

# Komplementarna eksploatacja ciepła geotermalnego i gazu ziemnego ze złóż w schyłkowej fazie produkcji

## Complementary exploitation of geothermal resources and natural gas in fields in declining phase of production

Sławomir Falkowicz, Andrzej Urbaniec

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** Wzrastające w ostatnich latach zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii sprawia, że pozyskanie ciepła geotermalnego jest obecnie jednym z bardziej istotnych celów, uwzględnionych w politykach surowcowych wielu krajów Europy. Energia geotermalna uznawana jest za najbardziej stabilną pod względem parametrów energetycznych w długim okresie, a jednocześnie za najbardziej bezpieczną dla środowiska. Eksploatacja ciepła geotermalnego w reżimie dubletu wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych na wykonanie i uzbrojenie odwiertów. Wykorzystanie do tego celu złóż gazu ziemnego będących w schyłkowej fazie eksploatacji stanowi optymalne rozwiązanie, pozwalające uniknąć znacznych nakładów ponoszonych na wykonanie prac przygotowawczych oraz odwiercenie i uzbrojenie nowych odwiertów, ale również z uwagi na często duży potencjał geotermalny poziomów skał zbiornikowych nasyconych solankami, które podścielają złoża gazu ziemnego. Generalnie zakłada się wykorzystanie zastanej sytuacji złożowej i infrastrukturalnej, jak też opracowanie najbardziej optymalnego w tej sytuacji sposobu eksploatacji ciepła, przy założeniu jednoczesnego wzrostu współczynnika szczypania złoża gazu. W ramach tej pracy obliczono potencjał energetyczny (tj. moc geotermalną i produkcję gazu) dla pięciu wybranych horyzontów złożowych w przykładowych odwiertach gazowych. Następnie wykonano szacunkowe obliczenia przychodów możliwych do uzyskania w analizowanych przykładach odwiertów, zakładając prowadzenie jednoczesnej produkcji gazu i energii geotermalnej. Wyniki analizy danych geologicznych i złożowych wskazują, że właściwie w każdym przypadku konieczne jest wykonanie dodatkowej perforacji wytypowanych interwałów nasyconych wodami złożowymi oraz cechujących się najbardziej korzystnymi parametrami eksploatacyjnymi. Ponadto przedstawiono kryteria preselekcji odwiertów do eksploatacji gazu i energii geotermalnej na podstawie analizy mechanizmu dopływu wody do odwiertu. W pierwszej kolejności powinny być rozpatrywane odwierty, w których mechanizm dopływu wody określono jako stożek 3D. Wstępna kalkulacja parametrów eksploatacyjnych dla wybranych odwiertów wskazuje na ich potencjał komercyjny, zwłaszcza w przypadku wykorzystania do dystrybucji ciepła magazynów mobilnych.

**Słowa kluczowe:** złożo gazu ziemnego, energia geotermalna, współczynnik szczypania złoża, mechanizm dopływu wody złożowej.

**ABSTRACT:** With the growing interest in renewable energy sources in recent years, obtaining geothermal heat is now one of the more important targets included in the resource strategies of many European countries. Geothermal energy is regarded as the most stable in terms of energy parameters in the long term, as well as the safest for the environment. The exploitation of geothermal heat in the doublet regime requires significant investment in the drilling and completion of wells. The use of natural gas fields in the declining phase of production for this purpose is the optimal approach, avoiding the significant expenditures incurred in the execution of preliminary work and the drilling and completion of new wells, but also due to the high geothermal potential of the horizons of reservoir rocks saturated with brine that underlie natural gas fields. In general, it is assumed to use the existing reservoir and infrastructure situation, as well as to develop the most optimal method of heat exploitation for this situation, assuming a simultaneous increase in the gas field's recovery factor. In this work, the energetic potential (i.e., geothermal power and gas production) was calculated for five selected reservoir horizons in exemplary gas wells. Then estimates were made of the revenues possible in the analyzed exemplary wells, assuming simultaneous production of gas and geothermal energy. The results of the analysis of geological and reservoir records indicate that, in almost every case, it is necessary to perform additional perforation of selected intervals saturated with reservoir water and characterized by the most beneficial production parameters. Furthermore, criteria for preselection of wells for gas and geothermal energy production based on analysis of the formation water breakthrough mechanism are presented. Wells where the water breakthrough mechanism is specified as a 3D cone should be considered first. Preliminary calculation of operating parameters for selected wells indicates their commercial potential, especially in the case of using mobile storage for heat distribution.

**Key words:** gas field, geothermal energy, recovery factor, formation water breakthrough mechanism.

Autor do korespondencji: A. Urbaniec, e-mail: [andrzej.urbaniec@inig.pl](mailto:andrzej.urbaniec@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji: 16.04.2024 r. Zatwierdzono do druku: 12.07.2024 r.

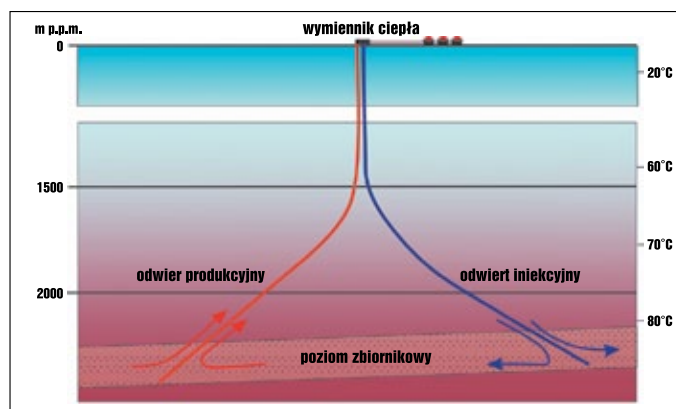
## Wstęp

Ogromne zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii sprawia, że pozyskanie ciepła geotermalnego na potrzeby komunalne czy też przemysłowe jest obecnie jednym z bardziej istotnych celów, uwzględnionych w politykach surowcowych wielu krajów UE, w tym także Polski, np. takich jak: Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040), Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK), strategiczny program Europejski Zielony Ład (Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Komunikacji Społecznej, 2021) czy też program Horyzont Europa. Na zainteresowanie to ma również wpływ aktualna sytuacja gospodarcza i geopolityczna w Europie, jak też związany z nią wzrost cen produktów i usług. Bardzo istotne są także względy ochrony środowiska i wzrastająca z czasem presja na coraz szersze wykorzystanie źródeł energii o charakterze odnawialnym. Mając na uwadze wspomniane kwestie, energia geotermalna uznawana jest za najbardziej stabilną pod względem parametrów energetycznych w długim okresie, a jednocześnie za najbardziej bezpieczną dla środowiska (Igliński et al., 2010; Bujakowski, 2015; Sowizdzał, 2018; Hajto, 2021). Ma to istotne znaczenie zwłaszcza w dosyć zmiennych warunkach klimatycznych Polski, gdyż energetyka wiatrowa i słoneczna nie są już uznawane za tak stabilne.

