Bańska PGP-3,
- ΔT_{IG-1}^{2016} – różnica pomiędzy temperaturą wydobywania a temperaturą zatłaczania dla otworu Bańska IG-1,
- ΔT_{PGP-1}^{2016} – różnica pomiędzy temperaturą wydobywania a temperaturą zatłaczania dla otworu Bańska PGP-1,
- ΔT_{PGP-3}^{2016} – różnica pomiędzy temperaturą wydobywania a temperaturą zatłaczania dla otworu Bańska PGP-3,
- c_w – ciepło właściwe wody geotermalnej.

Po 100 latach wzmożonej eksploatacji w OG Podhale 1 moc trzech ujęć produkcyjnych będzie wynosić:

$$\begin{aligned}
 P_{geo}^{2116} &= c_w \left(\dot{m}_{IG-1} \Delta T_{IG-1}^{2116} + \dot{m}_{PGP-1} \Delta T_{PGP-1}^{2116} + \dot{m}_{PGP-3} \Delta T_{PGP-3}^{2116} \right) = \\
 &= 4200 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{C}} \left[22,9 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (82^\circ\text{C} - 4,4^\circ\text{C} - 58^\circ\text{C}) + \right. \\
 &\quad \left. + 121,3 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (86^\circ\text{C} - 0,44^\circ\text{C} - 58^\circ\text{C}) + 66,0 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (85^\circ\text{C} - (-0,35^\circ\text{C}) - 58^\circ\text{C}) \right] = 23,52 \text{ MW}
 \end{aligned} \tag{8.2}$$

gdzie: oznaczenia jak równaniu (8.1), z tą różnicą, że uwzględniają prognozowaną temperaturę na wypływie otworów produkcyjnych w 2116 roku.

W równaniu (8.2) przyjęto, że temperatura zatłaczania wód pozostanie na poziomie 58°C, co wynika z obliczeń modelu matematycznego elektrowni ORC (załącznik B). **Względny spadek mocy cieplnej ujęć produkcyjnych w ciągu 100 lat jest szacowany na zaledwie 2,2%, co świadczy o znacznej pojemności cieplnej podhalańskiego systemu geotermalnego, jego dużej odnawialności termicznej oraz możliwości prowadzenia zrównoważonej eksploatacji.**

$$\frac{P_{geo}^{2016} - P_{geo}^{2116}}{P_{geo}^{2016}} = \frac{24,06 \text{ MW} - 23,52 \text{ MW}}{24,06 \text{ MW}} = 2,2\% \quad (8.3)$$

Podsumowanie

Obszar górniczy Podhale 1 – fragment podhalańskiego systemu geotermalnego – stanowił przedmiot badań nad zrównoważonym wykorzystaniem zasobów energetycznych formacji wodonośnych triasu środkowego i eocenu środkowego. Wody z OG Podhale 1 są w głównej mierze wykorzystywane do celów ciepłownictwa sieciowego oraz rekreacyjnych. Stopień wykorzystania ciepła zawartego w wodach geotermalnych do celów grzewczych jest zdeterminowany przez sezonowe zmiany temperatury powietrza. Poza sezonem grzewczym zwiększenie stopnia wykorzystania możliwości eksploatacyjnych otworów produkcyjnych jest możliwe dzięki przeznaczeniu części wydobywanych wód do produkcji energii elektrycznej. Ze względu na temperaturę wydobywanych wód (82–86°C), generacja energii elektrycznej jest możliwa m.in. w elektrowni binarnej pracującej w cyklu organicznym Rankine’a (ORC).

Zwiększenie średniorocznego wydobywania pociąga za sobą konieczność zatłoczenia dodatkowego strumienia ochłodzonych wód, co mogłoby spowodować przedwczesne dotarcie frontu chłodnego do otworów produkcyjnych i spadek temperatury na wypływie. Zwiększone wydobywanie wód geotermalnych mogłoby z kolei spowodować obniżenie ciśnienia w złożu, w rezultacie czego zmieniłoby się pole hydrodynamiczne w zbiorniku. Przedstawione powyżej zagadnienia – wpływ zwiększonej eksploatacji wód geotermalnych na stabilność warunków złożowych oraz ocena wielkości możliwej produkcji energii elektrycznej w elektrowni ORC wymaga komplementarnej analizy obu procesów, ponieważ są one wzajemnie zależne. Przedstawiony przez autora we wstępie do monografii algorytm stanowił oś integrującą oba obszary prowadzonych badań. Badania te z kolei opierały się na modelowaniach matematycznych.

Właściwym narzędziem do oceny zjawisk zachodzących w górotworze podczas eksploatacji wód geotermalnych jest modelowanie numeryczne niestacjonarnych procesów wymiany masy i energii. W badaniach wykorzystano trójwymiarowy symulator złożowy TOUGH2 – światowy standard w dziedzinie modelowania procesów geotermalnych. Kluczowym etapem budowy modelu numerycznego systemu geotermalnego była jego kalibracja. Nowością zastosowaną przez autora jest oszacowanie depresji związanej z wydobywaniem wód na podstawie wartości ciśnienia głowicowego zredukowanego. Ciśnienie głowicowe zredukowane jest to ciśnienie, jakie byłoby mierzone na głowicy otworu, gdyby nie zachodziła ekspansja objętościowa słupa wody w kolumnie rur okładzinowych. Brak uwzględ-

niania tego zjawiska w obliczeniach prowadzi zawsze do zawyżenia przewodności hydraulicznej formacji wodonośnej. Dzięki przeprowadzonej analizie ciśnienia głowicowego zredukowanego (opis matematyczny zawarto w załączniku A, natomiast wyniki w rozdziale 3.3.2), udało się osiągnąć bardzo wysokiej jakości kalibrację hydrodynamiczną modelu, której współczynnik dopasowania R^2 dla otworu Bańska PGP-1 wyniósł 0,99.

Jednym z głównych celów niniejszej monografii było przedstawienie wyników pogłębionego rozpoznania warunków termicznych i zbiornikowych w OG Podhale 1. W tym zakresie autor przedstawił:

- mapę symulowanego rozkładu temperatury w stropie głównego poziomu wód geotermalnych,
- mapy symulowanego rozkładu temperatury w górotworze na głębokościach: 1500 m n.p.m., –2000 m n.p.m., –2500 m n.p.m. oraz –3000 m n.p.m.,
- mapę symulowanego rozkładu ciśnienia złożowego oraz pola hydrodynamicznego w głównym poziomie zbiornikowym modelowanego obszaru,
- symulowany zasięg wychłodzenia górotworu związanego z dotychczasową eksploatacją.

Rozbudowany model elektrowni geotermalnej ORC dla wód eksploatowanych w OG Podhale 1 został wykonany w programie MS Excel z wykorzystaniem narzędzi zewnętrznych: pakietu optymalizacyjnego Solver oraz bazy CoolProp, która umożliwia na bieżąco wyznaczyć parametry fizykochemiczne analizowanych czynników chłodniczych. Nowością wprowadzoną przez autora jest przeprowadzenie obliczeń optymalizacyjnych w warunkach niestacjonarnych. Konieczność taka wynika z faktu dużych wahań dostępności strumienia wód geotermalnych kierowanych do elektrowni ORC oraz zmiennych w ciągu roku warunków hydrometeorologicznych, które determinują ilość energii elektrycznej netto możliwej do pozyskania z układu. W obliczeniach założono, że temperatura źródła geotermalnego wynosi 86°C, natomiast temperatura kondensacji czynnika roboczego wynosi 30°C. Zmiennymi decyzyjnymi w procesie optymalizacyjnym były:

- zastosowany czynnik roboczy,
- temperatura odparowania czynnika roboczego,
- strumień wody geotermalnej kierowany do elektrowni ORC.

Duży nacisk został położony na poprawne oszacowanie poboru mocy pasożytniczych w procesach towarzyszących pracy elektrowni ORC. Zaliczyć do nich należy:

- pobór mocy przez pompy zatłaczające wody geotermalne do złoża,
- pobór mocy przez pompę zasilającą w czynnik roboczy układ ORC,
- pobór mocy przez pompy układu chłodzenia skraplacza oraz wentylatory wieży chłodniczej (przy stosowaniu tego rodzaju chłodzenia),
- konieczność dostarczenia dodatkowej mocy pompom przetłaczającym płyny w wymiennikach ciepła.

Optymalizacja warunków pracy elektrowni ORC została wykonana dla dwóch funkcji celu:

- a) maksymalizacji mocy brutto,
- b) maksymalizacji wartości bieżącej netto (NPV).

Ze względu na bliskość rzeki Biały Dunajec korzystne wydaje się chłodzenie skraplacza przez bezpośredni przepływ wody z rzeki. Analiza sześciu czynników roboczych z grupy węglowodorów oraz wodorofluorowęglowodorów pozwoliła oszacować, że największa moc brutto możliwa do pozyskania jest przy zastosowaniu czynnika chłodniczego R227ea i wynosi około 1045 kW brutto przy maksymalnym dostępnym strumieniu wody geotermalnej wynoszącym 486 m³/h. Rozwiązanie takie jednakże nie jest optymalne z ekonomicznego punktu widzenia, ponieważ tak wysoką moc można osiągnąć jedynie przez około 23% czasu w roku. Przeprowadzona optymalizacja ekonomiczna wskazuje, że najkorzystniejszym rozwiązaniem byłaby elektrownia wykorzystująca czynnik chłodniczy R245fa o nominalnej mocy 414 kW brutto, co pozwoliłoby w ciągu roku wytworzyć 2409 MWh energii elektrycznej brutto (2088 MWh netto). Jednostkowe nakłady inwestycyjne szacowane są na poziomie 3452 USD/kW, przy założeniu, że chłodzenie skraplacza odbywa się przez bezpośredni przepływ wody z pobliskiej rzeki. Optymalizacja ekonomiczna modelu matematycznego elektrowni ORC była możliwa dzięki skorelowaniu składników kosztów inwestycyjnych i operacyjnych w zależności od kilku podstawowych parametrów (takich jak np. moc urządzenia, powierzchnia wymiany ciepła, strumień czynnika roboczego), których wartości były na bieżąco aktualizowane w każdej iteracji procesu obliczeniowego.

Przeprowadzona optymalizacja ekonomiczna proponowanej elektrowni ORC przynosi dodatnią wartość NPV dla czterech z sześciu analizowanych przez autora czynników roboczych (R245fa, R600, R600a i R236fa) w przyjętym okresie żywotności technicznej elektrowni wynoszącej 30 lat. Obliczenia te zostały wykonane m.in. przy założeniu stopy dyskonta wynoszącej 8% oraz wysokości inflacji wynoszącej 2%. Optymalizacja ekonomiczna modelu elektrowni ORC skutkuje zwiększeniem stopnia wykorzystania mocy. Rozwiązanie takie pozwala w znacznie większym stopniu niż w przypadku „optymalizacji energetycznej” wykorzystać moc zainstalowanych urządzeń oraz zmniejszyć pobór energii w procesach własnych elektrowni. W rezultacie optymalizacji ekonomicznej ilość wyprodukowanej energii elektrycznej netto spadłaby o 25,6% (z 2805 do 2088 MWh/rok), podczas gdy początkowa nakłady inwestycyjne zostałyby zredukowane aż o 54,5% (z 11,0 do 5,0 mln zł).

Proponowane chłodzenie skraplacza przez bezpośredni przepływ wody z rzeki Biały Dunajec jest rozwiązaniem energetycznie i ekonomicznie najbardziej korzystnym. Dla elektrowni o mocy około 400 kW brutto pobór wody technologicznej z rzeki stanowi maksymalnie 3,5% średniego rocznego przepływu (SSQ) lub maksymalnie 12,9% średniego przepływu niskiego (SNQ). Temperatura odprowadzanej do rzeki wody technologicznej nie przekraczałaby 26°C, a uwzględniając jej ilość – temperatura wody w rzece Biały Dunajec wzrosłaby o nie więcej niż 0,3°C (przy założeniu całkowitego wymieszania dla przepływu średniego rocznego).

