

Stanisław Dubiel*, Katarzyna Batkiewicz**

**ANALIZA ZMIAN PARAMETRÓW
EKSPLOATACJI ZŁÓŻ WODY TERMALNEJ
W PRZYPADKU STOSOWANIA DUBLETU
ODWIERTÓW GEOTERMALNYCH*****

1. WSTĘP

Energię cieplną złoża wody termalnej można wykorzystywać, stosując dublet odwiertów geotermalnych – wydobywczego i zatłaczającego – odległych od siebie zwykle od około jednego kilometra do kilku kilometrów. Racjonalna eksploatacja złoża wód termalnych wymaga rozmieszczenia na danym złożu kilku odwiertów wydobywczych oraz kilku odwiertów zatłaczających, a także odwiertów obserwacyjnych. Rozwiązania takie niosą za sobą wiele korzyści, a między innymi [17]: depozycję schłodzonych wód termalnych, zasilanie złoża oraz utrzymywanie ciśnienia złożowego.

Praktyka przemysłowa wykazuje, że podczas wieloletniej eksploatacji złoża wody termalnej mogą zachodzić w nim zmiany [2, 5, 7, 12, 13, 14, 17, 18, 21, 23, 24]:

- właściwości filtracyjnych skał wodonośnych (przepuszczalność, hydroprzewodność, piezoprzewodność);
- temperatury złożowej (stopniowe wychładzanie złoża);
- ciśnienia złożowego (zwykle spadek ciśnienia złożowego).

Wymienione zmiany złożowe wymuszają zmianę parametrów eksploatacyjnych, takich jak m.in. zwiększenie depresji ciśnienia na złożu oraz zwiększenie ciśnienia zatłaczania wody i mogą doprowadzić do nadmiernego obniżenia efektywności pracy systemu

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Doktorantka, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

*** Praca wykonana w ramach badań statutowych Katedry Inżynierii Naftowej

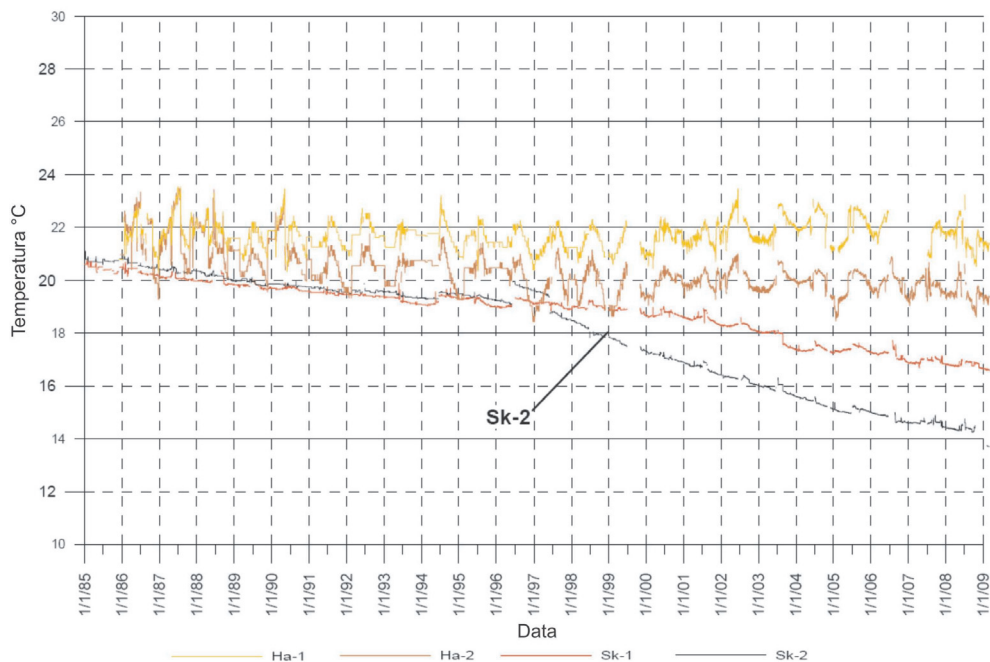
geotermalnego, a także do skrócenia czasu eksploatacji złoża wód termalnych. Analiza ob-
jawów tych zmian oraz ich lokalizacji w strefie złożowej lub przyodwiertowej może być
podstawą do podjęcia odpowiednich środków zapobiegawczych.