Energię geotermalną można eksploatować przy użyciu różnych technik ze zbiorników konwekcyjnych, poziomów zbiornikowych w basenach sedymentacyjnych zawierających gorącą wodę, z gorących suchych skał, a także z zasobów magmowych – wulkanicznych czy plutonicznych (Moeck, 2014), przy czym obecnie wykorzystuje się głównie ciepło zgromadzone w wodach złożowych oraz w parach geotermalnych. Popularnym sposobem jest eksploatacja ciepła w reżimie tzw. dubletu geotermalnego, tj. w sposób, w którym eksploatacja ciepła odbywa się przy wykorzystaniu dwóch odwiertów. Ciepła woda złożowa wydobywana jest jednym (opcjonalnie może być więcej) odwiertem wydobywczym i przekazywana do wymiennika ciepła, a po schłodzeniu zatłaczana jest z powrotem do złoża z wykorzystaniem odwiertu chłonnego, przy założeniu łączności hydraulicznej pomiędzy tymi odwiertami.

Adaptacja odwiertów eksploatacyjnych na częściowo szcerpanych złożach gazu ziemnego (mając na uwadze zasoby wydobywalne) na potrzeby eksploatacji ciepła geotermalnego, wraz z gazem reszkowym, może stanowić optymalne rozwiązanie nie tylko ze względów ekonomicznych, ale również z uwagi na zazwyczaj duży potencjał geotermalny poziomów skał zbiornikowych podścielających złoża gazu ziemnego, które nasycone są solankami o zróżnicowanym stopniu mineralizacji.

Generalnie eksploatacja ciepła geotermalnego w reżimie dubletu, którego przykład przedstawiono na rysunku 1, wymaga poniesienia znacznych nakładów związanych z projektowaniem,



**Rysunek 1.** Schemat dubletu geotermalnego (T&A Survey, zmodyfikowany)

**Figure 1.** Schematic diagram of a geothermal doublet (T&A Survey, modified)

wierceniem oraz uzbrojeniem odwiertów. Jednocześnie istnieje też duże ryzyko, że pomimo poniesienia tych wszystkich nakładów parametry eksploatacyjne w danym basenie lub danej lokalizacji będą na tyle słabe, że nie będzie można uzyskać odpowiednich warunków koniecznych do uruchomienia eksploatacji. W związku z tym najbardziej interesujące pod względem ekonomicznym wydaje się wykorzystanie odwiertów gazowych usytuowanych na złożach o korzystnej budowie geologicznej, które znajdują się w schyłkowej fazie eksploatacji węglowodorów. Idea takiego przedsięwzięcia zakłada wykorzystanie określonej, zastanej sytuacji złożowej i infrastrukturalnej, jak również opracowanie najbardziej optymalnego w tej sytuacji sposobu eksploatacji ciepła, przy założeniu jednoczesnego wzrostu współczynnika szcerpania złoża gazu. Warto też podkreślić, że duży potencjał geotermalny może być związany z poziomami skał o dobrych parametrach zbiornikowych, nasyconych solankami o różnym stopniu mineralizacji, które często podścielają złoża gazu ziemnego.

Celem publikacji jest przedstawienie sposobu komplementarnej eksploatacji zasobów geotermalnych wód złożowych oraz reszkowych zasobów gazu w obrębie złóż gazu ziemnego, będących w schyłkowej fazie produkcji. Jako metodę eksploatacji proponuje się system dubletu odwiertów, zakładając maksymalne wykorzystanie istniejącej na złożu gazu infrastruktury przemysłowej i złożowej.

### Adaptacja odwiertów na szcerpanych złożach węglowodorów do produkcji ciepła geotermalnego

Problematyka adaptacji opuszczonych odwiertów eksploatacyjnych lub też negatywnych otworów poszukiwawczych do celów eksploatacji ciepła geotermalnego poruszana była

w licznych publikacjach, zarówno na świecie (np. Bu et al., 2012; Templeton et al., 2014; Mehmood et al., 2019; Zhu et al., 2019; Tran et al., 2020), jak i w kraju (np. Barbacki, 2000; Uliasz-Misiak i Dubiel, 2015; Tomaszewska et al., 2018; Kudrewicz et al., 2022). Zainteresowanie tymi kwestiami wynika głównie z faktu, że wykorzystanie odwiertów, którymi produkowano węglowodory, w celu pozyskiwania energii geotermalnej znacząco wpływa na obniżenie kosztów inwestycyjnych całego przedsięwzięcia. Wspomniane obniżenie kosztów związane jest nie tylko z ominięciem kosztownej fazy projektowania i wiercenia otworów, ale również ze zdecydowanym ograniczeniem zagrożenia dla środowiska naturalnego (Bu et al., 2012; Thiessen i Achari, 2016; Tomaszewska et al., 2018). Generalnie szacuje się, że koszt wykonania dubletu odwiertów (tj. produkcyjnego i chłonnego) wynosi od 40% do 60% kosztu całości inwestycji geotermalnej (Szamałek i Sapińska-Śliwa, 2006; Uliasz-Misiak i Dubiel, 2015).

Firmy naftowe zawsze poszukują innowacyjnych i efektywnych sposobów na obniżenie kosztów operacyjnych wydobycia węglowodorów i przedłużenie żywotności złóż, które eksploatowane są przy wysokich współczynnikach szczypania. Wyeksploatowane złoża węglowodorów często charakteryzują się dużą ilością współprodukowanej wody, która musi być skutecznie utylizowana. Odzysk ciepła odpadowego z produkowanego strumienia wody złożowej może być dość zyskową opcją, gdy z odwiertów nadal, nawet marginalnie, wydobywane są węglowodory. Po wyczerpaniu się zasobów węglowodorów złożo może być nadal eksploatowane, już jako konwencjonalne złożo geotermalne.

O wyborze najbardziej optymalnych pod tym względem złóż i odwiertów decydować będzie szereg różnorodnych czynników, w tym zwłaszcza odpowiedni typ budowy geologicznej złoża, gdyż nie każde złożo jest predestynowane do tego typu przedsięwzięć. Optymalnym przypadkiem jest sytuacja, gdy dublet geotermalny pracuje na złożu o możliwie najbardziej homogenicznym charakterze pod względem parametrów zbiornikowych, a także gdy odległość pomiędzy odwiertami wynosi co najmniej 1 km. Istotne jest również, aby chłonność odwiertu iniekcyjnego była wysoka i stała w czasie.