Zwiększony poziom wydobycia wód geotermalnych do celów energetycznych w stosunku do obecnego poboru wiązałby się z bardzo niewielkim spadkiem mocy nominalnej zespołu trzech otworów – w symulowanym okresie 100 lat wyniósłby zaledwie 2,2% (rozdział 8). W pracy wykazano również, że wody geotermalne o temperaturach poniżej 90°C mogą służyć do wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej nie wpływając na stabilną i zrównowa-

zoną eksploatację złoża. Uzyskanie dodatniej wartości NPV proponowanej elektrowni ORC wobec przyjętych założeń ekonomicznych pozwala sądzić, że produkcja energii elektrycznej w okresie nadpodaży energii cieplnej może być opłacalna ekonomicznie. Zaproponowany model współwytwarzania energii cieplnej i elektrycznej z wód geotermalnych w OG Podhale 1 wskazuje na możliwość zwiększenia stopnia pozyskania energii z podhalańskiego systemu geotermalnego przy zachowaniu zrównoważonej gospodarki jego zasobami.

Literatura

- Alexandrowicz S.W., Geroch S., 1963 – Zespół małych otwornic w eocenie tatrzańskim. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego* Vol. XXXIII (2), s. 219–228.
- Astolfi M., Romano M.C., Bombarda P., Macchi E., 2014 – Binary ORC (Organic Rankine Cycles) power plants for the exploitation of medium-low temperature geothermal sources – Part B: Techno-economic optimization, *Energy* (66), s. 435–466.
- Bac-Moszaszwili M., 1993 – Struktura zachodniego zakończenia masywu tarzańskiego. *Annales Societatis Geologorum Poloniae* 63(1), s. 167–193.
- Barbacki A., Bujakowski W., Pająk L., 2006 – Atlas zbiorników wód geotermalnych Małopolski. IGSMiE PAN, Kraków, 41 s.
- Bell I.H., Wronski J., Quoilin S., Lemort V., 2014 – Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. *Industrial and Engineering Chemistry Research* 53, s. 2498–2508.
- Bertani R., 2005 – World geothermal power generation in the period 2001–2005. *Geothermics* 34, s. 651–690.
- Bertani R., 2016 – Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report. *Geothermics* 60, s. 31–43.
- Bielec B., Miecznik M., 2012 – Efekt termiczny w obliczeniach przewodności hydraulicznej w otworach ujmujących wodę termalną. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 51(2), s. 45–54.
- Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W., 2007 – Maximising the working fluid flow as a way of increasing power output of geothermal power plant. *Applied Thermal Engineering* 27, s. 2074–2078.
- Borsukiewicz-Gozdur A., Zwarycz-Makles K., 2015 – Kaskadowe wykorzystanie energii geotermalnej na przykładzie odwiertu geotermalnego w Chocholowie k. Zakopanego. *Rynek Energii* 6(121), s. 65–73.
- Bujakowski W., Tomaszewska B. (red.), 2014 – Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej w układach binarnych w Polsce. IGSMiE PAN, Kraków, 306 s.
- Bujakowski W., 2015 – Geologiczne, środowiskowe i techniczne uwarunkowania projektowania i funkcjonowania zakładów geotermalnych w Polsce. *Studia, Rozprawy, Monografie* 193, IGSMiE PAN, Kraków, 173 s.
- Calm J.M., Hourahan G.C., 2007 – Refrigerant Data Update. *Heating/Piping/Air Conditioning Engineering* 79(1), s. 50–64.

- Chowaniec J., 2002 – Strefowość zawodnienia w profilu pionowym fliszu podhalańskiego w świetle badań wodochłonności. *Biuletyn PIG* 404, s. 19–28.
- Chowaniec J., 2004 – Hydrogeological properties of the Podhale Flysch (Central Wester Carpathians, Poland) in the light of studies on water storage capacity. *Geologica Carpathica* 55(1), s. 77–81.
- Chowaniec J., Duliński M., Mochalski P., Najman J., Śliwka I., Zuber A., 2010 – Water ages in thermal system of the Podhale Basin. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* 441, s. 7–18.
- Chowaniec J., Poprawa D., Witek K., 1996 – Kotlina Orawsko-Nowotarska jako perspektywiczny zbiornik wód zwykłych w deficytowym regionie Karpat. *Przegląd Geologiczny* 44(1), s. 61–64.
- Chowaniec J., Poprawa D., 1998 – Thermal waters of the Polish part of the Carpathians. *Przegląd Geologiczny* 46(8–2), s. 770–774.
- Chowaniec J., Poprawa D., Witek K., 2001 – Występowanie wód termalnych w polskiej części Karpat. *Przegląd Geologiczny* 49(8), s. 734–742.
- Chowaniec J., Sokołowski J., 1986 – Głęboki otwór wiertniczy Maruszyna IG-1. *Przewodnik LVII zjazdu Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, s. 69–71, AGH, Kraków.
- Davies J.H., Davies D.R., 2010 – Earth's surface heat flux. *Solid Earth* 1, s. 5–24.
- Dickson M.H., Fanelli M., 2004 – What is geothermal energy? http://www.geothermal-energy.org/geothermal_energy/what_is_geothermal_energy.html (dostęp: 19.05.2016).
- DiPippo R., 2004 – Second law assessment of binary plants generating power from low-temperature geothermal fluids. *Geothermic*, 33, s. 568–586.
- DiPippo R., 2005 – *Geothermal Power Plants. Principles, Applications and Case Studies*. Elsevier, 1st ed., 450 s.
- DiPippo R., 2007 – Ideal thermal efficiency for geothermal binary plants. *Geothermics* 36, s. 276–285.
- DiPippo R., 2012 – *Geothermal Power Plants. Principles, Applications and Case Studies*. Elsevier/ Butterworth-Heinemann, 3rd ed., 600 s.
- Długosz P., 1991 – Simulation of reservoir behavior of the geothermal fields: Hamar N-Iceland and Podhale, S-Poland. *UNU Geothermal Training Programme, Report 5*, Reykjavik, 34 s.
- Długosz P., 1996 – Model fizyczny zbiornika geotermalnego w Niece Podhalańskiej. *Praca doktorska*, AGH, Kraków, 151 s.
- Długosz P., Nagy S., 1995 – Determination of Hydrodynamic Parameters of the Podhale Geothermal Reservoir. *Bulletin of the Polish Academy of Sciences. Earth Sciences* 43(4), s. 225–242.
- Dobrzyński M., 2013 – Rewolucje w czynnikach chłodniczych. *Przemysł Spożywczy* 67(9), s. 2–6.
- Dz. U. 2015 poz. 881 – Ustawa z dnia 15 maja 2015 r. o substancja zubożających warstwę ozonową oraz niektórych fluorowanych gazach cieplarnianych, 37 s.
- Fiaschi D., Lifshitz A., Manfrida G., Tempesti D., 2014 – An innovative ORC power plant layout for heat and power generation from medium to low temperature geothermal resources. *Energy Conversion and Management* 88, s. 883–893.
- Górecki W., Kuźniak T., Łapinkiewicz A.P., Maćkowski T., Strzetelski W., Szklarczyk T., 1995 – *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim*. ZSE AGH, Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS”, Kraków, 37 s.
- Górecki W. (red.), 2006a – *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*. ZSE AGH, Kraków, 484 s.

- Górecki W. (red.), 2006b – Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. ZSE AGH, Kraków, 240 s.
- Górecki W. (red.), 2011 – Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. KSE AGH, Kraków, 772 s.
- Górecki W. (red.), 2012 – Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego. KSE AGH, Kraków, 418 s.
- Górecki W. (red.), 2013 – Atlas geotermalny Karpat Wschodnich. KSE AGH, Kraków, 791 s.
- Guo T., Wang H.X., Zhang S.J., 2011 – Selection of working fluids for a novel low-temperature geothermally-powered ORC based cogeneration system. *Energy Conversion and Management* 52, s. 2384–2391.
- Heberle F., Brüggemann D., 2010 – Exergy based fluid selection for a geothermal Organic Rankine Cycle for combined heat and power generation. *Applied Thermal Engineering* 30, s. 1326–1332.
- Heberle F., Preißinger M., Brüggemann D., 2011 – Thermoeconomic evaluation of combined heat and power generation for geothermal applications. *World Renewable Energy Congress 2011*, Linköping, 08–13.05.2011, s. 1305–1312.
- Hensley J.C., 2009 – *Cooling Tower Fundamentals*. SPX Cooling Technologies, Overland Park, Kansas, USA, 116 s.
- Holdmann G., 2007 – The Chena Hot Springs 400 kW Geothermal Power Plant: Experience Gained During the First Year of Operation. *GRC Transaction* 31, s. 515–519.
- Hurtig E., 1995 – Temperature and heat flow density along European transcontinental profiles. *Tectonophysics* 244, s. 75–83.
- International Energy Agency, 2010 – ETSAP Energy Technology Systems Analysis Programme. *Geothermal Heat and Power, Technology Brief E07*, 6 s.
- International Energy Agency, 2015 – *Key World energy statistics*, 74 s.
- Jaromin A., Kępińska B., Nagel J., Sokołowski J., Wieczorek J., 1992a – Dokumentacja geosynoptyczna otworu geotermalnego Biały Dunajec PAN-1. *Geosynoptyka i Geotermia*, tom 2. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, 121 s.
- Jaromin A., Kępińska B., Nagel J., Sokołowski J., Wieczorek J., 1992b – Dokumentacja geosynoptyczna otworu geotermalnego Poronin PAN-1. *Geosynoptyka i Geotermia* t. 3. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, 88 s.
- 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 zużytych wód – poradnik metodyczny. MOŚZNiL, Warszawa, 148 s.
- Kawecki M., 1995 – Correction for temperature effect in the recovery of a pumped well. *Ground Water* 33(6), s. 917–926.
- Kępińska B., 1994 – The temperature distribution in the Seltjarnarnes Field, SWIceland; the reservoir temperature in the Podhale Field, S-Poland. *UNU Geothermal Training Programme, Report 7*, Reykjavik, 32 s.
- Kępińska B., 1997 – Model geologiczno-geotermalny niecki podhalańskiej. *Studia, Rozprawy, Monografie*, 48, CPPGSMiE PAN, Kraków, 111 s.
- Kępińska B., 2001 – Warunki hydrotermalne i termiczne podhalańskiego systemu geotermalnego w rejonie otworu Biały Dunajec PAN-1. *Studia, Rozprawy, Monografie* 93, CPPGSMiE PAN, Kraków, 142 s.

- Kępińska, 2006 – Warunki termiczne i hydrotermalne podhalańskiego systemu geotermalnego. *Studia, Rozprawy, Monografie* 135, IGSMiE PAN, Kraków, 110 s.
- Kępińska B., 2015 – Geothermal Energy Country Update from Poland, 2010–2014. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, 19–25.04.2015, 11 s.
- Kępińska B., 2016 – Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce, 2014–2015. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 55(1), s. 19–35.
- Kondracki J., 2002 – *Geografia regionalna Polski*. PWN, Warszawa, 440 s.
- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2015a – Wskaźniki emisyjności CO₂ dla energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa, 7 s.
- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2015b – Wskaźniki emisyjności SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa, 7 s.
- Krawczyk A.J., 1980 – Niektóre cechy procesu sedymentacji fliszu podhalańskiego. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, Vol. L (3–4), s. 55–98.
- Leśniak G., Przelaskowska A., 2014 – Parametry petrofizyczne rdzeni. [W:] Bujakowski W., Tomaszewska B. (red.), s. 89–96.
- Łukawski M., 2009 – Design and Optimization of Standarized Organic Rankine Cycle Power Plant for European Conditions. *Praca magisterska*, RES The School for Renewable Energy Science, University of Iceland & the University of Akureyri, Akureyri, 76 s.
- Lund J., Boyd T., 2016 – Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics* 60, s. 66–93.
- Mago P.J., Chamra L.M., Srinivasan K., Somayaji C., 2008 – An examination of regenerative organic Rankine cycles using dry fluids. *Applied Thermal Engineering* 28, s. 998–1007.
- Małecka, 1982 – Mapa głównych jednostek geologicznych Podhala i obszarów przyległych, 1:100 000. Wydawnictwo Geologiczne, Warszawa.
- Małecka D., Chowaniec J., Małecki J., 2007 – Region górnej Wisły. [W:] *Hydrogeologia regionalna Polski. T. I, Wody słodkie* (red. B. Paczyński i A. Sadurski), s. 108–159, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.
- Mannvit, 2012 – A software to evaluate financial viability of geothermal projects, GEOELEC Project, Deliverable 3.1, 18 s., <http://www.geoelec.eu/wp-content/uploads/2013/03/D3.1-GEOELEC-Software-finance-costs-estimation.pdf> (dostęp: 01.08.016).
- Marks L., Ber A., Gogołek W., Piotrowska K. (red. nauk.), 2008 – Mapa geologiczna Polski 1:500 000. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.
- Mastella L., 1975 – Tektonika fliszu we wschodniej części Podhala. *Rocznik Polskiego Towarzystwa Geologicznego*, Vol. XLV (3–4), s. 361–401.
- Mendrinis D., Kontoleonos E., Karytsas C., 2006 – Geothermal binary plants: water or air cooled? Dokumentacja projektu LOW-BIN, www.lowbin.eu (dostęp: 23.05.2016).
- Mohseni O., Stefan H.G., Erickson T.R., 1998 – A nonlinear regression model for weekly stream temperatures. *Water Resources Research* 34(10), s. 2685–2692.
- Mohseni O., Stefan H.G., 1999 – Stream temperature/air temperature relationship: a physical interpretation. *Journal of Hydrology* 218, s. 128–141.