2. ANALIZA SPADKU TEMPERATURY WYDOBYWANEJ WODY ZŁOŻOWEJ NA PRZYKŁADZIE ZŁOŻA LUND NA TERENIE SZWECJI

Na niskotemperaturowym złożu wody termalnej Lund znajdującym się na terenie
Szwecji, po 25 latach wydobywania ciepłej wody i zatłaczania chłodnej wody, nastąpiło
obniżenie temperatury wydobywanej wody [5]. Odwierty, które obecnie są w użyciu (4 eks-
ploatacyjne i 5 zatłaczających), wykonane zostały w latach 1983–1985. Złoże to występuje
w formacji piaskowcowej kredy górnej na głębokości 500–800 m.

Obecne wydobycie wody z czterech odwiertów eksploatacyjnych wynosi łącznie oko-
ło 500 l/s, i zatłaczana jest ona po wychłodzeniu z powrotem do złoża pięcioma odwiertami
przy depresji ok. 30–35 m. Odległość między odwiertami zatłaczającymi i wydobywczymi
wynosi średnio 2 km. Strop złoża na obszarze zatłaczania znajduje się na głębokości 420 m,
natomiast w obszarze eksploatacji – 560 m, a jego miąższość wynosi 150 m.

Pierwotna temperatura wydobywanej wody złożowej wynosiła 25 °C, a wody zatła-
czanej 5 °C. Pozwoliło to na zbudowanie ciepłowni na bazie pomp ciepła [5]. Na przełomie
lat 1985/1986 temperatura wydobywanej wody wynosiła około 21–22 °C. Niewiele ponad
20 lat później, w latach 2007 i 2008, temperatura wody w odwiercie wydobywczym SK-2



Rys. 1. Wykresy ilustrujące spadki temperatury wody w odwiertach produkcyjnych
(Ha-1; Ha-2; Sk-1; Sk-2) na złożu wody termalnej Lund w Szwecji [5]

spadła średnio do 16 °C (w wyższych partiach złoża spadek sięgał aż do 13 °C). Odwierty znajdujące się 500 m dalej od strefy zatłaczania wykazały mniejszy spadek temperatury, jednak większy niż 2 °C. Dla porównania, na rysunku 1 przedstawione zostały spadki temperatury wody we wszystkich odwiertach produkcyjnych.

Odwiert wydobywczy SK-2 znajduje się najbliżej dwóch odwiertów zatłaczających (jego odległość do najbliższego odwiertu zatłaczającego wynosi około 1400 m), toteż jak widać na rysunku 1 spadek temperatury wody wydobywanej tym odwiertem zauważalny jest już po okresie 11-letniej eksploatacji złoża. Pozwala to na obliczenie w przybliżeniu prędkości ochładzania się złoża. Mianowicie, uwzględniając odległość około 1400 m w czasie 11 lat daje prędkość poruszania się czoła chłodnego frontu wody wynoszącą 0,35 m/d (czyli około 4×10^{-6} m/s). Jest to około 100–1000 razy mniejsza prędkość niż wartość współczynnika filtracji. Zatłaczanie w ten sposób całej wyeksploatowanej wody pozwala na utrzymanie wartości ciśnienia złożowego, aż do dnia dzisiejszego.

3. ANALIZA SPADKU CIŚNIENIA ZŁOŻOWEGO NA PRZYKŁADZIE ZŁOŻA MIRAVALLS W KOSTARYCE

Złoże wody termalnej Miravalles w Kostaryce [24] to dwufazowe złożo (woda i para wodna) o temperaturze płynu 220 °C–250 °C, gdzie dominującym płynem jest woda. Miąższość złoża wynosi 1000 m.