W rzeczywistości w przypadku koncepcji wykorzystania w reżimie dubletu geotermalnego zawodzionych odwiertów po eksploatacji na złożach gazu ziemnego powyższe kryteria rzadko będą spełnione, zwłaszcza w kontekście zachowania odpowiedniego dystansu pomiędzy odwiertami dubletu, jak również w aspekcie homogeniczności złoża. Skutkować to będzie zauważalnym skróceniem sensownego energetycznie czasu pracy dubletu, co wynika bezpośrednio z ograniczenia skali wymiany ciepła pomiędzy wodą a górotworem. W pierwszej kolejności, przy dostępności wiarygodnych danych eksploatacyjnych i korzystnej budowie geologicznej, problem

przedwczesnego spadku temperatury eksploatowanej wody może być minimalizowany beznakładowo poprzez wybór kierunku pracy dubletu.

Wśród opublikowanych dotąd prac poświęconych omawianym zagadnieniom znaleźć można wyniki kilku analiz teoretycznych, jak również wdrożonych już projektów dotyczących odzysku ciepła odpadowego ze współeksploatowanych wód złożowych na polach naftowych lub gazowych (np. Barbacki, 2000; Zhang et al., 2008; Davis i Michaelides, 2009; Limpasurat et al., 2010; Sanyal i Bulter, 2010; Xin et al., 2012; Cheng et al., 2013; Mehmood et al., 2017; Hettema et al., 2018; Duggal et al., 2022). Prekursorem w tej dziedzinie jest elektrownia demonstracyjna zainstalowana na złożu Pleasant Bayou (USA), gdzie istniejące odwierty zostały wykorzystane do wydobycia gazu i gorącej wody oraz do produkcji energii elektrycznej (Riney, 1991). W Wyoming w USA zainstalowano elektrownię Ormat ORC (*Organic Rankine Cycle*) o mocy 250 kW w celu wykorzystania energii o niskiej entalpii ze współprodukowanej gorącej wody złożowej. Od września 2008 r. do końca lutego 2010 r. elektrownia wygenerowała łącznie 1064 MWh energii elektrycznej (Johnson i Walker, 2010). W publikacji Xin et al. (2012) omówiona została pierwsza w Chinach elektrownia wykorzystująca niskotemperaturowy strumień ciepła wody złożowej na złożu ropy Huabei w pobliżu Pekinu. Generator energii o mocy 400 kW, którym był układ binarnego ekspandera śrubowego, został uruchomiony w kwietniu 2011 r. Natomiast McKenna et al. (2005) ocenili, że ponad 1000 MW energii elektrycznej można wytworzyć, wykorzystując energię cieplną produkowanych płynów na polach naftowych wzdłuż wybrzeża Zatoki Perskiej. Limpasurat et al. (2010) omówili możliwość wykorzystania energii geotermalnej ze złóż z ciężką ropą naftową, które były eksploatowane w systemie stymulacji parą wodną i dzięki temu zgromadziły znaczne ilości ciepła z zatłaczania pary. Z kolei Sanyal i Bulter (2010) podali, że moc netto równą 340 kW można uzyskać z połączenia energii współprodukowanej wody i gazu w odwiercie gazowym w Teksasie. Bennett et al. (2020) uważają, że produkcja energii geotermalnej netto na polach naftowych w basenie Los Angeles wyniosłaby około 7430 kW. Jednak jednym z najpełniejszych studiów w tej dziedzinie jest opracowana przez Soldo et al. (2020) analiza techniczno-ekonomiczna wykorzystania na potrzeby geotermii szczypanego złoża ropy naftowej Villafortuna-Trecate w północnych Włoszech. Rejon wspomnianego złoża charakteryzuje normalny gradient geotermiczny wynoszący 2,8°C na każde 100 m głębokości. Złożo usytuowane jest na głębokości 5700–6100 m i charakteryzuje się temperaturą około 166°C oraz średnim ciśnieniem statycznym wynoszącym 850 barów. Scenariusz konwersji eksploatacji tego złoża w kontekście zasobów geotermalnych obejmuje dwa etapy. Pierwszy z nich to faza współprodukcji ropy naftowej i wody. Przewiduje się

uzyskanie ciepła z wydobywanego strumienia ropy naftowej/gazu ziemnego i wody w celu współprodukcji ropy/gazu i energii elektrycznej, która może być wykorzystana na złożu do zasilania pomp w głębinnych.

Drugi etap rozpocznie się, gdy odwierty produkować będą już tylko ciepłą wodę, i przewiduje całkowite przekształcenie złoża naftowego w geotermalne.

### **Eksploracja energii geotermalnej z jednoczesną produkcją gazu ziemnego**

Zgodnie z założeniami technologia eksploatacji ciepła geotermalnego wraz z jednoczesną produkcją gazu na częściowo szcerpanych złożach gazu ziemnego pozwala na znaczne obniżenie kosztów inwestycyjnych oraz wiąże się z minimalizacją ryzyka niepowodzenia komercyjnego poprzez jak najbardziej efektywne wykorzystanie występującej w konkretnym przypadku sytuacji złożowo-eksploatacyjnej.

Woda złożowa wydobywana wraz z ropą naftową lub gazem ziemnym jest oddzielana na separatorach i wtłaczana z powrotem do złoża. Jeśli woda ta posiada odpowiednią temperaturę, to możliwe jest uzasadnione ekonomicznie pozyskiwanie energii geotermalnej z wydobywanej wody złożowej i np. produkcję energii elektrycznej bądź też wykorzystanie jej jako ciepła komunalne. Taka sytuacja wydaje się bardzo korzystna w porównaniu z konwencjonalnym projektem geotermalnym, w którym koszt wiercenia otworów może stanowić nawet do 60% całkowitego kosztu kapitałowego projektu. W związku z tym koszty kapitałowe projektu geotermalnego z wykorzystaniem współprodukowanej wody mogą być zdecydowanie niższe w przeliczeniu na kilowat wytworzonej mocy.

Generalnie wyróżnić można trzy rodzaje odwiertów produkujących węglowodory, które potencjalnie zdolne są do dostarczania energii geotermalnej:

- eksploatowany odwiert naftowy lub gazowy z wysokim wykładnikiem wodnym;
- odwiert naftowy lub gazowy zastawiony z powodu wysokiego wykładnika wodnego;
- odwiert produkujący wodę złożową z rozpuszczonym gazem w złożach o anormalnie wysokim ciśnieniu złożowym.