- Morvay Z.K., Gvozdenac D.D., 2008 – *Applied Industrial Energy and Environmental Management*. John Wiley & Sons, 456 s.
- Nagy S., Długosz P., 2000 – Identification of the low enthalpy Podhale geothermal reservoir based upon long term interference and pulse hydrodynamic testing. *Proceedings World Geothermal Congress Proceedings, Kyushu-Tohoku*, 28.05–10.06.2000, s. 2739–2744.
- Nagy S., Such J., Szott W., 1999 – Weryfikacja hydrodynamicznego modelu złożowego podfliszowych wód termalnych Niecki Podhalańskiej na podstawie testów hydrodynamicznych. *X Międzynarodowa konferencja naukowo-techniczna. Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, eksploatacji otworowej i gazownictwie*, Kraków, 24–25.06.1999, T. 2, AGH, Kraków, s. 15–23.
- Orkustofnun Working Group, 2001 – Sustainable production of geothermal energy: suggested definition. *IGA News* 43, s. 1–2.
- Plewa S., 1994 – Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski. *CPPGSMiE PAN*, Kraków, 138 s.
- Pomianowski P., 1988 – Anomalie termiczne nad strefą kontaktu pienińskiego pasa skałkowego i fliszu podhalańskiego. *Przegląd Geologiczny* 2, s. 94–97.
- Preuss K., Oldenburg C., Moridis, G., 1999 – *TOUGH2 User's Guide, Version 2.0*. LBNL-43134, LBNL, California, 210 s.
- Quoilin S., Van Den Broek M., Declaye S., Dewallef P., Lemort V., 2013 – Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22, s. 168–186.
- Short W., Packey D.J., Holt T., 1995 – *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. NREL/TP-462-5173, 96 s.
- Smith R., 2005 – *Chemical Process Design and Integration*. John Wiley & Sons, 712 s.
- Sokołowski J., 1992 – Dokumentacja geosynoptyczna otworu geotermalnego Bańska IG-1. *Geosynoptyka i Geotermia*, tom I, CPPGSMiE PAN, Kraków, 122 s.
- Sokołowski J., Długosz P., Bujakowski W., 1992 – The first geothermal plant in Poland. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geosynoptyka, Geotermia* 31(6), s. 9–18.
- Solik-Heliasz E. (red.), 2009 – *Atlas zasobów energii geotermalnej w rejonie górnośląskim. Utwory neogenu, karbonu i dewonu*. GIG, Katowice, 101 s.
- Sotak J., Janocko J., 2003 – Central Carpathian Paleogene Basin – an outline to sedimentology, sequence stratigraphy and basin history. [W:] *Sedimentary sequences and depositional systems on the Central-Carpathians Paleogene Basin. Guide to IAS field trip, Slovakia 2001* (Janocko J., Sotak J. (red.)), Slovakia, 08–12.10.2001.
- Sroka Z., 1991 – Nowe oznaczenia gęstości powierzchniowego strumienia ciepłego w polskiej części Karpat. *Zeszyty naukowe AGH. Geofizyka Stosowana*, z. 8, Kraków.
- Szewczyk J., Gientka D., 2009 – Terrestrial heat flow density in Poland – a new approach. *Geological Quarterly* 53(1), s. 125–140.
- Szuflicki M., Malon A., Tymiński M., 2015 – *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2014*. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Warszawa, 486 s.

- Ślimak C., 2013 – PEC Geotermia Podhalańska SA – stan obecny, perspektywy rozwoju. Ekologicznie i ekonomicznie „na plusie”. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, 52(1), s. 25–34.
- Ślimak C., 2016 – PEC Geotermia Podhalańska – stan obecny, perspektywy rozwoju. *Instal* 2, s. 6–8.
- Towler G., Sinnott R., 2013 – *Chemical Engineering Design. Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design*, Butterworth-Heinemann, 2nd ed., 1320 s.
- Turboden, 2015 – *Organic Rankine Cycle Technology*, 24 s., <http://www.turboden.eu/en/public/downloads/NEW%20-%20ORC%20Brochure%20leaflet%20LR.pdf> (dostęp: 19.07.2016).
- Valdimarsson P., 2011 – Geothermal power plant cycles and main components. “Short Course on Geothermal Drilling, Resource Development and Power Plants”, UNU-GTP & LaGeo, Santa Tecla (Salvador), 16–22.01.2011, 24 s.
- Velez F., Segovia J.J., Carmen Martin M., Antolin G., Chejne F., Quijano A., 2012 – A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, s. 4175–4189.
- Watycha L., 1968 – Wstępna ocena warunków i możliwości powstawania ropy naftowej w utworach wschodniej części fliszu podhalańskiego. *Kwartalnik Geologiczny* 12(4), s. 897–915.
- Watycha L., 1974 – Szczegółowa mapa geologiczna Polski. *Arkusze Czarny Dunajec (1048)*, 1:50 000, Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa.
- Wieczorek J., 1998 – Charakterystyka geologiczna zbiornika podhalańskich wód termalnych. IX Międzynarodowa konferencja naukowo-techniczna. Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, eksploatacji otworowej i gazownictwie, Kraków, 2–3.07.1998, t. 1, AGH, Kraków, s. 1–12.
- Yari M., 2010 – Exergetic analysis of various types of geothermal power plants. *Renewable Energy* 35, s. 112–121.
- Zaporowski B., 2015 – Technologie wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 4, s. 29–44.
- Zarrouk S.J., Moon H., 2014 – Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. *Geothermics* 51, s. 142–153.

Opracowania niepublikowane

- Barbacki A., Bujakowski W., Chowaniec J., Długosz P., Drozdowski B., Graczyk S., Kępińska B., Nagel J., Nagy S., Ney R., Wartak W., Wieczorek J., Witczak S., 1998 – Dokumentacja hydrogeologiczna zasobów eksploatacyjnych wód termalnych z utworów eocenu i triasu ujętych otworami Bańska PGP-1 i Biały Dunajec PGP-2, PIG. Oddział Karpacki, IGSMiE PAN, Kraków, Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Bujakowski W., Chowaniec J., Barbacki A., Bielec B., Freiwald P., Hołojuch G., Kępińska B., Miecznik M., Operacz T., Pająk L., Tomaszewska B., 2011 – Model numeryczny złoża wód termalnych objętych obszarem górniczym Podhale 1. IGSMiE PAN, Kraków, Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.

- Bujakowski W., Barbacki A., Bielec B., Hołojuch G., Kasztelewicz A., Kępińska B., Lankof L., Miecznik M., Pająk L., Skrzypczak R., Tomaszewska B., 2014a – Rozbudowa systemu ciepłowniczego o montaż pomp ciepła. IGSMiE PAN, Kraków, Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Bujakowski W., Barbacki A., Bielec B., Hołojuch G., Kasztelewicz A., Kępińska B., Lankof L., Miecznik M., Pająk L., Skrzypczak R., Tomaszewska B., 2015 – Dokumentacja hydrogeologiczna określająca warunki hydrogeologiczne w związku z wtlaczaniem wód do górotworu otworem Biały Dunajec PAN-1. IGSMiE PAN, Kraków, Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Bujakowski W., Barbacki A., Bielec B., Hołojuch G., Kasztelewicz A., Kępińska B., Miecznik M., Pająk L., Skrzypczak R., Tomaszewska B., 2014b – Dokumentacja hydrogeologiczna ustalająca zasoby eksploatacyjne wód termalnych z utworów eocenu i triasu ujętych otworem „Bańska PGP-3”. IGSMiE PAN, Kraków, Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Chowaniec J., 1989 – Hydrogeologiczne warunki zasilania i przepływu wód podziemnych w utworach trzeciorzędowych Podhala między Zakopanem a Białym Dunajcem. Praca doktorska, Arch. PIB-PIB Oddział Karpacki, Kraków.
- Chowaniec J., Długosz P., Drozdowski B., Nagy S., Poprawa D., Witczak S., Witek K., 1997 – Dokumentacja hydrogeologiczna wód termalnych niecki podhalańskiej. Arch. CAG, Warszawa.
- Chowaniec J., Nagy S., Owsiak P., Witek K., Freiwald P., Operacz T., Patorski R., Zuber A., 2011 – Dodatek do dokumentacji hydrogeologicznej zasobów wód termalnych niecki podhalańskiej z uwzględnieniem transgranicznego przepływu wód. Arch. PIB-PIB Oddział Karpacki, Kraków.
- Józefko I., Kukuła M., 2013 – Dokumentacja hydrogeologiczna określająca warunki hydrogeologiczne w związku z wtlaczaniem wód do górotworu otworem Biały Dunajec PGP-2. Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Ochał J., Borowska L., Kowal I., 2002 – Sprawozdanie z refleksyjnych badań sejsmicznych na temacie: Bańska Niżna – Biały Dunajec – 3D. Rok: 2001/2002 – Rozdz. 9, Arch. Geofizyka Kraków, Kraków.
- Ochał J., Gąsiorek E., 2002 – Opracowanie wyników badań sejsmicznych; Temat: Bańska Niżna – Biały Dunajec – 3D. Rok: 2001/2002 – Rozdz. 9, 10, Arch. Geofizyka Kraków, Kraków.
- Tomanek I., 2015 – Operat wodnoprawny na odprowadzanie wód opadowych i roztopowych z terenu Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Geotermia Podhalańska SA w Bańskiej Niżnej przy ul. Cieplice 1 oraz wód termalnych istniejącym wylotem do potoku bez nazwy w km 1 + 130. SGS Polska Sp. z o.o., Pszczyna, Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Wątor L., Wieczorek J., 2007 – Projekt prac geologicznych dla wiercenia geotermalnego otworu badawczo-produkcyjnego Bańska PGP-3 w celu ustalenia zasobów wód termalnych w utworach mezozoicznych podłoża niecki podhalańskiej w obszarze górniczym Podhale 1. Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Wieczorek J., 2002 – Koreferat do tematu: Opracowanie wyników badań sejsmicznych; Temat: Bańska Niżna – Biały Dunajec 3D. Rok 2001/2002. Interpretacja wyników badań – część geologiczna. Arch. PEC Geotermia Podhalańska SA.
- Witczak S., 1999 – Analiza i interpretacja składu fizykochemicznego wód eksploatowanych w Białym Dunajcu i Bańskiej pod kątem poznawania systemu geotermalnego Podhala. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.

ZAŁĄCZNIK A

Eliminacja wpływu termicznego wygrzewania otworów z rejestrowanego ciśnienia głowicowego

Przedstawiona poniżej procedura obliczeniowa pozwala oszacować ciśnienie, jakie byłoby rejestrowane na głowicy eksploatowanego otworu produkcyjnego, gdyby nie zachodził proces ekspansji objętościowej wody związanej z wygrzewaniem otworu. Ponieważ wygrzewanie otworu prowadzi do zwiększenia objętości wody w przestrzeni rur okładzinowych, ciśnienie, jakie jest rejestrowane na głowicy otworu, jest zawsze wyższe niż gdyby nie zachodziło wygrzewanie. W przypadku otworów subartezyjskich zwierciadło wody w pompowanym otworze znajduje się zawsze wyżej (płycej) w porównaniu z otworami, w których ekspansja objętościowa wydobywanej wody jest niewielka lub zaniedbywalna. W obu przypadkach, interpretacja ciśnienia głowicowego bądź wysokości słupa wody w trakcie prowadzonych testów hydrodynamicznych prowadzi do oszacowania przewodności warstwy wodonośnej wyższej niż jest w rzeczywistości. Podobnie – w trakcie kalibracji modelu numerycznego opartej na danych z monitoringu eksploatowanych otworów należy uwzględnić to zjawisko. Prognozowanie warunków eksploatacyjnych na podstawie nieprawidłowo oszacowanych parametrów filtracyjnych zbiornika może prowadzić do niezrównoważonej gospodarki zasobami wodnymi. Stąd też konieczna jest korekta mierzonego w takich warunkach ciśnienia i posługiwanie się wartością tzw. ciśnienia głowicowego zredukowanego. Ciśnienie głowicowe zredukowane – tj. ciśnienie głowicowe skorygowane o zachodzący proces ekspansji objętościowej wody podczas eksploatacji – powinno stanowić podstawę interpretacji testów hydrodynamicznych (Bielec i Miecznik 2012; Kawecki 1995) oraz kalibracji modeli numerycznych zbiorników wód geotermalnych. Na rysunku A.1 przedstawiony jest rozkład temperatury w otworze w warunkach statycznych (brak wypływu) oraz w warunkach dynamicznych.