Spadek ciśnienia złożowego mierzony jest tam na trzy sposoby:

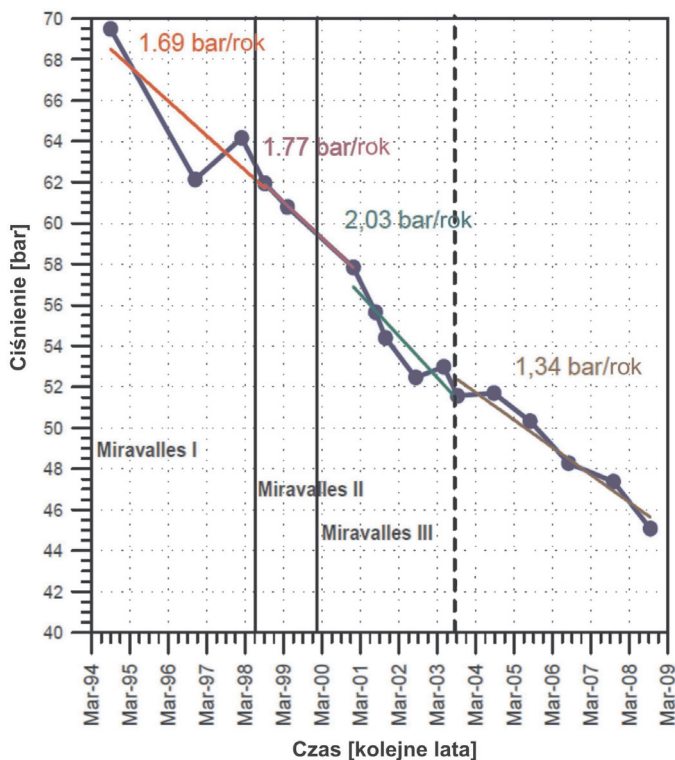
- monitoring ciśnienia słupa w odwiertach obserwacyjnych (w 11 odwiertach i różnych okresach),
- pomiar poziomu dynamicznego wody w odwiertach produkcyjnych i obserwacyjnych (raz na miesiąc),
- pomiar ciśnienia statycznego i temperatury w odwiertach dostępnych w czasie przestojów w eksploatacji złoża (podczas konserwacji urządzeń elektrowni) oraz w odwiertach obserwacyjnych (raz na rok).

Analiza tych danych wykazała spadek ciśnienia złożowego w wielkości 1–2 bar/rok na eksploatowanym obszarze złoża oraz 0,5–1,2 bar/rok w obszarze zatłaczania, a także na granicy złoża.

Wydobywanie wody termalnej na złożu Miravalles w Kostaryce rozpoczęto w marcu 1994 roku, i podzielone zostało na okresy: I (1994–1998); II (1998–2000); III (2000–2003); IV (2003–2008). Od tego czasu prowadzone są pomiary poziomu wody w nieczynnych lub obserwacyjnych odwiertach. Ostatni okres eksploatacji złoża związany jest ze spadkiem wydobywania wody we wschodniej jego części. Powiązane jest to ze wzrostem ilości zatłaczanej wody do południowej części złoża. Analiza tych danych pozwoliła na stwierdzenie spadku poziomu statycznego wody o ok. 200 m, co daje spadek ciśnienia o ok. 21 bar w przeciągu czternastoletniej eksploatacji złoża.

Ciśnienie oraz temperatura statyczna badane były w odwiertach obserwacyjnych raz lub dwa razy w roku. Podczas przestoju elektrowni pomiary ciśnienia i temperatury

przeprowadzane były także w odwiertach wydobywczych. Na podstawie tych danych oszacowano spadek ciśnienia w różnych sektorach złoża. Rysunek 2 przedstawia przykładowe dane zebrane podczas pomiarów na odwiercie PMG-31.