Podstawą oceny tego typu projektów jest więc określenie fundamentalnych paramentów eksploatacyjnych, takich jak moc odwiertu i czas życia dubletu (czyli czas pracy dubletu przy stałym poziomie energetycznym), pozwalających szacować sumaryczną ilość energii cieplnej uzyskanej w tym czasie, jak również współczynnik wydajności dubletu COP (ang. *coefficient of performance*), będący ilorazem mocy odwiertu i mocy pomp niezbędnych do utrzymania krążenia wody geotermalnej w dublecie.

Potencjalna moc geotermalna odwiertu naftowego lub gazowego produkującego z określonym wykładnikiem wodnym jest zależna przede wszystkim od następujących czynników:

- wielkości produkcji wody z odwiertu;
- temperatury produkowanej wody w punkcie zbiorczym lub na wypływie ze zbiornika magazynowego;
- zasolenia wody;
- temperatury otoczenia na miejscu w stosunku do temperatury wody;
- sprawności konwersji zastosowanych wymienników ciepła.

Całkowita moc energetyczna tego typu odwiertu jest powiększona o moc uzyskaną z współprodukowanego gazu ziemnego.

Czynnikami kontrolującymi temperaturę wody na głowicy odwiertu są przede wszystkim temperatura złoża oraz wielkość produkcji wody. Niemniej okazuje się, że w przypadku niektórych odwiertów naftowych na Bliskim Wschodzie, pomimo relatywnie wysokiej temperatury złoża, temperatura wody na głowicy była zbyt niska w porównaniu z temperaturą otoczenia, aby prowadzić komercyjne wytwarzanie energii geotermalnej. Jednakże energia słoneczna lub gaz spalany na takim polu (tzw. flarowy) mogłyby zostać wykorzystane do podniesienia temperatury produkowanej wody, a tym samym do zwiększenia łącznej mocy odwiertu do poziomu komercyjnie akceptowalnego.

Jeśli chodzi o wydajność energetyczną zastawionego (po wznowieniu produkcji) odwiertu gazowego, to zależy ona głównie od:

- wielkości wydobycia i temperatury wydobywanej wody;
- temperatury otoczenia;
- sprawności konwersji elektrowni geotermalnej;
- zasolenia wody;
- zawartości gazu w wydobywanym płynie złożowym (solance, gazolinie);
- wartości opałowej gazu;
- sprawności urządzeń wykorzystywanych do wytwarzania energii (np. elektrycznej z wydobytego gazu).

Wielkość produkcji wody i gazu z odwiertu zależy głównie od właściwości petrofizycznych udostępnionych warstw, zawartości gazu w wodzie (zarówno rozpuszczonego, jak i wolnego), temperatury i ciśnienia złożowego oraz konstrukcji odwiertu. Oczywiście jest, że wydajność takiego odwiertu można znacznie zwiększyć poprzez jego prawidłowo przeprowadzoną rekonstrukcję, polegającą najczęściej na wykonaniu dodatkowej perforacji.

W przypadku odwiertów produkujących wodę złożową z rozpuszczonym gazem w złożach o anormalnie wysokim ciśnieniu złożowym dodatkowym źródłem energii jest energia kinetyczna produkowanej wody. Przykładowo na złożu Pleasant Bayou w Teksasie pod koniec lat 80. eksploatowano tego typu odwiert w ramach projektu badawczego finansowanego

przez DOE (Riney, 1991). Oszacowano, że odwiert ten jest w stanie wygenerować 3,9 MW, z czego 1,5 MW pochodzi z energii geotermalnej, 1,9 MW z produkowanego metanu, a 0,5 MW z energii kinetycznej produkowanego płynu. Dla powyższego przykładu moc netto dostępna po odjęciu mocy koniecznej do zasilania pomp wynosi 3,1 MW. Ekonomika takiego projektu zależy więc od rynkowej ceny gazu ziemnego i przy odpowiednio wysokiej cenie gazu bardziej opłacalna staje się sprzedaż wyprodukowanego gazu niż wytwarzanie z niego energii elektrycznej.

Na potrzeby prezentowanej pracy wyliczono potencjał energetyczny, tj. moc geotermalną i produkcję gazu, dla pięciu przykładowych horyzontów złożowych w odwiertach gazowych, dla których przyjęto założenia odpowiadające warunkom geologicznym i złożowym typowym dla obszaru zapadliska przedkarpackiego lub przedgórze Karpat. Miąższości interwałów perforacji dla wybranych horyzontów złożowych zostały zasymulowane w ten sposób, jakby w otworach tych po etapie eksploatacji gazu wykonano prace rekonstrukcyjne mające na celu maksymalizację mocy geotermalnej odwiertu oraz jednocześnie produkcję gazu pozostałego jeszcze w złożu (tabela 1).

Opierając się na założonych danych, wykonano szacunkowe obliczenia przychodów możliwych do uzyskania w analizowanych przykładach odwiertów, zakładając prowadzenie jednoczesnej produkcji gazu i energii geotermalnej. Przy obliczeniach przyjęto następujące założenia oraz pewne uproszczenia:

- 1) dla produkcji gazu:
  - ciśnienie złożowe jest równe ciśnieniu hydrostatycznemu,
  - współczynnik przepuszczalności fazowej interwałów gazowych wynosi 0,1,
  - w każdym z rozpatrywanych przypadków aktualna produkcja gazu pochodzi z interwału odpowiadającego około 25% wartości pierwotnej miąższości efektywnej horyzontu gazonośnego,
  - cenę gazu przyjęto na poziomie 1,5 zł/nm<sup>3</sup>;
- 2) dla produkcji ciepła geotermalnego:
  - do kalkulacji na wejściu na wymiennik ciepła przyjmowano temperaturę wody o 5°C niższą niż temperatura złożowa, natomiast na wyjściu temperaturę 10°C,
  - założono ciśnienie hydrostatyczne w złożu, a depresja na złożu wynosiła 15%,
  - do wyliczenia przychodów zastosowano 70% mocy geotermalnej wyliczonej oraz założono 7000 godzin pracy dubletu w ciągu jednego roku,
  - do rozważań ekonomicznych przyjęto cenę MWh na poziomie 2000 zł,
  - w każdym z rozważanych przypadków założono, że istnieje odwiert iniekcyjny, który usytuowany jest w odległości 600 m od odwiertu eksploatacyjnego.