Ciśnienie hydrostatyczne wywierane przez słup wody wynosi:

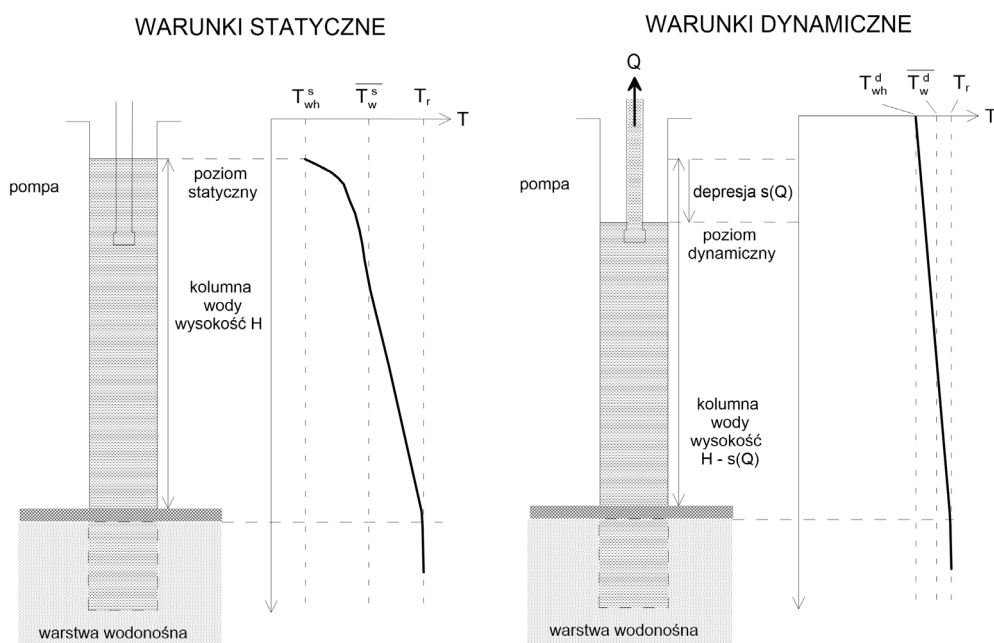
$$p = \rho_w Hg \quad (\text{A.1})$$

gdzie:

p – ciśnienie hydrostatyczne,

ρ_w – gęstość wody,

H – wysokość słupa wody,
 g – przyspieszenie ziemskie.



Rys. A.1. Wpływ pompowania otworu na temperaturę wody w kolumnie rur okładzinowych (opracowanie własne na podstawie Kaweckiego 1995)

Fig. A.1. Influence of well pumping on water temperature inside well's casing (own work based on Kaweckiego 1995)

Ponieważ ciśnienie na dnie otworu jest niezależne od temperatury znajdującej się w nim cieczy, iloczyn wysokości słupa cieczy oraz jego gęstości będzie taki sam dla otworu niewygrzanego, jak i wygrzanego:

$$H_d \overline{\rho}_w^d = H_s \overline{\rho}_w^s \quad (\text{A.2})$$

gdzie:

- H_d – wysokość słupa cieczy w warunkach dynamicznych,
- H_s – wysokość słupa cieczy w otworze nieeksploatowanym (warunki statyczne, otwór niewygrzany),
- $\overline{\rho}_w^d$ – średnia gęstość słupa wody w warunkach dynamicznych,
- $\overline{\rho}_w^s$ – średnia gęstość słupa wody w otworze nieeksploatowanym (niewygrzanym).

Średnia gęstość wody w otworze jest następująca:

$$\overline{\rho_w} = \frac{1}{H_{TVD}} \int_0^{H_{TVD}} \rho_w dz \quad (A.3)$$

gdzie:

- $\overline{\rho_w}$ – średnia gęstość wody,
- ρ_w – gęstość wody w interwale dz ,
- H_{TVD} – głębokość pionowa otworu,
- z – zmienna całkowania (głębokość).

Choć w ogólności gęstość wody jest funkcją nieliniową temperatury, to w zakresie temperatur od 40 do 90°C (temperatura wód geotermalnych będących przedmiotem rozważań w niniejszej monografii) można uznać, że przybliżenie funkcją liniową jest wystarczająco dokładne. Pomijając kilka przekształceń równania (A.3) dochodzi się do zależności, która mówi, że średnia gęstość słupa wody jest równa gęstości wody przyjętej dla średniej (ważonej) temperatury słupa wody:

$$\overline{\rho_w} = \rho_w(\overline{T_w}) \quad (A.4)$$

Wstawiając równanie (A.4) do równania (A.2) dochodzi się do zależności:

$$H_d \rho_w(\overline{T_w^d}) = H_s \rho_w(\overline{T_w^s}) \quad (A.5)$$

gdzie:

- $\overline{T_w^d}$ – średnia temperatura słupa wody w warunkach dynamicznych,
- $\overline{T_w^s}$ – średnia temperatura słupa wody w warunkach statycznych (otwór niewygrzany).

Ciśnienie mierzone na dnie otworu w warunkach statycznych jest następujące:

$$p_{r,0} = \rho_w(\overline{T_w^s}) H_{TVD} g + p_{wh,0} \quad (A.6)$$

gdzie:

- $p_{r,0}$ – ciśnienie na dnie otworu w warunkach statycznych (brak wydobywania),
- $p_{wh,0}$ – ciśnienie głowicowe otworu w warunkach statycznych.

Ciśnienie denne w trakcie eksploatacji można wyrazić w postaci równania (A.7), będącego analogią do równania (A.6):

$$p_r = \rho_w(\overline{T_w^d}) H_{TVD} g + p_{wh} \quad (A.7)$$

gdzie:

- p_r – ciśnienie na dnie otworu w warunkach dynamicznych,
- p_{wh} – ciśnienie głowicowe otworu w warunkach dynamicznych.

Wartość depresji $s(\overline{T_w^s})$ w otworze to różnica pomiędzy ciśnieniem dennym statycznym i dynamicznym:

$$s(\overline{T_w^s}) = \frac{p_{r,0} - p_r}{\rho_w(\overline{T_w^s})g} \quad (\text{A.8})$$

Podstawiając równania (A.6) i (A.7) do równania (A.8), otrzymuje się wzór pozwalający obliczyć rzeczywistą depresję z pominięciem wpływu wygrzewania otworu znając jedynie statyczne i dynamiczne ciśnienie głowicowe oraz oszacowaną średnią temperaturę słupa wody w warunkach statycznych i dynamicznych:

$$s(\overline{T_w^s}) = \frac{p_{wh,0} - p_{wh}}{\rho_w(\overline{T_w^s})g} + \left[1 - \frac{\rho_w(\overline{T_w^d})}{\rho_w(\overline{T_w^s})} \right] H_{TVD} \quad (\text{A.9})$$

Odejmując od ciśnienia głowicowego statycznego rzeczywistą wartość depresji $s(\overline{T_w^s})$, uwzględniającą wpływ wygrzewania otworu w trakcie eksploatacji, otrzymuje się wartość ciśnienia głowicowego zredukowanego p_{wh}^{red} :

$$p_{wh}^{red} = p_{wh,0} - s(\overline{T_w^s}) \cdot \rho_w(\overline{T_w^s}) \cdot g = p_{wh} - \left[1 - \frac{\rho_w(\overline{T_w^d})}{\rho_w(\overline{T_w^s})} \right] \rho_w(\overline{T_w^s}) H_{TVD} g \quad (\text{A.10})$$

ZAŁĄCZNIK B

Wskaźniki termodynamiczne i energetyczne wytwarzania energii elektrycznej w Organicznym Cyklu Rankine’a w OG Podhale 1 – optymalizacja pod kątem maksymalizacji mocy brutto elektrowni

B.1. Czynnik roboczy R134a

Tabela B.1

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R134a
w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table B.1

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R134a working fluid
in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	56,88	30,00	30,00	30,00	30,00	30,47	30,63	56,88
p [kPa]	1 560,92	770,20	770,20	770,20	770,20	1 560,92	1 560,92	1 560,92
h [kJ/kg]	425,74	411,66	414,48	414,82	241,72	242,39	242,61	282,46
s [kJ/(kg·K)]	1,70	1,70	1,71	1,71	1,14	1,14	1,14	1,27

Tabela B.2

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table B.2

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	61,9	55,2	58,5	58,1

Tabela B.3

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table B.3

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

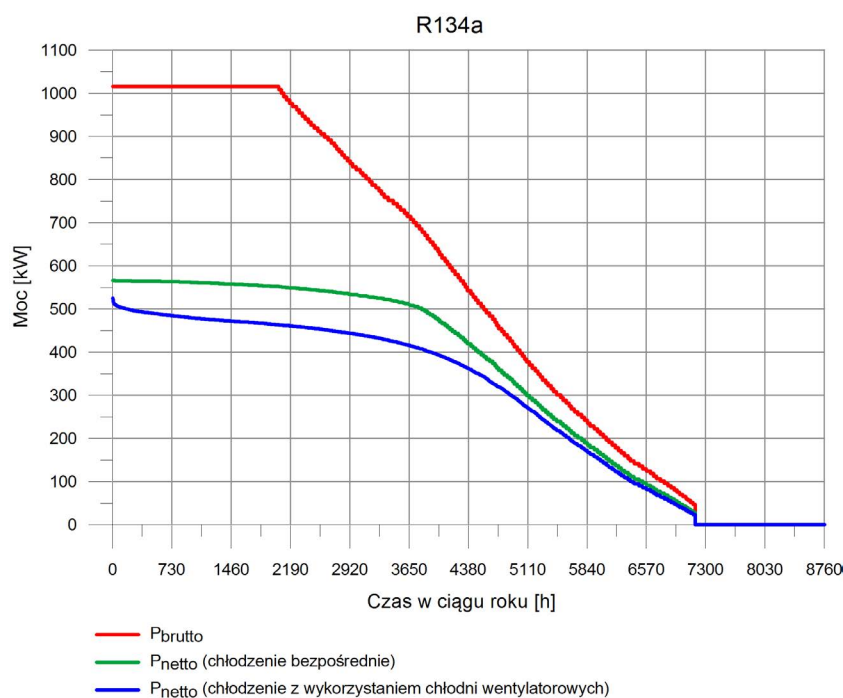
Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,netto,CT}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$	$\eta_{th,netto,CT}^{II}$
maks.	6,0	4,3	4,0	36,2	17,7	14,0
średnia	5,4	3,6	3,1	19,1	12,4	10,6

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 1015 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 566 kW,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 525 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 4421 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2779 MWh,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 2372 MWh.