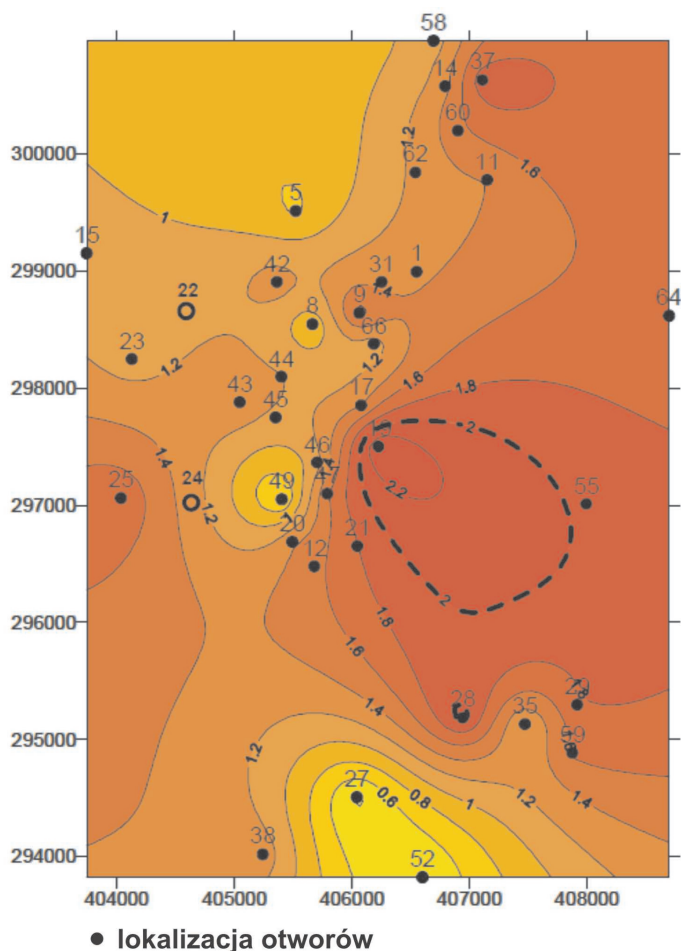


Rys. 2. Trendy spadku ciśnienia statycznego w czasie eksploatacji złoża Miravalles, na podstawie pomiarów w odwiercie PGM-31 [24]

W I okresie eksploatacji złoża wartości spadku ciśnienia wahają się w granicach 0,8–2,5 bar/rok i są największe w jego północnej części. W II okresie, najwyższe wartości spadku ciśnienia notowane są w północnej i centralnej części złoża. Ponadto, zwiększenie redukcji ciśnienia we wschodniej części złoża jest prawdopodobnie spowodowane zmniejszeniem ilości zatłaczanej wody do tej części złoża w tym okresie. Najmniejszy spadek ciśnienia obserwowany był w części południowo-wschodniej. Wartości spadku ciśnienia w tym okresie wahają się w granicach 0,2–4,2 bar/rok.

W III okresie eksploatacji złoża wartości spadku ciśnienia są nieco mniejsze aniżeli w II okresie, jednak ciągle wyższe niż w okresie I. Najwyższe wartości spadku ciśnienia w III okresie notowane są w centralnej części złoża, a także w północnej jego części oraz południowo-wschodniej. Okres ten pokazuje coraz większe rozszerzanie się strefy obniżonego ciśnienia spowodowanej eksploatacją złoża. Najmniejszy spadek ciśnienia obserwowany był w odwiertach znajdujących się bliżej granicy złoża.

W IV okresie eksploatacji złoża, w związku z zaprzestaniem wydobywania z 4 odwiertów w północnej i środkowej części złoża, ogólna ilość wydobywanej wody zmniejszyła się. W celu polepszenia hydrodynamicznych warunków złoża zaprowadzono pewne zmiany również w zatłaczaniu wody. Główne zmiany polegały na tym, aby odwierty eksploatacyjne znajdujące się w pobliżu odwiertu PGM-27 służyły jako zatłaczające, a odwiert PGM-28 nie służył już więcej jako główny odwiert zatłaczający (rys. 3). Ostatecznie odwierty PGM-22 i PGM-24 zostały przeznaczone do zatłaczania pozostałej ilości wody. Największy spadek ciśnienia wystąpił w przekroju złoża północ-południe z tendencją do wschodniego sektora złoża (odwiert PGM-19). Odwierty z mniejszym spadkiem ciśnienia, to odwierty zatłaczające (PGM-27, PGM-35) oraz te wydobywcze, towarzyszące odwiertom zatłaczającym (PGM-49, PGM-24, PGM-05, PGM-22) (rys. 3).