Wyliczone na podstawie powyższych założeń wielkości poszczególnych parametrów przedstawiono w tabeli 2. Najniższą wielkość produkcji gazu (w wysokości 3,12 nm<sup>3</sup>/min)

**Tabela 1.** Założenia geologiczne i złożowe przyjęte dla analizowanych przykładów horyzontów złożowych

**Table 1.** Geological and reservoir assumptions made for the analyzed examples of reservoir horizons

Nazwa odwiertu	Rodzaj skał zbiornikowych	Głębokość zalegania złoża (strop perforacji), MD	Temperatura	Przepuszczalność	Pierwotna miąższość efektywna dla gazu	Proponowany odcinek doperforowania	Założona aktualna miąższość efektywna dla gazu (25%)
–	–	[m]	[°C]	[mD]	[m]	[m]	[m]
A-1	klastyczne	1395	54	40	9,0	17	2,3
A-2	klastyczne	1390	54	50	18,0	24	4,5
A-3	klastyczne	1468	59	28	16,5	24	4,1
A-4	węglanowe	2122	78	70	14,0	4	3,5
A-5	klastyczne	854	36	45	14,0	7	3,5

**Tabela 2.** Oszacowanie potencjalnej produkcji energii geotermalnej dla wybranych odwiertów wraz z obliczeniem szacunkowych przychodów

**Table 2.** Estimation of potential geothermal energy production for selected wells with calculation of expected revenues

Nazwa odwiertu	Moc geotermalna	Przychód uzyskany z ciepła geotermalnego	Szacowana produkcja gazu	Roczna szacowana produkcja gazu	Przychód uzyskany z gazu (1,5 zł/nm <sup>3</sup> )	Łączny przychód z ciepła i gazu
–	[MW]	[mln zł/rok]	[nm <sup>3</sup> /min]	[mln nm <sup>3</sup> /rok]	[mln zł/rok]	[mln zł/rok]
A-1	0,19	1,90	4,90	2,1	3,09	4,99
A-2	0,57	5,60	12,25	5,1	7,72	13,32
A-3	0,29	2,82	6,20	2,6	3,91	6,73
A-4	1,18	11,52	28,00	11,8	17,64	29,16
A-5	0,09	0,18	3,12	1,3	1,96	2,14

oszacowano w przypadku odwiertu A-5, a najwyższą (28 nm<sup>3</sup>/min) w odwiercie A-4. W ostatniej kolumnie tabeli 2 przedstawiono łączny przychód uzyskany ze sprzedaży ciepła geotermalnego i wyprodukowanego gazu ziemnego. W tym przypadku również najniższy przychód (w wysokości 2,14 mln zł/rok) uzyskano dla odwiertu A-5, a najwyższy (29,16 mln zł/rok) w odwiercie A-4. Pozyskany w trakcie eksploatacji ciepła gaz ziemny (który w rzeczywistości nie byłby już wydobywany ze złoża ze względów ekonomicznych) stanowić będzie niejako wartość dodaną. Może on być wykorzystany do różnych celów, ale najbardziej oczywistym i optymalnym będzie jego użycie do napędu pomp wymuszających cyrkulację wody złożowej w systemie dubletu i do jej ewentualnego dogrzewania.

Uzyskane wyniki wskazują jednoznacznie, że właściwie w każdym przypadku niezbędne będzie doperforowanie wytypowanych interwałów nasyconych wodami złożowymi oraz cechujących się najbardziej korzystnymi parametrami eksploatacyjnymi. Wynika to z faktu, że zgodnie z pierwotnymi założeniami odwierty te udostępniły interwały najbardziej korzystne pod kątem eksploatacji gazu, które jednocześnie nie były najkorzystniejsze dla produkcji wody złożowej (a przy typowaniu interwałów perforacji wykluczano partie profilu o większym stopniu zawodnienia).

### **Efektywność ekonomiczna eksploatacji ciepła geotermalnego wraz z gazem resztkowym na częściowo szczerpanych złożach gazu ziemnego**

Wstępna kalkulacja parametrów eksploatacyjnych przedstawionych w tabeli 2 wskazuje na ewentualny potencjał tego typu odwiertów w kontekście eksploatacji energii geotermalnej wraz z resztkowym gazem ziemnym. W celu dokonania oceny obecnej i przyszłej efektywności ekonomicznej tego typu przedsięwzięć konieczna jest znajomość cen energii, które obecnie są cenami administracyjnymi. Najlepszy przykład to ceny opłat za emisję CO<sub>2</sub> i regulowane ceny energii w Polsce. Na dzień 6 sierpnia 2023 r. limit cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych wynosił 852,66 PLN/MWh brutto (185,36 EUR/MWh) i był on znacznie niższy od średniej europejskiej, która wynosiła 256,21 EUR/MWh. Od 1 października 2023 r. maksymalna cena za energię dla konkretnych odbiorców zmniejszyła się o 92 zł netto za MWh. Z drugiej strony wielu specjalistów potwierdza konieczność podwyższenia cen energii w Polsce w 2024 roku o 70%.

Uzyskane wyniki przeprowadzonych analiz jednoznacznie wskazują, że w istniejących warunkach (tj. w odwiertach zawodnionych) równoczesna eksploatacja resztkowego gazu ziemnego może być czynnikiem rozstrzygającym na

korzyść podjęcia decyzji o eksploatacji zasobów geotermalnych wód złożowych. Wniosek ten poparty jest następującymi przesłankami:

- eksploatowany gaz będzie źródłem bezpośrednich przychodów pieniężnych;
- jednocześnie gaz ten będzie najefektywniejszym źródłem energii zasilania pomp pracujących na potrzeby dubletu;
- w przypadku ciśnienia gazu na głowicy poniżej tzw. ciśnienia oddania, co skutkuje brakiem możliwości oddania eksploatowanego gazu do systemu, gaz ten może służyć do dogrzewania eksploatowanych wód geotermalnych w zastosowanych wymiennikach ciepła.

Istotnym problemem w gospodarce cieplnej jest z oczywistych względów transport ciepła do odbiorcy. W praktyce największą przeszkodą, a właściwie wykluczeniem będzie brak możliwości budowania nowych linii przesyłowych ciepła (rurociągów) na terenach górniczych i zurbanizowanych. W takim przypadku rozwiązaniem tego problemu może być wykorzystanie mobilnych magazynów ciepła (tzw. MMC). Należy podkreślić, że rozwiązanie to jest już z powodzeniem stosowane w Polsce. W Przedsiębiorstwie Wodociągów i Kanalizacji w Ząbkach wdrożono innowację polegającą na pozyskiwaniu ciepła ze ścieków komunalnych w hermetycznej zlewni oraz jego transporcie do miejsc rozładunku na terenie miasta Ząbki (Rynek ciepła, 2023). Jednym z innowacyjnych elementów tej inwestycji są mobilne magazyny przeznaczone do transportu ciepła. Na etapie projektowania wyliczono, że potencjał energetyczny ścieków dostarczanych do zlewni jest tak duży, że przedsiębiorstwo nie jest w stanie wykorzystać go w całości na miejscu. Po szczegółowych analizach zdecydowano się na transport nadwyżek ciepła magazynami mobilnymi do innych obiektów przedsiębiorstwa na terenie Ząbek. Rozwiązanie to jest pierwszym tego typu zastosowanym na terenie Polski. Energia cieplna gromadzona jest w magazynach mobilnych w materiale zmiennofazowym PCM, który ma wielokrotnie lepsze właściwości cieplne niż np. zwykła woda. Po „naładowaniu” takiego magazynu jest on przewożony do miejsca rozładunku, w którym oddaje zmagazynowane ciepło poprzez odpowiedni wymiennik. Stosowane są mobilne magazyny o pojemności ok. 1 MWh z prędkością oddania ciepła ok. 300 kW/h (Rynek ciepła, 2023).