Rys. B.1. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R134a (opracowanie własne)

Fig. B.1. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R134a working fluid (own work)

B.2. Czynnik roboczy R227ea

Tabela B.4

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R227ea w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table B.4

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R227ea working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	57,28	36,80	38,83	30,00	30,00	30,35	30,46	57,28
p [kPa]	1 100,55	528,42	528,42	528,42	528,42	1 100,55	1 100,55	1 100,55
h [kJ/kg]	358,83	349,57	351,42	343,35	234,64	235,05	235,19	268,76
s [kJ/(kg·K)]	1,50	1,50	1,50	1,48	1,12	1,12	1,12	1,23

Tabela B.5

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table B.5

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	62,3	53,4	58,5	57,5

Tabela B.6

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table B.6

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

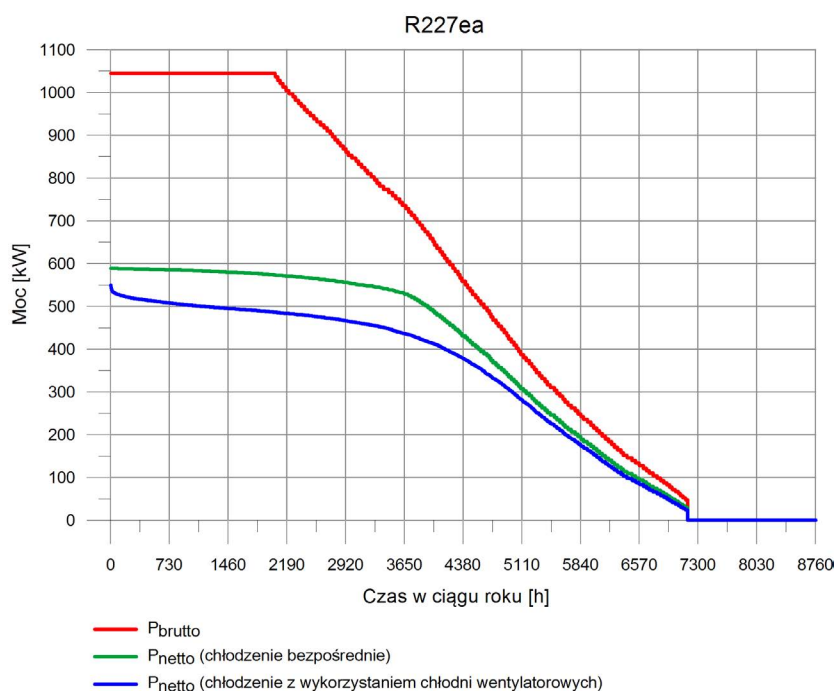
Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,netto,CT}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$	$\eta_{th,netto,CT}^{II}$
maks.	5,8	4,2	3,9	37,2	18,5	14,7
średnia	5,3	3,5	3,1	19,6	12,8	11,1

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 1045 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 589 kW,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 550 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 4550 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2882 MWh,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 2484 MWh.



Rys. B.2. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R227ea (opracowanie własne)

Fig. B.2. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R227ea working fluid (own work)

B.3. Czynnik roboczy R236fa

Tabela B.7

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R236fa w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table B.7

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R236fa working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	56,42	35,74	38,34	30,00	30,00	30,18	30,25	56,42
p [kPa]	694,23	320,36	320,36	320,36	320,36	694,23	694,23	694,23
h [kJ/kg]	395,90	384,21	386,55	379,06	236,64	236,91	237,01	270,57
s [kJ/(kg·K)]	1,61	1,61	1,62	1,60	1,13	1,13	1,13	1,23

Tabela B.8

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table B.8

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

geo	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	61,4	54,8	58,5	58,0

Tabela B.9

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table B.9

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

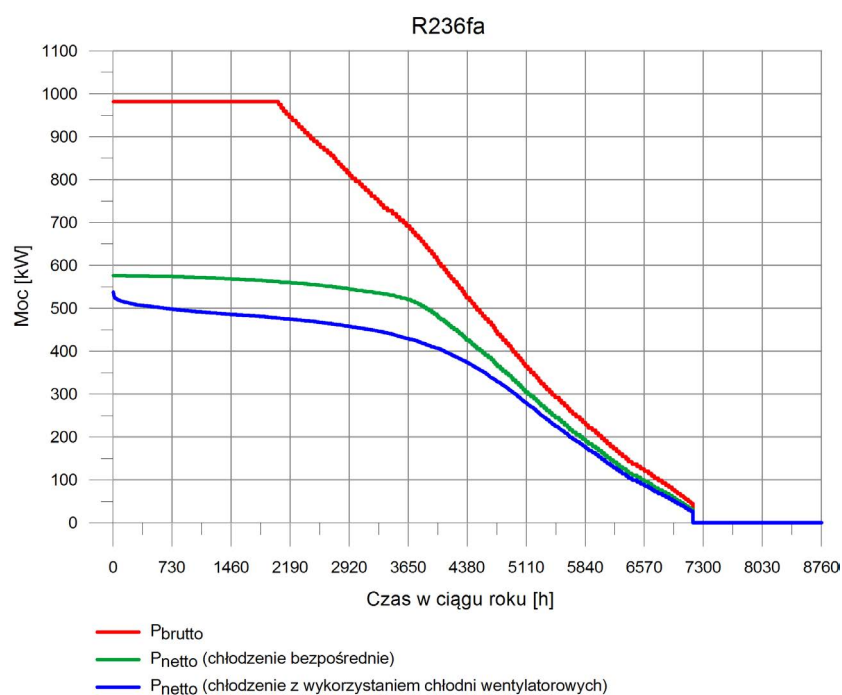
Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,netto,CT}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$	$\eta_{th,netto,CT}^{II}$
maks.	5,7	4,4	4,1	35,0	18,2	14,3
średnia	5,2	3,6	3,2	18,4	12,6	11,0

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 982 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 576 kW,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 538 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 4277 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2835 MWh,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 2447 MWh.



Rys. B.3. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R236fa (opracowanie własne)

Fig. B.3. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R236fa working fluid (own work)

B.4. Czynnik roboczy R600a

Tabela B.10

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R600a w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table B.10

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R600a working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	56,20	34,15	37,03	30,00	30,00	30,21	30,31	56,20
p [kPa]	795,33	404,72	404,72	404,72	404,72	795,33	795,33	795,33
h [kJ/kg]	628,75	602,21	607,52	594,57	271,24	271,96	272,20	338,45
s [kJ/(kg·K)]	2,34	2,34	2,35	2,31	1,25	1,25	1,25	1,46

Tabela B.11

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table B.11

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	61,2	55,5	58,5	58,2

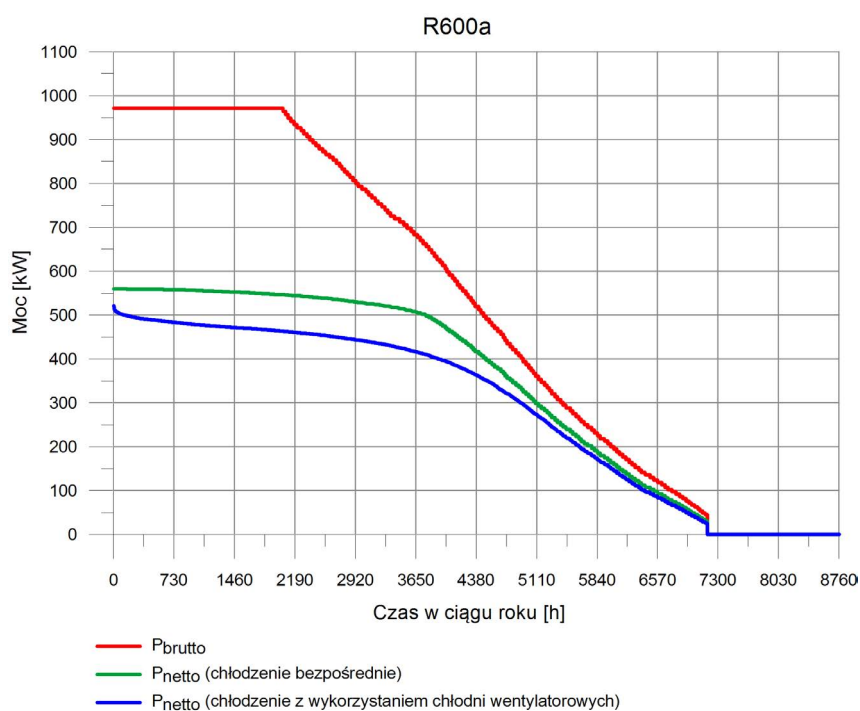
Tabela B.12

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table B.12

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,netto,CT}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$	$\eta_{th,netto,CT}^{II}$
maks.	5,8	4,4	4,1	34,6	17,6	13,9
średnia	5,2	3,6	3,2	18,2	12,3	10,7



Rys. B.4. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R600a (opracowanie własne)

Fig. B.4. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R600a working fluid (own work)

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 971 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 560 kW,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 522 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 4230 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2761 MWh,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 2377 MWh.

B.5. Czynnik roboczy R600

Tabela B.13

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R600 w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table B.13

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R600 working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	55,96	34,15	37,28	30,00	30,00	30,13	30,20	55,96
p [kPa]	577,39	283,41	283,41	283,41	283,41	577,39	577,39	577,39
h [kJ/kg]	664,61	635,68	641,47	628,06	271,76	272,28	272,45	338,15
s [kJ/(kg·K)]	2,45	2,45	2,47	2,42	1,25	1,25	1,25	1,46

Tabela B.14

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table B.14

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	61,0	55,9	58,5	58,3

Tabela B.15

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table B.15

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

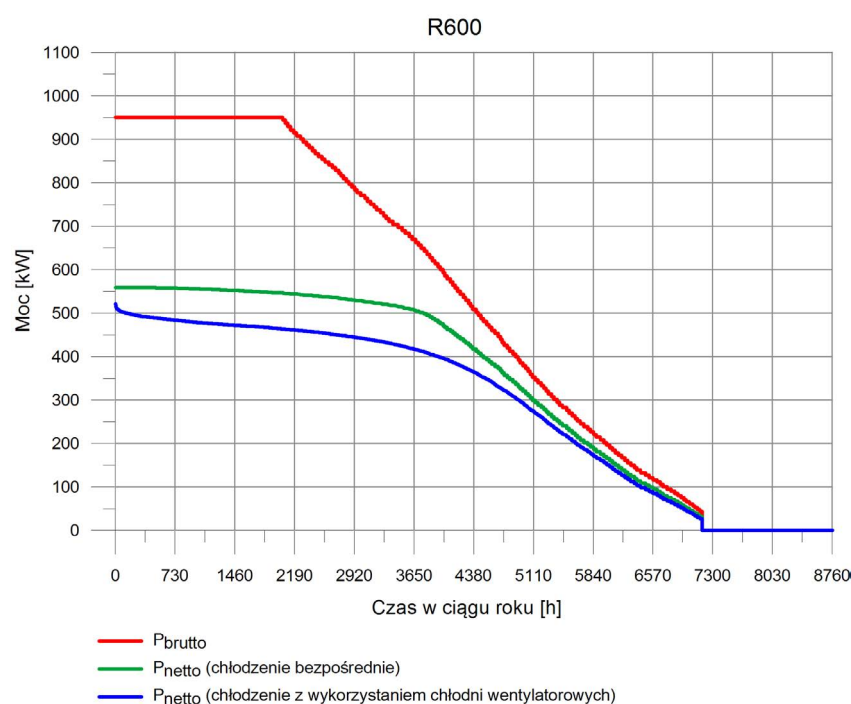
Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,netto,CT}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$	$\eta_{th,netto,CT}^{II}$
maks.	5,7	4,4	4,1	33,9	17,6	13,9
średnia	5,2	3,7	3,2	17,8	12,3	10,7

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 951 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 559 kW,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 521 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 4141 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2763 MWh,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 2382 MWh.