Rys. 3. Linie spadku ciśnienia statycznego w IV okresie eksploatacji złoża (2003–2008), związanej z redukcją wydobywania [24]

4. POWSTAWANIE STREF PRZEBICIA WODY MIĘDZY ODWIERTAMI WYDOBYWCZYMI I ZATŁACZAJĄCYMI, NA PRZYKŁADZIE ZŁOŻA NEGROS W POŁUDNIOWEJ CZĘŚCI WYSPY NEGROS NA FILIPINACH

Wiele złóż gorących wód termalnych boryka się z problemem stref przebicia w przypadku zatłaczania schłodzonych wód termalnych z powrotem do złoża. W większości przypadków już po dziesięciu latach odnotowuje się powstanie stref przebicia, jak dzieje się to w przykładowych złożach wód geotermalnych [12]: Lund w Szwecji, Pauzhetsky w Rosji (na Kamczatce); Kizildere w Turcji; Coso, Casa Diablo, East Mesa, Beowawe, Brady, Empire oraz Steamboat w Stanach Zjednoczonych. Mimo to, w przypadku wielu złóż (na przykład Pauzhetsky i Kizildere) zatłaczanie pozwoliło na podtrzymanie ciśnienia złożowego na takim poziomie, aby eksploatacja wód termalnych z tych złóż była w ogóle opłacalna [13, 23].

Złoże wód geotermalnych Negros w Filipinach [7] podzielone zostało na dwie części: Palinpinon 1 i Palinpinon 2. W części Palinpinon 1 eksploatacja rozpoczęła się w 1981 roku. Dziesięć lat później podjęto decyzję o eksploatacji kolejnej części złoża Palinpinon 2. Po 25 latach eksploatacji część złoża Palinpinon 1 nie może być eksploatowana z taką samą wydajnością jak dotąd. Przyczyną jest spadek ciśnienia złożowego oraz oddziaływanie zatłaczania schłodzonych wód termalnych na złożo [2].

Tektonika Filipin jest uważana za jedną z najbardziej aktywnych na całym świecie. Aktywność tektoniczna związana jest z oddziaływaniem występujących tam trzech głównych płyt tektonicznych – jest to strefa subdukcji. W tej części kraju, gdzie znajduje się złożo wód geotermalnych Negros, podłoże zbudowane jest ze skał mezozoicznych miejscami ze zmetamorfizowanymi osadami, przykryte nieodkształconym osadem eocenu [18].

Woda w złożu podgrzewana jest do temperatury większej niż 320 °C za pomocą skał znajdujących się tuż nad magmą wulkanu Cuernos de Negros. Jest to dwufazowe złożo, gdzie dominującym płynem jest woda. Model hydrologiczny złoża wskazuje na to, iż w złożu znajdują się dwie strefy odpływu. Pierwsza przebiega w kierunku północno-wschodnim złoża, a druga w kierunku zachodnim. Przepływ wody przez złożo regulowany jest głównie przez struktury geologiczne takie jak uskoki, strefy kontaktu między jednostkami litologicznymi oraz formacje osadowe. Głównie przepuszczalność jest zapewniona poprzez uskoki. To one i ich pochylenie odgrywają główną rolę w hydrologicznym systemie przepływu wody w złożu oraz stanowią podstawową łączność hydrauliczną rejonu zatłaczania i eksploatacji.

W trakcie eksploatacji całego złoża różnica ciśnień pomiędzy strefą odwiertów eksploatacyjnych oraz zatłaczających ciągle wzrasta oraz powoduje doprowadzenie zatłoczonej solanki (o temperaturze ~160 °C) do strefy eksploatacji. Czas w jakim następuje przebicie wody między odwiertami wydobywczymi i zatłaczającymi, jest inny dla każdego dubletu odwiertów.

Monitoring parametrów chemicznych wody zatłaczanej, np.: zatłaczanie chlorków oraz badanie ich poziomu w strefie eksploatacyjnej, również potwierdza przemieszczanie się wody zatłaczanej ze strefy zatłaczania do strefy produkcyjnej.