### **Kryteria preselekcji odwiertów do komplementarnej eksploatacji gazu i ciepła geotermalnego**

Zarówno w przypadku eksploatacji węglowodorów (np. przy planowaniu zabiegów intensyfikacyjnych lub też kontroli dopływu wody do odwiertów), jak i rozpatrywanej eksploatacji

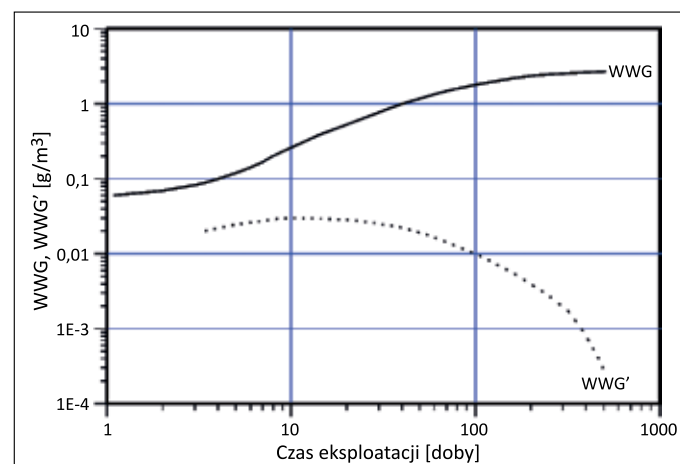
ciepła geotermalnego i gazu na złożach gazu ziemnego znajdujących się w schyłkowej fazie eksploatacji – jednym z podstawowych problemów będzie ustalenie odpowiednich kryteriów wyboru najlepszego kandydata do tego typu przedsięwzięć spośród dostępnych w obrębie złoża odwiertów. Najczęściej pojawia się fundamentalne pytanie, który z odwiertów (jeden lub więcej) powinien zostać wytypowany w pierwszej kolejności, biorąc pod uwagę dostępne środki finansowe, uwarunkowania techniczne, jak również warunki geologiczno-złożowe rozpatrywanej formacji wodonośnej. W tego typu przypadkach można zaimplementować już istniejące bądź też opracować własne kryteria i procedury postępowania (Falkowicz et al., 2021). Z ekonomicznego punktu widzenia główny cel przedsięwzięcia koncentruje się na tym, aby odwiert produkował jak najwięcej ciepła i gazu oraz aby jednocześnie osiągnąć możliwie największy stopień szczypania zasobów gazu.

Dla każdego operatora najkorzystniejsza jest sytuacja, gdy odwiert na danym złożu produkują gaz z maksymalnym dozwolonym wydatkiem od chwili włączenia do produkcji aż do likwidacji odwiertu z powodu szczypania zasobów wydobywalnych. W praktyce jednak taka sytuacja zdarza się rzadko. Zwykle w pewnym momencie eksploatacji, najczęściej pomiędzy 1000. a 1200. dniem eksploatacji, w odwiercie pojawia się woda złożowa, która w negatywny sposób wpływa na opłacalność eksploatacji z powodu spadku wielkości produkcji gazu oraz pojawienia się dodatkowych kosztów, związanych z utylizacją wydobywanej wody. Operator podejmuje więc kroki zaradcze ukierunkowane głównie na ograniczenie produkcji wody. Do najprostszych działań zaliczyć można podniesienie rurek wydobywczych czy też obniżenie depresji na złożu, natomiast do bardziej zaawansowanych należą zabiegi kontroli produkcji wody z wykorzystaniem specjalnych cieczy roboczych lub odcinanie dolnych stref perforacji korkami cementowymi. Należy jednak zaznaczyć, że praktycznie w każdym z takich przypadków dochodzi najczęściej do spadku produkcji gazu. Skuteczność wspomnianych wyżej przedsięwzięć zależy w głównym stopniu od mechanizmu dopływu wody do odwiertu, na co fundamentalny wpływ ma budowa geologiczna złoża, w tym zwłaszcza w części udostępnionej przez perforację.

Generalnie wyróżnić można kilka mechanizmów dopływu wody do odwiertu, a ich ocena jest stosunkowo niskonakładowa przy wykorzystaniu istniejących danych złożowo-eksploatacyjnych. Jedną z powszechnie stosowanych metod identyfikacji mechanizmu dopływu wody złożowej do odwiertu jest analiza historii zmian wykładnika wodnego oraz jego pochodnej w unkcji czasu. Metoda ta opiera się na porównaniu uzyskanych w wyniku symulacji komputerowych w wyidealizowanych warunkach eksploatacji historii zmian wykładnika wodnego i jego pochodnej z historią zmian wskazanych parametrów

w analizowanym odwiercie. Zgodnie z przytoczoną metodyką wyróżnia się trzy podstawowe mechanizmy (ze znaczącym negatywnym wpływem na produkcję węglowodorów) dopływu wody do odwiertu (vide Chan, 1995; Chan et al., 1996; Bailey et al., 2000):

- 1) dopływ pozarurowy/szczeliną lub uskokiem, charakteryzujący się gwałtownym wzrostem krzywej wykładnika wodnego i szybkim ustabilizowaniem się jego wartości na wysokim poziomie;
- 2) dopływ kanałowy, wyróżniający się również gwałtownym wzrostem wykładnika wodnego (w wyniku przepływu wody złożowej pełnym przekrojem warstwy o dużej przepuszczalności), przy czym okres osiągnięcia wartości maksymalnych (poziom stabilizacji krzywej) jest dłuższy, co interpretowane jest jako stopniowe nasycenie przestrzeni porowej warstwy produktywnej przez wodę złożową. Przebieg krzywej pochodnej wykładnika wodnego jest zbliżony, równoległy do przebiegu krzywej wykładnika;
- 3) dopływ tzw. stożkiem 3D, cechujący się powolnym wzrostem wartości wykładnika wodnego przy jednoczesnym spadku wartości jego pochodnej (rysunek 2).