Rys. B.5. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R600 (opracowanie własne)

Fig. B.5. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R600 working fluid (own work)

B.6. Czynnik roboczy R245fa

Tabela B.16

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R245fa w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table B.16

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R245fa working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	55,95	34,21	37,49	30,00	30,00	30,08	30,13	55,95
p [kPa]	411,31	178,08	178,08	178,08	178,08	411,31	411,31	411,31
h [kJ/kg]	446,97	431,82	434,85	427,94	239,61	239,78	239,84	275,04
s [kJ/(kg·K)]	1,77	1,77	1,78	1,76	1,14	1,14	1,14	1,25

Tabela B.17

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table B.17

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	60,9	55,8	58,5	58,3

Tabela B.18

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table B.18

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

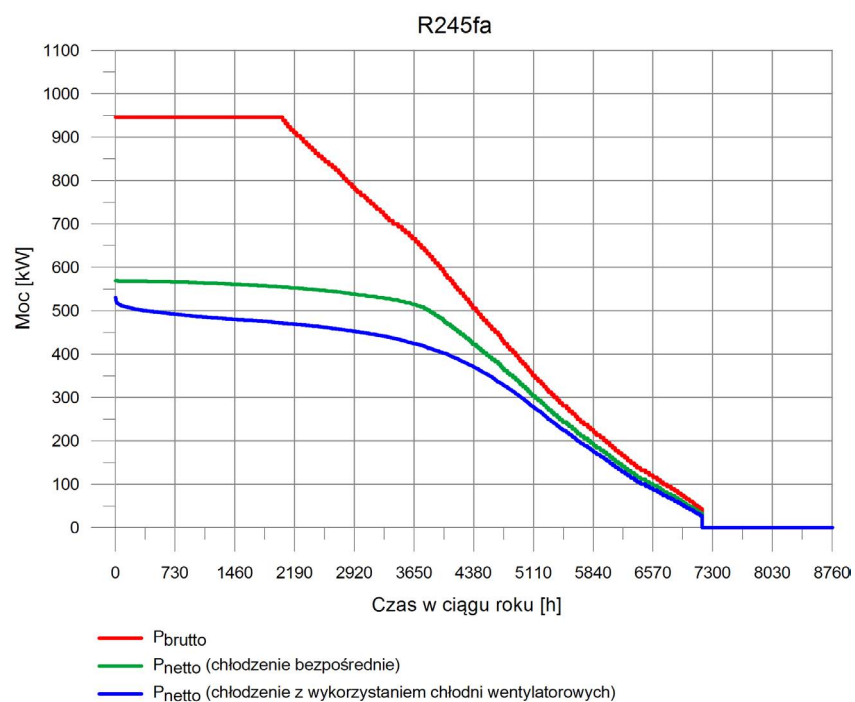
Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,netto,CT}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$	$\eta_{th,netto,CT}^{II}$
maks.	5,7	4,5	4,2	33,7	17,9	14,2
średnia	5,1	3,7	3,3	17,8	12,5	10,9

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 946 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 568 kW,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 530 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 4119 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2806 MWh,
- netto, z wykorzystaniem chłodni wentylatorowych typu mokrego: 2423 MWh.



Rys. B.6. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R245fa (opracowanie własne)

Fig. B.6. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R245fa working fluid (own work)

ZAŁĄCZNIK C

Wskaźniki termodynamiczne i energetyczne wytwarzania energii elektrycznej w Organicznym Cyklu Rankine’a w OG Podhale 1 – optymalizacja pod kątem maksymalizacji wartości bieżącej netto (NPV)

C.1. Czynnik roboczy R134a

Tabela C.1

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R134a
w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table C.1

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R134a working fluid
in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	66,05	30,00	30,00	30,00	30,00	30,69	30,92	66,05
p [kPa]	1 935,78	770,20	770,20	770,20	770,20	1 935,78	1 935,78	1 935,78
h [kJ/kg]	428,02	410,01	413,61	414,82	241,72	242,70	243,03	297,52
s [kJ/(kg·K)]	1,70	1,70	1,71	1,71	1,14	1,14	1,14	1,31

Tabela C.2

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table C.2

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	71,0	64,8	58,5	60,0

Tabela C.3

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table C.3

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

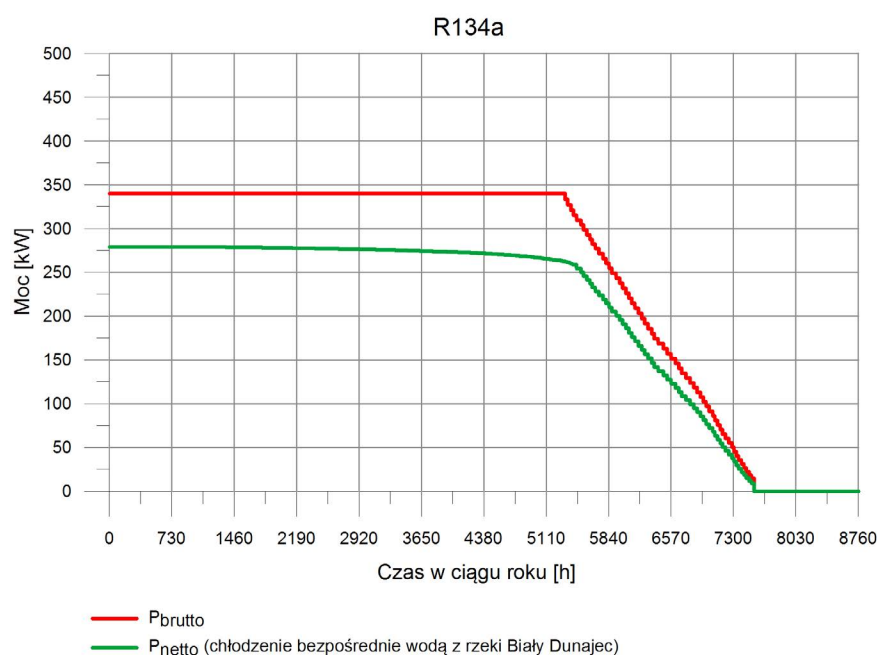
Sprawność	$\eta_{ih,brutto}^I$	$\eta_{ih,netto}^I$	$\eta_{ih,brutto}^{II}$	$\eta_{ih,netto}^{II}$
maks.	7,6	6,2	31,5	23,8
średnia	7,3	5,9	17,3	14,0

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 340 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 279 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 2084 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 1689 MWh.



Rys. C.1. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R134a (opracowanie własne)

Fig. C.1. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R134a working fluid (own work)

C.2. Czynnik roboczy R227e

Tabela C.4

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R227ea w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table C.4

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R227ea working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	67,46	38,83	41,52	30,00	30,00	30,53	30,70	67,46
p [kPa]	1 403,03	528,42	528,42	528,42	528,42	1 403,03	1 403,03	1 403,03
h [kJ/kg]	363,68	351,42	353,87	343,35	234,64	235,28	235,49	282,44
s [kJ/(kg·K)]	1,50	1,50	1,51	1,48	1,12	1,12	1,12	1,27

Tabela C.5

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table C.5

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	72,5	64,6	58,5	59,9

Tabela C.6

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table C.6

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

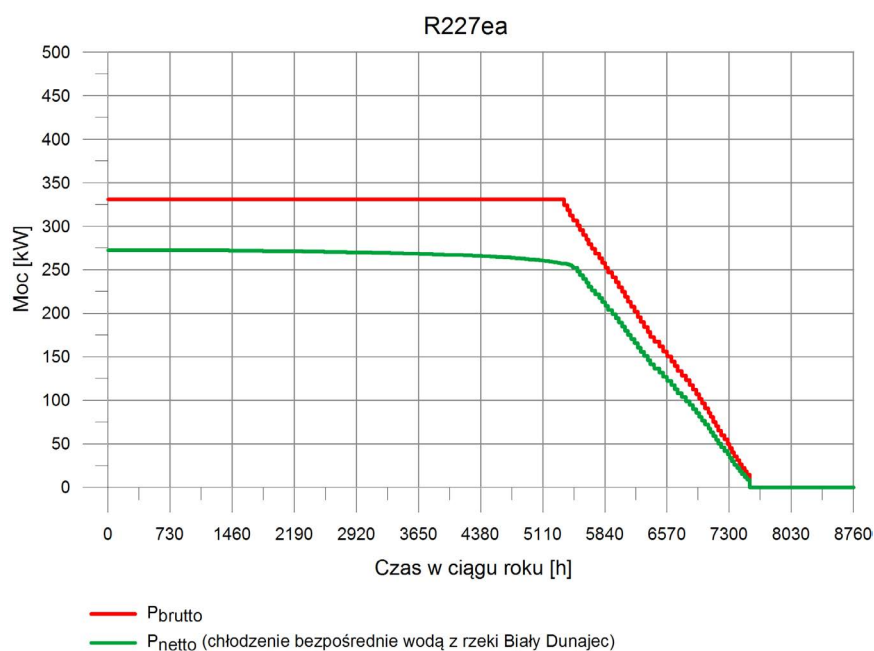
Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$
maks.	7,4	6,1	31,2	23,8
średnia	7,2	5,8	17,2	13,9

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 331 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 272 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 2036 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 1655 MWh.



Rys. C.2. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R227ea (opracowanie własne)

Fig. C.2. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R227ea working fluid (own work)

C.3. Czynnik roboczy R236fa

Tabela C.7

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R236fa w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table C.7

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R236fa working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	65,30	37,61	40,99	30,00	30,00	30,26	30,37	65,30
p [kPa]	874,13	320,36	320,36	320,36	320,36	874,13	874,13	874,13
h [kJ/kg]	401,10	385,89	388,93	379,06	236,64	237,05	237,19	282,47
s [kJ/(kg·K)]	1,62	1,62	1,63	1,60	1,13	1,13	1,13	1,27

Tabela C.8

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table C.8

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	70,3	64,3	58,5	60,0

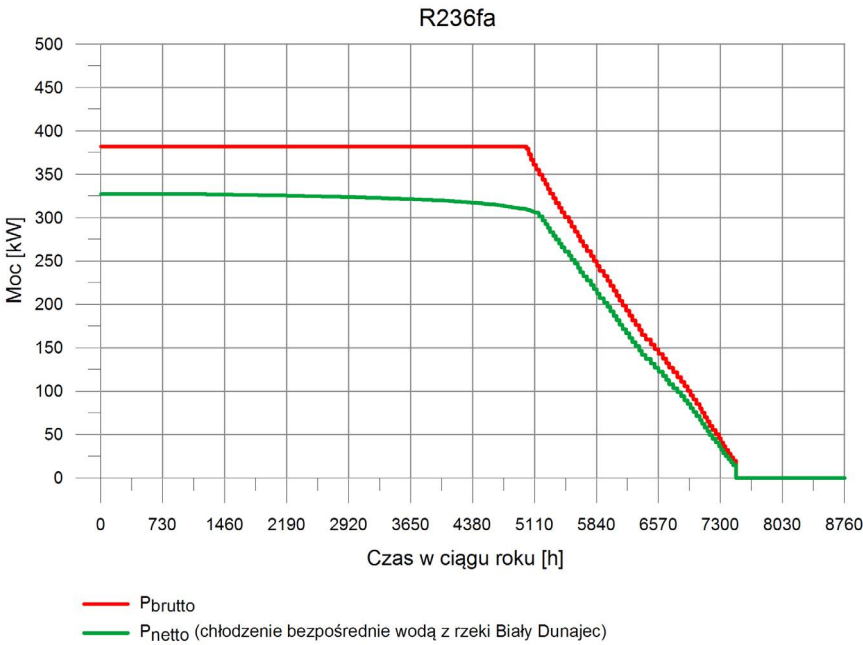
Tabela C.9

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table C.9

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$
maks.	7,2	6,2	30,7	24,4
średnia	6,9	5,9	16,9	14,3



Rys. C.3. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R236fa (opracowanie własne)

Fig. C.3. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R236fa working fluid (own work)

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 382 kW,
 - netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 327 kW.
- Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:
- brutto: 2269 MWh,
 - netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 1926 MWh.

C.4. Czynnik roboczy R600a

Tabela C.10

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R600a w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table C.10

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R600a working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	64,50	35,63	39,32	30,00	30,00	30,30	30,44	64,50
p [kPa]	963,00	404,72	404,72	404,72	404,72	963,00	963,00	963,00
h [kJ/kg]	639,11	604,93	611,77	594,57	271,24	272,27	272,61	360,92
s [kJ/(kg·K)]	2,35	2,35	2,37	2,31	1,25	1,25	1,25	1,52

Tabela C.11

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table C.11

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	69,5	64,3	58,5	60,0

Tabela C.12

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table C.12

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

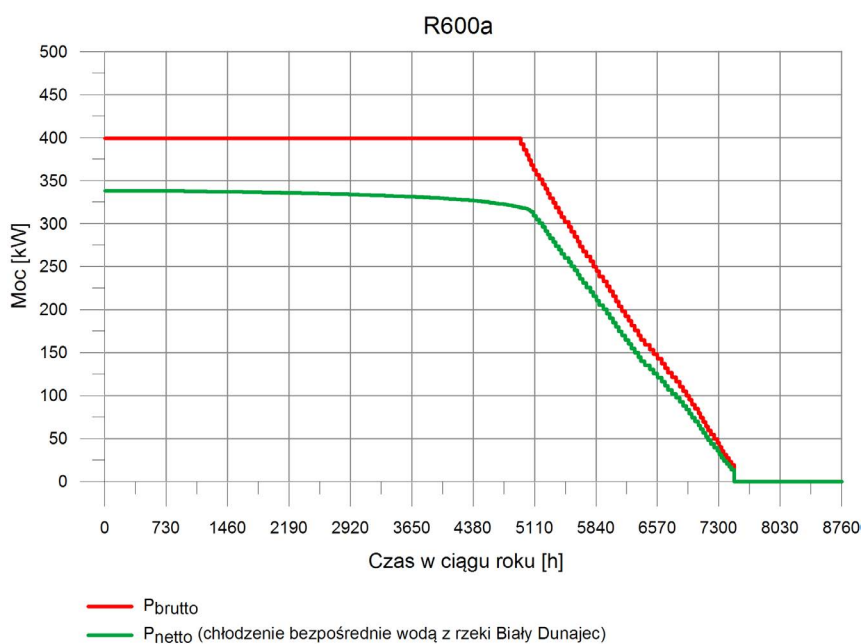
Sprawność	$\eta_{th,brutto}^I$	$\eta_{th,netto}^I$	$\eta_{th,brutto}^{II}$	$\eta_{th,netto}^{II}$
maks.	7,3	6,1	30,9	24,2
średnia	7,0	5,8	17,0	14,2

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 398 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 338 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 2351 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 1972 MWh.