Spadek temperatury w strefie Puhagan mieści się w granicach od 5–30 °C. Przykładowe doświadczenia pokazują, że przy zatłaczaniu wody schłodzonej wynoszącym ok. 50 l/s do odwiertu PN5RD „przebicie” tej wody do strefy eksploatacyjnej Puhagan pojawia się po około dwóch tygodniach, powodując odpowiednie obniżanie temperatury w odwiertach produkcyjnych. Podobnie, przy zatłaczaniu wody schłodzonej wynoszącym 130 l/s do odwiertu TC3RD powoduje termiczne przebicie do południowo wschodniej części w strefie Puhagan i zajmuje około 3 miesiące. Podobne testy wykonane dla drugiej części złoża Palinpinon 2 wykazują, że 25% objętości wody zatłoczonej do odwiertów NJ2RD i SG2RD została wydobyta z odwiertami produkcyjnymi.

Takie strefy termicznego przebicia (zwane także ścieżkami preferencyjnymi dla przepływu wody schłodzonej), powodują ochładzanie całej strefy produkcyjnej złoża, a ponadto, mogą powodować ochłodzenie poszczególnych stref wodonośnych także w profilu pionowym [12].

Do tej pory, aby zapobiegać takim negatywnym następstwom eksploatacyjnym, wyłącza się niektóre odwierty zarówno zatłaczające jak i eksploatujące. Począwszy od 1997 roku w strefie Palinpinon 1 wyłączono trzy odwierty eksploatacyjne oraz sześć zatłaczających, a w strefie Palinpinon 2 wyłączono 3 odwierty zatłaczające.

5. ROZWIĄZANIA TECHNOLOGICZNE W ZAKRESIE MODYFIKACJI WŁAŚCIWOŚCI FILTRACYJNYCH SKAŁ WODONOŚNYCH

Jak dotychczas praca systemu eksploatacyjnego złoża wody termalnej, polegająca na zatłaczaniu schłodzonej wody z powrotem do złoża, w wielu przypadkach przemysłowych zakładana jest jako tymczasowa. Dla przykładu, na złożu Brady w Stanach Zjednoczonych oraz Puzhetskij w Rosji, aby obniżyć koszty, zakładano zatłaczanie schłodzonej wody jedynie na początku eksploatacji złoża. Istniejące odwierty wydobywcze oraz obserwacyjne na początku eksploatacji złoża użyte zostały jako zatłaczające i zlokalizowane były zwykle w okolicy centrum złoża. W przypadku pojawienia się ścieżek preferencyjnych bądź spadku ciśnienia eksploatowanej wody, rozwiązaniem dla dalszej eksploatacji złoża wody termalnej z zastosowaniem systemu dubletów geotermalnych było wyłączenie niektórych odwiertów z eksploatacji, bądź ograniczenie ich wydajności [12, 13, 14]. Innym rozwiązaniem była zamiana odwiertów z zatłaczających na wydobywcze i odwrotnie, co dało tymczasową poprawę warunków eksploatacji, jednak na niezbyt długi okres czasu [24].

Pomocnym narzędziem przy wykrywaniu stref przebicia wody między odwiertami wydobywczymi i zatłaczającymi jest wyznaczanie ścieżek preferencyjnych oraz prędkości przepływu wody za pomocą znaczników chemicznych w postaci testów wskaźnikowych [2, 21]. Testy takie wykonywane są przy użyciu różnego typu wskaźników chemicznych dla poszczególnych rodzajów przepływu wód. W przypadku złóż wód geotermalnych, eksploatowanych za pomocą dubletów geotermalnych, najbardziej popularnym wskaźnikiem są chlorki. Generalnie obserwuje się relacje pomiędzy „chemicznym przebicciem” a przemieszczaniem się chłodnego frontu wód geotermalnych w złożu, aczkolwiek stosunkowo

szybkie „chemiczne przebicie” nie oznacza jeszcze powstania ścieżki przebicia termalnego. Czasami obniżenie entalpii złoża wiąże się nie tyle z termicznym przebicciem, co ze zmianą ciśnienia związaną z komunikacją wód pomiędzy odwiertami zatłaczającymi i eksploatacyjnymi [21].