**Rysunek 2.** Przebieg wartości wykładnika wodnego (WWG) i jego pochodnej (WWG') w przypadku dopływu wody do odwiertu stożkiem

**Figure 2.** Pattern of water ratio values (WWG) and its derivative (WWG') in the case of cone water inflow to the well

Warto podkreślić, że najtrudniejszy w przeciwdziałaniu jest właśnie przypadek dopływu wody stożkiem 3D. W tym przypadku zabiegi ograniczania produkcji wody polegające na zatłaczaniu do złoża różnego typu cieczy zabiegowych są uważane za nieskuteczne i nie są one rekomendowane. W zasadzie każde przeciwdziałanie ukierunkowane na ograniczenie produkcji wody w odwiercie gazowym przy dopływie stożkiem 3D skutkuje mniejszym lub większym spadkiem produkcji gazu. Z kolei obniżenie wielkości produkcji gazu często wiąże się z prowadzeniem długotrwałej eksploatacji

przy stosunkowo niskim poziomie wydobycia gazu. Co więcej, wpływa to również negatywnie na współczynnik szczypania zasobów gazu w złożu, prowadząc do likwidacji odwiertów z powodu zbyt niskiej, nieopłacalnej ekonomicznie wielkości produkcji gazu.

Powstawaniu stożka wodnego 3D mogą sprzyjać pewne szczególne uwarunkowania geologiczne i złożowe, takie jak:

- homogeniczność strefy złożowej w interwale udostępnionym przez perforację;
- niski iloraz ( $<5$ ) przepuszczalności poziomej do pionowej.

Rozwiązaniem problemu spadku produkcji gazu w określonych sytuacjach eksploatacyjnych może być wdrożenie systemu pompowania wody złożowej, jednak aby miało ono uzasadnienie, należy rozwiązać problem utylizacji wydobywanej wody oraz wskazać źródło energii napędu pomp w głębinach.

Zastosowanie przedstawionego rozwiązania w postaci komplementarnej eksploatacji energii geotermalnej wraz z gazem ziemnym może pozwolić na dalszą eksploatację gazu ze stosunkowo wysokim wydatkiem, jak również umożliwić uzyskanie dodatkowych przychodów ze sprzedaży ciepła geotermalnego, zwłaszcza przy wykorzystaniu wspomnianego systemu jego dystrybucji mobilnymi magazynami ciepła. Mając na uwadze wszystkie przedstawione powyżej czynniki, w procedurze wyboru odwiertów do komplementarnej eksploatacji ciepła geotermalnego wraz z gazem ziemnym w pierwszej kolejności rekomenduje się wybór odwiertów, w których stwierdzono dopływ wody stożkiem 3D.

## Wnioski

Najważniejszym czynnikiem, rozstrzygającym o ekonomicznej opłacalności eksploatacji ciepła geotermalnego odwiertami na złożach gazu ziemnego znajdujących się w schyłkowej fazie eksploatacji, będzie możliwość dalszej eksploatacji gazu ziemnego, a tym samym zwiększenie współczynnika szczypania złoża.

Na podstawie przeprowadzonych analiz można założyć, że w zasadzie w każdym przypadku niezbędne będzie doperforowanie wytypowanych interwałów, które charakteryzują się korzystnymi parametrami zbiornikowymi w kontekście eksploatacji wód złożowych, gdyż udostępnione w celu eksploatacji zasobów węglowodorów fragmenty profili poszczególnych formacji najczęściej nie są optymalne dla eksploatacji wód złożowych.

W analizowanych odwiertach przychód ze sprzedaży ciepła nie przekracza 40% łącznych przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży ciepła i gazu. Pompowanie wody złożowej pozwoli na zwiększenie depresji na złożu (np. z 15% na 20%), co

powinno skutkować zwiększeniem uzyskanych przychodów o ok. 33%. Wstępna kalkulacja parametrów eksploatacyjnych dla wybranych odwiertów pokazuje ich potencjał komercyjny, zwłaszcza w przypadku wykorzystania mobilnych magazynów ciepła jako sposobu jego dystrybucji.

W przypadku wyboru odwiertów do komplementarnej eksploatacji ciepła geotermalnego wraz z gazem ziemnym na złożach znajdujących się w schyłkowej fazie eksploatacji gazu w pierwszej kolejności należy rozpatrywać te odwierty, w których określono mechanizm dopływu wody jako tzw. stożek 3D.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Komplementarny sposób eksploatacji gazu i ciepła geotermalnego w reżimie dubletu odwiertów jako efektywny sposób zwiększania współczynnika szczypania złoża*, praca INiG – PIB; nr zlecenia: 0024/SI/2023, nr archiwalny: DK-4100-0007/2023.

## Literatura

- Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L., 2000. Water Control. *Oilfield Review*, 12(1): 30–51.
- Barbacki A.P., 2000. The Use of Abandoned Oil and Gas Wells in Poland for Recovering Geothermal Heat. *Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu–Tohoku, Japan*, 28.05–10.06.2000.
- Bennett K., Li K., Horne R., 2012. Power Generation Potential from Coproduced Fluids in the Los Angeles Basin. *Proceedings, 37<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 30 – February 1, 2012; SGP-TR-194*.
- Bu X., Ma W., Li H., 2012. Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells. *Renewable Energy*, 41: 80–85. DOI: 10.1016/j.renene.2011.10.009.
- Bujakowski W., 2015. Geologiczne, środowiskowe i techniczne uwarunkowania projektowania i funkcjonowania zakładów geotermalnych w Polsce. *Studia, Rozprawy, Monografie; Wyd. Inst. Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*, 193: 1–173.
- Chan K.S., 1995. Water Control Diagnostic Plots. *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, USA, 22–25 October 1995*.
- Chan K.S., Bond A.J., Keese R.F., Lai Q.J., 1996. Diagnostic Plots Evaluate Gas Shut-Off Gel treatments at Prudhoe Bay, Alaska. *Proceedings of the Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, USA, 6–9 October 1996*.
- Cheng W.L., Li T.T., Nian Y.L., Wang C.L., 2013. Studies on geothermal power generation using abandoned oil wells. *Energy*, 59(C): 248–254. DOI: 10.1016/j.energy.2013.07.008.
- Davis A.P., Michaelides E.E., 2009. Geothermal power production from abandoned oil wells. *Energy*, 34(7): 866–872. DOI: 10.1016/j.energy.2009.03.017.
- Duggal R., Rayudu R., Hinkley J., Burnell J., Wieland C., Keim M., 2022. A comprehensive review of energy extraction from low-temperature geothermal resources in hydrocarbon fields. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154: 111865. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111865.
- Falkowicz S., Urbaniec A., Stadtmuller M., Majkrzak M.A., 2021. New Strategy for Pre-Selecting Gas Wells for the Water Shut-Off Treatment Based on Geological Integrated Data. *Energies*, 14(21): 7316. DOI: 10.3390/en14217316.