Rys. C.4. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R600a (opracowanie własne)

Fig. C.4. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R600a working fluid (own work)

C.5. Czynnik roboczy R600

Tabela C.13

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R600 w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table C.13

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R600 working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	63,81	35,64	39,63	30,00	30,00	30,19	30,29	63,81
p [kPa]	699,86	283,41	283,41	283,41	283,41	699,86	699,86	699,86
h [kJ/kg]	675,41	638,44	645,83	628,06	271,76	272,50	272,74	359,17
s [kJ/(kg·K)]	2,46	2,46	2,48	2,42	1,25	1,25	1,25	1,52

Tabela C.14

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table C.14

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	68,8	64,1	58,5	60,0

Tabela C.15

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table C.15

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

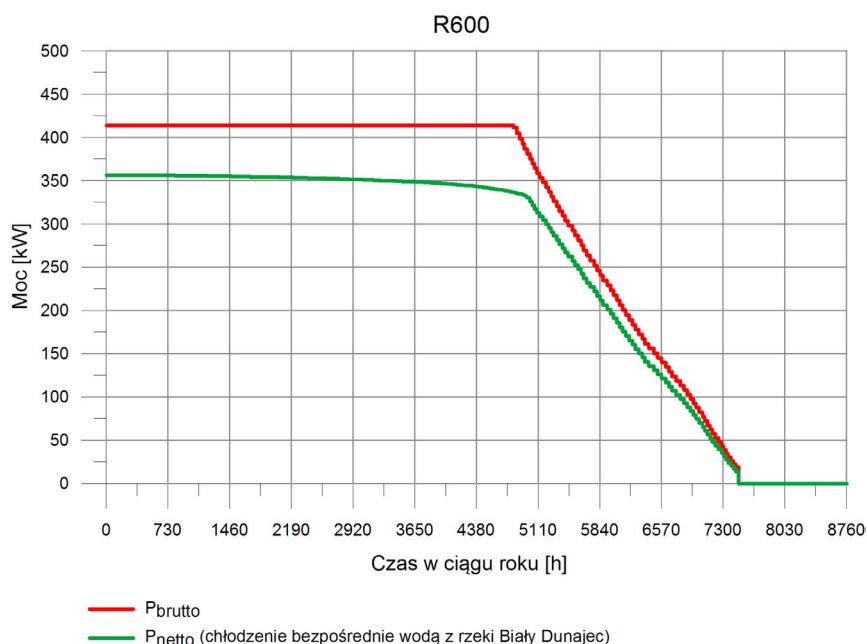
Sprawność	$\eta_{ih,brutto}^I$	$\eta_{ih,netto}^I$	$\eta_{ih,brutto}^{II}$	$\eta_{ih,netto}^{II}$
maks.	7,1	6,2	30,7	24,4
średnia	6,8	5,8	16,8	14,3

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 413 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 356 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 2411 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2057 MWh.



Rys. C.5. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R600 (opracowanie własne)

Fig. C.5. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R600 working fluid (own work)

C.6. Czynnik roboczy R245fa

Tabela C.16

Wartości wybranych parametrów i funkcji stanu przemiany termodynamicznej czynnika roboczego R245fa w modelu elektrowni ORC w OG Podhale 1

Table C.16

Values of selected parameters and state functions of the thermodynamic process of the R245fa working fluid in the model of the ORC power station in Podhale 1 mining area

Parametr / funkcja stanu	Punkt 1	Punkt 2s	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5s	Punkt 5	Punkt 6
T [°C]	63,88	35,74	39,91	30,00	30,00	30,12	30,19	63,88
p [kPa]	515,89	178,08	178,08	178,08	178,08	515,89	515,89	515,89
h [kJ/kg]	452,61	433,23	437,11	427,94	239,61	239,86	239,95	286,27
s [kJ/(kg·K)]	1,78	1,78	1,79	1,76	1,14	1,14	1,14	1,28

Tabela C.17

Rozkład temperatury wody geotermalnej w modelowanej elektrowni ORC [°C]

Table C.17

Temperature distribution of geothermal water in the modeled ORC power plant [°C]

T_{geo}^1	T_{geo}^2	T_{geo}^3	T_{geo}^4	T_{geo}^5
86,0	68,9	64,1	58,5	60,0

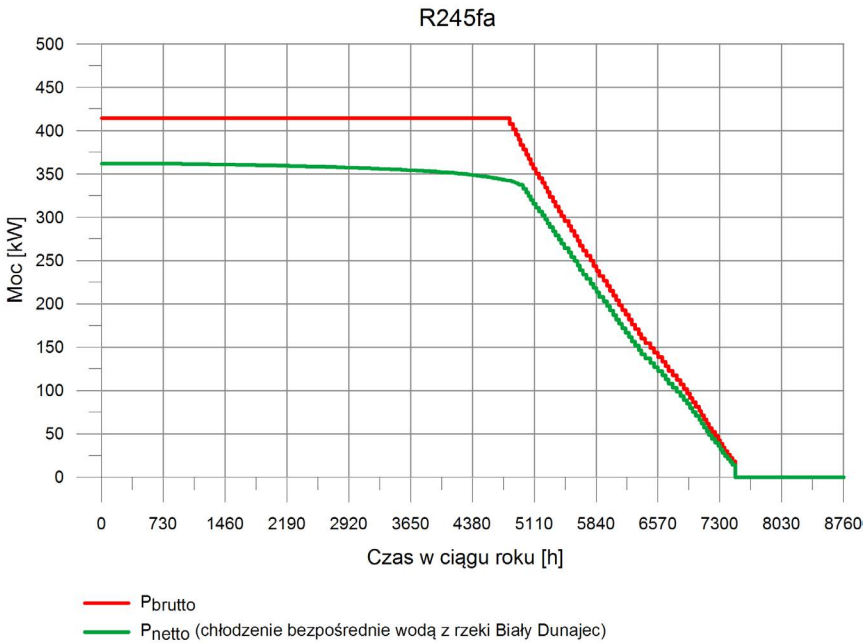
Tabela C.18

Sprawność konwersji energii cieplnej w elektryczną wyznaczona według I oraz II zasady termodynamiki [%]

Table C.18

Conversion efficiency of thermal energy to electricity, according to the I and II law of thermodynamics [%]

Sprawność	$\eta_{ih,brutto}^I$	$\eta_{ih,netto}^I$	$\eta_{ih,brutto}^{II}$	$\eta_{ih,netto}^{II}$
maks.	7,1	6,2	30,4	24,6
średnia	6,8	5,9	16,6	14,4



Rys. C.6. Wykres uporządkowany generowanej mocy elektrycznej przez układ ORC z wykorzystaniem czynnika roboczego R245fa (opracowanie własne)

Fig. C.6. Duration curve of electrical power generation in the ORC power plant using R245fa working fluid (own work)

Maksymalna w ciągu roku moc elektryczna układu ORC:

- brutto: 414 kW,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 362 kW.

Ilość wytworzonej w ciągu roku energii elektrycznej:

- brutto: 2409 MWh,
- netto, z bezpośrednim chłodzeniem skraplacza wodą z rzeki Biały Dunajec: 2088 MWh.

ZAŁĄCZNIK D

Wskaźniki ekonomiczno-energetyczne wytwarzania energii elektrycznej w Organicznym Cyklu Rankine’a – optymalizacja pod kątem maksymalizacji wartości bieżącej netto (NPV)

Tabela D.1

Wyniki optymalizacji ekonomicznej modelu matematycznego elektrowni geotermalnej typu ORC

Table D.1

Results of economic optimization of the mathematical model of geothermal ORC power plant

Wskaźnik	Czynnik roboczy					
	R134a	R227ea	R236fa	R600a	R600	R245fa
Całkowite nakłady inwestycyjne [USD]	1 467 132	1 579 977	1 530 200	1 438 653	1 393 923	1 430 326
Jednostkowe nakłady inwestycyjne [USD/kW]	4 316	4 773	4 008	3 606	3 369	3 452
Całkowite nakłady inwestycyjne [zł]	5 134 961	5 529 918	5 355 698	5 035 285	4 878 732	5 006 143
Jednostkowe nakłady inwestycyjne [zł/kW]	15 106	16 705	14 027	12 620	11 791	12 083
Koszty zmienne (O&M) [USD/rok]	30 596	29 794	34 364	35 909	37 238	37 288
Koszty zmienne (O&M) [zł/rok]	107 076	104 278	120 272	125 682	130 332	130 509
Moc nominalna turbiny [kW]	350	341	393	410	425	427
Moc nominalna elektrowni z uwzględnieniem sprawności generatora [kW]	340	331	382	398	413	414
Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh/rok]	2 084	2 036	2 269	2 351	2 411	2 409
Produkcja energii elektrycznej netto [MWh/rok]	1 689	1 655	1 926	1 972	2 057	2 088
Produkcja energii netto/brutto [%]	81,0	81,3	84,9	83,9	85,3	86,7
Powierzchnia wymiany ciepła/moc brutto [m ² /kW]	1,63	1,37	1,35	1,34	1,34	1,34
NPV [zł]	-56 837	-499 125	559 355	978 353	1 426 410	1 431 164
IRR [%]	7,9	7,1	9,0	9,8	10,7	10,7
LCOE [zł/MWh]	368,24	392,01	339,39	321,20	303,66	304,30
Prosty okres zwrotu [lata]	11,3	12,3	10,4	9,7	9,1	9,1
Zdyskontowany okres zwrotu [lata]	39	>>30	24,1	20,9	18,3	18,4

Obliczenia według kursu dolara amerykańskiego: 1 USD = 3,5 zł.

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

Streszczenie

Wykorzystanie wód geotermalnych w sieciach ciepłowniczych w Polsce charakteryzuje się średniorocznym współczynnikiem wykorzystania zainstalowanej mocy rzędu 0,25–0,30. Jego niska wartość jest uwarunkowana problemem ze zbytem energii cieplnej poza sezonem grzewczym i jest powszechnym zjawiskiem w krajach o klimacie umiarkowanym. Zwiększenie stopnia wykorzystania mocy cieplnej otworów geotermalnych przyczyniłoby się do szybszej amortyzacji kosztu ich wykonania, które stanowią najbardziej kapitałochłonny element inwestycji w pozyskanie wód geotermalnych. Rozwiązaniem tego problemu – zaproponowanym przez autora dla obszaru górniczego Podhale 1 (OG Podhale 1) – jest wykorzystanie nadwyżek strumienia wód geotermalnych do wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni pracującej w Organicznym Cyklu Rankine’a (ORC). Rozwiązanie takie zwiększyłoby stopień wykorzystania mocy zainstalowanej, nie wpływając na jego priorytetową funkcję, tj. zaopatrywanie odbiorców w energię ciepłą.

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

Wykonanie trójwymiarowego modelu numerycznego przepływu masy oraz transportu ciepła w centralnym fragmencie podhalańskiego systemu geotermalnego umożliwiło wy-

konanie prognoz dotyczących dalszego zachowania zbiornika w warunkach wzmożonej eksploatacji. Wyniki tych prognoz stanowiły dane wsadowe dla modelu matematycznego elektrowni ORC wykorzystującej nadwyżki dostępnego strumienia wód geotermalnych. Jednym z wyników optymalizacji pracy elektrowni ORC był strumień oraz temperatura wód zatłaczanych do poziomu wodonośnego po odebraniu z nich energii cieplnej. Dane te stanowiły z kolei dane wsadowe do modelu złożowego. Zarówno model numeryczny złoża geotermalnego oraz model matematyczny elektrowni ORC wzajemnie się przenikały i uzupełniały. Służyło to zoptymalizowaniu sposobu zagospodarowania zasobów energetycznych zgromadzonych w poziomie środkowo-triasowym i środkowo-eoceńskim w OG Podhale 1.