Obecnie proponuje się modyfikację właściwości filtracyjnych skał wodonośnych w strefie termicznego przebiccia (nadmiernie udrożnionej lub uskokowej), w postaci obniżenia ich przepuszczalności. Osiąga się to w wyniku zatłaczania do tej strefy koloidalnego roztworu krzemianu sodu, a następnie jego żelowanie poprzez obniżenie wskaźnika pH. Powoduje to drastyczne zmniejszenie przepuszczalności skały i zablokowanie strefy przebiccia wodnego. Dotychczas przeprowadzono m.in. próby laboratoryjne obniżania pH przez kwasy produkowane przez wyselekcjonowane szczepy bakterii [9]. Reakcja żelowania krzemianu sodu może być również przeprowadzana przez zatłaczanie do skały złożowej:

- CO_2 (rozpuszczony w wodzie dwutlenek węgla występuje w postaci kwasu węglowego H_2CO_3) [1, 6, 8, 11],
- kwasu siarkowego [16],
- mieszaniny krzemianów alkalicznych z roztworem fosforanów [3],
- polimeru i poliakryloamidu zatłaczanych sekwencyjnie [19],
- roztworów krzemianu sodu i chlorku wapnia zatłaczanych sekwencyjnie [4, 20],
- cieczy składającej się z krzemianu sodu i lignosulfonianu [15],
- alkalicznych hydrolizujących estrów w postaci mikroemulsji [22].

Dzięki możliwości kontroli właściwości fizykochemicznych za pomocą modułu krzemianowego oraz zalet, jakimi niewątpliwie jest neutralność dla środowiska i nietoksyczność, także niska cena, związki koloidalnego roztworu krzemianu sodu powinny stanowić silną konkurencję dla polimerów stosowanych dotychczas do blokowania nadmiernie udrożnionych stref złóż ropy i gazu w procesie ich zawadniania. Po raz pierwszy zaproponowano zastosowanie krzemianów jako środków likwidujących ucieczkę płuczki już w roku 1922 [10]. Zalety krzemianów zostały ponownie zauważone przez przemysł naftowy w latach 60. ubiegłego wieku, jednak pomimo wykonania kilku zabiegów pilotażowych, które dały niezwykle pozytywne rezultaty, zastosowanie krzemianów w zabiegach odcinania wody, korekcji profilu, stabilizacji łupków itp. pozostało do dzisiaj marginalne [9].

6. WNIOSKI

1. W przypadku eksploatacji złóż wód termalnych zastosowanie systemu dubletu odwiertów ma obecnie coraz większą wagę, głównie ze względu na wielorakie korzyści wynikające z ochrony środowiska oraz podtrzymywania wartości ciśnienia złożowego.
2. Poważną wadą tego systemu jest występowanie, po odpowiednio długim okresie eksploatacji, stref termicznego przebiccia (strefy nadmiernie udrożnione, strefy uskokowe) pomiędzy odwiertami zatłaczającymi i eksploatacyjnymi. Dotychczas w takich sytuacjach wyłączano takie odwierty z eksploatacji, redukowano ich wydajność, bądź też zmieniano ich przeznaczenie.

3. W artykule zaproponowano blokowanie stref przebicia termicznego za pomocą zatłaczania w te strefy koloidalnego roztworu krzemianu sodu oraz spowodowanie jego żelowania, co znacznie obniżyłoby przepuszczalność skał wodonośnych w danej strefie złoża. Spowodowałoby to omijanie przez zatłaczaną, schłodzoną wodę tych zablokowanych stref i wydłużenie jej drogi (a więc i czasu) przepływu, a tym samym nagrzanie zatłoczonej wody do odpowiednio wyższej temperatury.