- Hajto M., 2021. Stan wykorzystania energii geotermalnej w Europie i na świecie w 2020 r. *Przegląd Geologiczny*, 69(9): 566–577.
- Hettema M., van Yperen G., Marloes K., 2018. A Predictive Model for the Seismicity Rate of the Groningen Gas Reservoir. *Paper presented at the 52<sup>nd</sup> U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Seattle, Washington, June 2018*.
- Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M., Piechota G., 2010. Technologie geoenergetyczne. Monografia. *Wyd. Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń*: 1–170.
- Johnson L., Walker E., 2010. Ormat: Low-Temperature Geothermal Power Generation. *The United States Department of Energy, Wyoming, USA*.
- Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Komunikacji Społecznej, 2021. Europejski Zielony Ład: realizacja naszych celów. *Urząd Publikacji Unii Europejskiej*. DOI: 10.2775/14171.
- KPEiK. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. <<https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>> (dostęp: 10.04.2024).
- Kudrewicz R., Papiernik B., Hajto M., Machowski G., 2022. Subsalt Rotliegend Sediments – A New Challenge for Geothermal Systems in Poland. *Energies*, 15: 1166. DOI: 10.3390/en15031166.
- Limpasurat A., Falcone G., Teodoru C., Barrufet M.A.A., 2010. Unconventional Heavy Oil Exploitation for Waste Energy Recovery. *Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, December 2010*. DOI: 10.2118/139054-MS.
- McKenna J., Blackwell D., Moyes C., Patterson P.D., 2005. Geothermal Electric Power Supply Possible from Gulf Coast, Midcontinent Oil Field Waters. *Oil and Gas Journal*, 103(33): 34–40.
- Mehmood A., Yao J., Fun D.Y., 2017. Future Electricity Production from Geothermal Resources Using Oil and Gas Wells. *Open Journal of Yangtze Gas and Oil*, 2: 191–200. DOI: 10.4236/ojogas.2017.24015.
- Mehmood A., Yao J., Fan D., Bongole K., Liu J., Zhang X., 2019. Potential for heat production by retrofitting abandoned gas wells into geothermal wells. *PLOS ONE*, 14(8): e0220128. DOI: 10.1371/journal.pone.0220128.
- Moeck I.S., 2014. Catalog of geothermal play types based on geologic controls. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37: 867–882. DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.032.
- PEP2040. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. <<https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>> (dostęp: 10.04.2024).
- Riney T.D., 1991. Pleasant Bayou Geopressurised Geothermal Reservoir Analysis – January 1991. *Technical Report, United States*. DOI: 10.2172/893428.
- Rynek ciepła, 2023. Mobilne magazyny ciepła w hermetycznej zlewni ścieków w PWIK w Ząbkach. <<https://rynek-ciepła.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/mobilne-magazyny-ciepła-w-hermetycznej-zlewni-ścieków-w-pwik-w-ząbkach>> (dostęp: 10.04.2024).
- Sanyal S., Bulter S., 2010. Geothermal Power Capacity for Petroleum Wells – Some Case Histories of Assessment. *Proceedings, World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010*.
- Soldo E., Alimonti C., Scrocca D., 2020. Geothermal Repurposing of Depleted Oil and Gas Wells in Italy. *Proceedings*, 58(1): 9. DOI: 10.3390/WEF-06907.
- Sowizdźał A., 2018. Geothermal energy resources in Poland – Overview of the current state of knowledge. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(3): 4020–4027. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.070.
- Szamałek K., Sapińska-Śliwa A., 2006. Finansowanie projektów geotermalnych w Polsce i w Unii Europejskiej. [W:] Górecki R. (red.). *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*: 139–150.
- T&A Survey. <[www.ta-survey.nl/page/247/EN/geothermal/geothermal-energy](http://www.ta-survey.nl/page/247/EN/geothermal/geothermal-energy)> (dostęp: 10.04.2024).
- Templeton J.D., Ghoreishi-Madiseh S.A., Hassani F., Al-Khawaja M.J. 2014. Abandoned petroleum wells as sustainable sources of geothermal energy. *Energy*, 70(1): 366–373. DOI: 10.1016/j.energy.2014.04.006.
- Thiessen R.J., Achari G. 2016. Abandoned oil and gas well site environmental risk estimation. *Toxicological & Environmental Chemistry*, 7–8: 1170–1192. DOI: 10.1080/02772248.2016.1260132.
- Tomaszewska B., Sowizdźał A., Chmielowska A., 2018. Rozważania nad koncepcją adaptacji otworów ponaftowych do celów geotermalnych – przykłady rozwiązań światowych. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, 1: 119–129.
- Tran N., Fross J., Mykleby K., Roff J., Teodoru C., 2020. The Economics of Low Enthalpy Geothermal Resources: A Case Study for Small Heat Harnessing Concept in Oklahoma. *Proceedings, 45<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 10–12.02.2020*, SGP-TR-216.
- Uliasz-Misiak B., Dubiel S., 2015. Problemy rekonstrukcji odwiertów geotermalnych. *Przegląd Górniczy*, 7: 55–61.
- Xin S., Liang H., Hu B., Li K., 2012. Electrical power generation from low temperature co-produced geothermal resources at Huabei Oilfield. *Proceedings, 37<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, USA, January 30–February 1, 2012*; SGP-TR-194.
- Zhang L., Yuan J., Liang H., Li K., 2008. Energy from Abandoned Oil and Gas Reservoirs. *Proceedings, Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia*.
- Zhu Y., Li K., Liu Ch., Mgijimi M.B., 2019. Geothermal Power Production from Abandoned Oil Reservoirs Using In Situ Combustion Technology. *Energies*, 12: 4476. DOI: 10.3390/en12234476.



Dr inż. Sławomir FALKOWICZ  
 Adiunkt w Zakładzie Inżynierii Naftowej  
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
 ul. Lubicz 25 A  
 31-503 Kraków  
 E-mail: [slawomir.falkowicz@inig.pl](mailto:slawomir.falkowicz@inig.pl)



Dr Andrzej URBANIEC  
 Adiunkt; kierownik Zakładu Sejsmiki  
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
 ul. Lubicz 25 A  
 31-503 Kraków  
 E-mail: [andrzej.urbaniec@inig.pl](mailto:andrzej.urbaniec@inig.pl)