Model numeryczny wybranego fragmentu podhalańskiego systemu geotermalnego został wykonany w środowisku symulacyjnym TOUGH2 – jednym ze światowych standardów wśród programów obliczeniowych w dziedzinie geotermii. Autor dołożył szczególnych starań w celu wykonania jak najdokładniejszej kalibracji modelu. Kalibracja statyczna obejmowała odwzorowanie naturalnego rozkładu temperatury i ciśnienia w zbiorniku wód geotermalnych w warunkach poprzedzających eksploatację. Kalibracja dynamiczna polegała na porównaniu symulowanego rozkładu ciśnienia złożowego spowodowanego dotychczasową eksploatacją otworów z ciśnieniem złożowym oszacowanym na podstawie rejestrowanych parametrów głowicowych otworów produkcyjnych. Dane wsadowe do kalibracji dynamicznej modelu stanowił pokaźny zbiór danych z dwudziestoletniego monitoringu wartości parametrów otworowych udostępniony przez PEC Geotermia Podhalańska SA. Żadne z dotychczasowych opracowań poświęconych zagadnieniu modelowania systemów geotermalnych w Polsce nie korzystało z tak bogatego zestawu danych kalibracyjnych. Autor wykorzystał ponadto pojęcie „ciśnienia głowicowego zredukowanego”, którego wyznaczenie wartości umożliwia znacznie dokładniejsze oszacowanie wartości dynamicznego ciśnienia złożowego niż miało to miejsce w dotychczasowych badaniach, których wyniki zostały opublikowane w pracach oraz zawarte w dokumentacjach archiwalnych. W niniejszej monografii przeanalizowano również wpływ temperatury zatłaczania wód w OG Podhale 1 na wzrost poboru mocy przez pompy.

Elementem nowatorskim przeprowadzonych badań było wykonanie modelu matematycznego elektrowni ORC pracującej w warunkach dynamicznych. Model dynamiczny elektrowni ORC był koniecznością wynikającą z faktu występowania dużej czasowej zmienności strumienia wód geotermalnych dostępnego dla układu ORC oraz ze zmienności temperatury chłodziwa w układzie odbioru ciepła ze skraplacza elektrowni. Zmienna wartość strumienia wód kierowanych do układu ORC rzutuje na jego moc brutto, natomiast temperatura chłodziwa na moc netto elektrowni. W analizie uwzględniono sześć czynników roboczych charakteryzujących się stosunkowo niską temperaturą w punkcie krytycznym, mianowicie: R134a, R227ea, R236fa, R600, R600a oraz R45fa. Układ bezpośredniego przepływu wody z rzeki Biały Dunajec przez skraplacz elektrowni ORC oraz wykorzystanie wyparnych chłodziw wentylatorowych zostały przeanalizowane jako potencjalny system odbioru ciepła ze skraplacza. Proces optymalizacji był przeprowadzony dla dwóch funkcji celu:

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

Znaczną część pracy autor poświęcił ocenie ekonomicznej proponowanego rozwiązania elektrowni ORC. Koszt zakupu poszczególnych komponentów elektrowni oraz pozostałe nakłady inwestycyjne zostały przedstawione w sposób parametryczny, co umożliwiło rozwiązanie zagadnienia optymalizacyjnego. W pracy autor wykorzystał metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, na podstawie których oszacował takie parametry jak: wysokość poniesionych nakładów inwestycyjnych, wysokość rocznych kosztów operacyjnych, wartość bieżącą netto (NPV), wewnętrzną stopę zwrotu (IRR), uśredniony koszt wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) oraz prosty (SPBP) i zdyskontowany czas zwrotu (DPBP) w inwestycję.

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

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

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

Temperatura wody zatłaczanej do poziomu wodonośnego – będącego efektem zmieszania wody po oddaniu ciepła do sieci grzewczej oraz w elektrowni ORC – wyniosłaby 58–60°C. Jest to zachowanie obecnej temperatury zatłaczania. Symulacja programem TOUGH2 wskazuje, że front chłodny dotarłby w ciągu około 40–50 lat przy maksymalnej rozpatrywanej eksploatacji (pobór w ilości 780 m³/h oraz zatłaczanie na poziomie 640 m³/h) tylko do otworu Bańska IG-1, natomiast ze względu na jego stosunkowo niewielką wydajność – moc cieplna zespołu trzech otworów produkcyjnych spadłaby w symulowanym okresie 100 lat nieznacznie – około 2,2% względem obecnej mocy nominalnej (24 MW). Przeprowadzona

symulacja wskazuje, że możliwe jest prowadzenie zrównoważonej eksploatacji wód geotermalnych nawet pomimo znacznego zwiększeniu średniorocznego współczynnika wykorzystania mocy. Jednocześnie autor wykazał, że wykorzystanie wód geotermalnych o temperaturze 86°C do produkcji energii elektrycznej może być ekonomicznie uzasadnione, jeżeli uwzględni się fakt, że koszt wykonania otworów ponoszony jest ze względu na spełnienie priorytetowej funkcji większości zakładów geotermalnych w Polsce, tj. sprzedaży energii cieplnej.

Model of sustainable exploitation of geothermal aquifer in the central part of Podhale for production of heat and electricity

Abstract

The use of geothermal energy in heating networks in Poland is characterized by an average annual capacity factor of the order of 0.25–0.30. Its low value is due to the problem with sale of thermal energy during the off-heating season and is a common phenomenon in countries with temperate climates. Increasing the capacity factor of geothermal wells would contribute to faster amortization of the cost of their drilling and completion, which are the most capital-intensive part of the investment in the exploitation of geothermal waters. The solution to this problem for the Podhale 1 mining area (pol. obszar górniczy Podhale 1, OG Podhale 1), proposed by the author, is to use the surplus flow of geothermal water in off-heating season to generate electricity in a power plant working in the Organic Rankine Cycle (ORC). Such a solution would increase the degree of utilization of installed capacity without affecting its priority function, i.e. providing heat to the customers.

The author has done for this purpose a detailed analysis of the podhale geothermal system in its central part, from which the produced water supply one of Europe's largest district heating systems based on geothermal energy. Geothermal waters mined by PEC Geotermia Podhalańska SA in OG Podhale 1 have wellhead temperatures of 82–86°C. Approved resources of three production wells amounts to 960 m³/h, while the total injectivity of two wells is 875 m³/h. For technical reasons, it is possible to produce water at 780 m³/h, but in the summer the total production is only 250–300 m³/h. These waters are extracted from a depth of approx. 2.6–3.4 km from the Middle Triassic carbonate rocks of the Biały Dunajec unit and laying directly above Middle Eocene rocks, which together constitute the main water reservoir in the podhale geothermal system. These rocks – especially within the Triassic formation – are strongly fractured and cut by network of faults with throws of up to several hundred meters.

Construction of the 3-dimensional numerical model of the mass flow and heat transfer in the central part of the podhale geothermal system enabled to make forecasts for the reservoir further behaviour in terms of increased exploitation. The results of these projections were used as inputs to the mathematical model of the ORC power plant using available excess flow of geothermal waters. One of the results of the optimization of the ORC plant was the

flow rate and the temperature of water injected to the aquifer after receiving heat from them. These data, in turn, were accounted for inputs to the reservoir model. Both the numerical model of the geothermal reservoir and the mathematical model of the ORC power plant mutually penetrate and complement. This methodology served to optimize the manner of management of energy resources accumulated in the Middle-Triassic and Middle-Eocene water horizon within OG Podhale 1.

The numerical model of the selected part of the podhale geothermal system was made in the TOUGH2 simulation environment - one of the worldwide standards of computational programs in the field of geothermal energy. The author of the dissertation has made a special effort in order to perform the most accurate model calibration. Static calibration was based on the reproduction of natural temperature and pressure distribution in the reservoir prior to water exploitation for energy purposes. Dynamic calibration was based on a comparison of the simulated distribution of the reservoir pressure caused by the current operation with the reservoir pressure estimated on the basis of the recorded wellhead parameters of production wells. Batch data used to calibrate the dynamic model represented a substantial collection of data from a 20-year monitoring of wells' parameters values (production history) made available by the PEC Geotermia Podhalańska SA. None of the previous studies dedicated to the problem of modeling of any of geothermal systems in Poland has benefited from such a rich set of calibration data. Moreover, the author used the concept of reduced wellhead pressure, which allowed determination of a much more accurate estimates of the dynamic reservoir pressure than it has been in past studies, whose results were published or included in archival documentation. The author analyzed also the impact of injection water temperature in OG Podhale 1 on increased power consumption of the pumps.

Innovative element of the research was to make a mathematical model of the ORC power plant operating in dynamic conditions. Dynamic model of the ORC power plant was a necessity, because of highly time-variable flow of geothermal water available to the ORC as well as temperature variation of the coolant in the system removing heat from the power plant condenser. The variable flow rate of geothermal water directed to the ORC affects its gross output, while the coolant temperature – the net output of the power plant. In the analysis, the author considered six working fluids characterized by a relatively low temperature at the critical point, namely: R134a, R227ea, R236fa, R600, R600a and R45fa. The system of condenser once-through flow of water from the Biały Dunajec river and the use of evaporative cooling towers have been considered as a potential system of heat removal.

The optimization process was carried out for two objective functions:

- maximizing gross output of the power plants
- maximizing the net present value (NPV) of investments in ORC power plant.

A significant part of the work the author dedicated to the economic assessment of the proposed solution of the ORC power plant. The cost of purchasing individual components of power plants and other capital expenditures were shown in a parametric manner, allowing to solve optimization problem. The author used the discounted cash flow method, on the basis of which parameters such as the amount of capital expenditures, the amount of the annual

operating costs, net present value (NPV), internal rate of return (IRR), levelized cost of electricity (LCOE) and a simple and discounted payback period in investments (SPBP and DPBP respectively) were estimated.

The calculations showed that although it is possible to produce up to 1 MW gross electric power using refrigerants R227ea or R134a, the peak power would be available for only 23% of the time of year when it can be directed to the power plant flow of geothermal water in the amount of about 486 m³/h. In the remaining period, this power would be much lower, which would lead to over-dimensioning of the system and result in a financial loss. At the same time, net power would be relatively low – in the range of 560–590 kW, if one takes into account the parasitic power consumption, which is dominated by power consumption of the pump injecting water to the reservoir.

From an economic point of view, the best solution would be to construct a geothermal ORC power plant with a gross capacity of about 410 kW, which allows the use of peak power by approx. 54% of the time in a year. The net power of such plant – taking into account all parasitic processes – would amount to approx. 360 kW. The analysis shows that the optimum solution would be to apply R245fa or R600 (n-butane) working fluid combined with a condenser once-through flow of water from the Biały Dunajec river. It turned out, that assuming financial simulation of 30 years, discount rate of 8% and inflation rate at 2%, such an investment would be economically viable (NPV > 0). Levelized cost of electricity (LCOE) would be in this case approx. 304 PLN/MWh.

In the dissertation, the author estimates the potential environmental benefits associated with the avoided emission of pollutants and demonstrates that the use of water from the Biały Dunajec river to reject heat from power plant with a gross output of approx. 400 kW should not lead to its thermal pollution and the amount of consumed water should not adversely affect current water regime.

Temperature of geothermal water injected into the aquifer – which is a mixture of water after heat transfer to the district heating network and leaving ORC power plant – would be about 58–60°C. This is, in fact, maintaining current injection temperature. The results of TOUGH2 simulations point out, that a cold front of water would reach only Bańska IG-1 well within approx. 40–50 years, under the maximum considered use (production in the amount of 780 m³/h and the injection of 640 m³/h). Due to the relatively low yield of this well – total thermal power of three production wells would have fallen in a simulated period of 100 years only slightly – approx. 2.2% compared to the current nominal power (24 MW). The simulation demonstrates that it is possible to conduct a sustainable geothermal operation even in spite of a significant increase in the average annual utilization rate (capacity factor). At the same time, the author has shown that the use of geothermal waters with a temperature of 86°C to produce electricity can be economically justified, given the fact that the cost of drilling boreholes is incurred due to the fulfilment of the priority functions of the majority of geothermal plants in Poland, i.e. sale of thermal energy.