LITERATURA

- [1] Anderson K.H., U.S. Patent 2,402,588, *Method of Oil Recovery*, June 25, 1946
- [2] Axelsson G.: *Importance of geothermal reinjection*. Geothermal Training Programme, Presented at the Workshop for Decision Makers on Direct Heating Use of Geothermal Resources in Asia, Tianjin, China, 11–18 May 2008
- [3] Beecroft W.H., Maier L.F. US Patent 808312, 1969
- [4] Bernard G.C.: *Method for Water Flooding heterogeneous Petroleum Reservoirs*. U. S. Patent 353093 Sept. 29, 1970
- [5] Bjelm L., Alm P.: *Reservoir cooling after 25 Years of heat production In the Lund Geothermal Heat Pump Project*. Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010.
- [6] Boston W. G., U. S. Patent 3,283,336, Aug. 23, 1963.
- [7] Cedric R., Malate M., Aquil A.A.: *Steam Production from the Expanded Two-Phase Region in the Southern Negros Geothermal Production Field, Philippines*. Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010
- [8] Elfrink E.B., U. S. Patent 3,261,400, *Selective plugging method*, JULY 19, 1966
- [9] Falkowicz S., Cicha-Szot R., Dubiel S., Bailey S.: *Biokatalizowany żel krzemianowy w procesach eksploatacji złóż ropy naftowej i wód geotermalnych* (Biocatalized silicate gels in oil and geothermal industry). *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* (Mineral Resources Management) 25 (4), 5–22
- [10] Hills R.v.A., U.S. Patent 1,421,706, July 4, 1922
- [11] Islam M.R., Farouq Ali S.M.: *Use of Silica Gel for Improving Water flooding Performance of Bottom – water Reservoirs*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 8, 1993, 303–313
- [12] Kaya E., Zarrouk S.J., O’Sullivan M.J.: *Reinjection in geothermal fields: A review of worldwide experience*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 2011, 47–68
- [13] Kiryukhin A.V., Yampolsky V.A.: *Modeling study of the Pauzhetsky geothermal field, Kamchatka, Russia*. *Geothermics* 33, 2003, 421–442.
- [14] Krieger Z., Sponsler E.: *Improvement to the Brady geothermal project to compensate for decline in resource performance*. *Geothermal Resources Council Transactions* 26 (September) 2002, 735–8.
- [15] Lawrence D.D., Feiber B.J.: *Formation treatment with silicate activated lignosulfonate gel*. U S. Patent 4257813 March 24, 1981
- [16] Merrill R.C., Spencer R.W.: *Gelation of sodium silicate: effect of sulfuric acid, hydrochloric acid, ammonium sulfate, and sodium aluminate*. *J. Phys. Chem.* 54, 1950, 806–812

- [17] Nagy S., Soboń J.: *Geothermal waters reinjection into sandstones and carbonate reservoir rocks*. Wiertnictwo Nafta Gaz 24 (1), 2007, 347–354
- [18] Ogena M.S., Sta. Maria R.B., Stark M.A., Oca R.A.V., Reyes A.N., Fronda A.D., Bayon F.E.B.: *Philippine Country Update: 2005–2010 Geothermal Energy Development*. Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010
- [19] Sandiford B.B.: *Selectively controlling fluid flow through the higher permeability zones of subterranean reservoirs*, U. S. Patent 4332297 June 1, 1982
- [20] Sarem A.H.: *Mobility Controlled Caustic Flood*, U. S. Patent 3805893 April 23, 1974
- [21] Stefánson V.: *Geothermal reinjection experience*. Geothermics 26, 1997, 99–139
- [22] Vinot B., Schechter R.S., Lake L.W.: *Formation on Water/Soluble Silicate Gels by the Hydrolysis of a Diester of Dicarboxylic Acid Solubilized as Microemulsion*, SPE Techn. Paper 14236, SPE RE 8, 1989, 391
- [23] Yeltekin K., Parlaktuna M.: *Interpretation of reinjection tests in Kizildere geothermal field, Turkey*. Proceedings thirty-first workshop on geothermal reservoir engineering Stanford University, January 30–February 1 2006
- [24] Zúñiga S.C.: *Reservoir pressure behavior during fourteen years of exploitation in the Miravalles Geothermal Field, Costa Rica (1994–2008)*. Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 25–29 April 2010