

УДК 620.9,666.9-13

**ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМУ ПІДЗЕМНОГО КОЛЕКТОРА
ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

Доктори техн. наук А. О. Редько, О. Ф. Редько, канд. техн. наук А. О. Каграманян,
аспіранти М. М. Батюта, Д. І. Краснопольський

**PREDICTION OF THE TEMPERATURE REGIME OF AN UNDERGROUND
COLLECTOR IN A GEOTHERMAL CIRCULATION-BASED HEATING SYSTEM**

Dr. Sc. (Tech.) A. Redko, Dr. Sc. (Tech.) O. Redko, PhD (Tech.) A. Kagramanian,
postgraduate student M. Batiuta, postgraduate student D. Krasnopolskyi

DOI: <https://doi.org/10.18664/1994-7852.207.2024.301873>



***Анотація.** Наведено результати чисельного дослідження температурного режиму пласта геотермального родовища. Розроблено математичну модель процесу теплообміну геотермальної рідини та гірської породи. Модель руху геотермальної рідини складає систему рівнянь нерозривності, кількості руху та енергії. Охолодження пласта визначається положенням фронту охолодження, який визначається ізотермою з температурою 288 К. Рішення одержано методом комп'ютерного моделювання. Показано значний вплив дебіту свердловин. При дебіті 10 м³/год у період експлуатації 7500 год прогнозується зниження температури геотермальної рідини від 347 до 338 К, зі збільшенням дебіту до 100 м³/год можливе зниження температури від 347 до 325 К.*

***Ключові слова:** температурний режим, геотермальне родовище, теплообмін, свердловина, дебіт, пласт, математична модель, комп'ютерне моделювання.*

***Annotation.** The results of a numerical study of the temperature regime of a geothermal field formation are presented. A mathematical model of the heat exchange process between geothermal fluid and rock has been developed. The model of geothermal fluid movement consists of a system of continuity, momentum, and energy equations. At the beginning of computer modeling, the geometry, system parameters, as well as initial and boundary conditions are defined. Water injection technology maintains reservoir pressure and high flow rates, but leads to a decrease in temperature in the aquifer. Reducing the temperature of the geothermal fluid is a crucial issue for long-term operation,*

the prediction of which is possible with the help of computer modeling. The cooling of the formation is determined by the position of the cooling front, which is defined by an isotherm with a temperature of 288 K. The solution has been obtained by computer modeling. It has been shown that the displacement of the formation cooling front is determined by the thermophysical properties of the rock formations, filtration rate, physical properties of the geothermal fluid, and the temperature of the geothermal fluid supplied to the injection well. The relationship governing the displacement of the formation cooling front has been obtained. The cooling of the formation depends on the distance between the production and injection wells of geothermal fluid and the pressure drop in the formation. The significant influence of the flow rate of the wells has been shown. With a flow rate of 10 m³/h over an operating period of 7500 hours, the temperature of the geothermal fluid is predicted to decrease from 347 K to 338 K; with an increase in flow rate to 100 m³/h, a decrease in temperature from 347 K to 325 K is possible. It has been shown that the cooling of the formation mainly occurs in the horizontal plane. Comparison of obtained numerical data with known literature has been performed. Extending the operational lifespan is possible through the implementation of the periodic short-term operation-stop technology (a 10-year cycle, totaling 100 years). This technology allows for greater heat extraction compared to longer-term operation (a 50-year cycle, totaling 100 years). Additionally, increasing the distance between production and injection wells to 1000-1500 meters reduces cooling rates and prolongs the lifespan of the geothermal system. When forecasting the temperature regime of geothermal reservoirs, it is necessary to monitor and refine mathematical models with operational and well research data.

Key words: *temperature regime, geothermal field, heat exchange, well, flow rate, reservoir, mathematical model, computer modeling.*

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Сучасні тенденції освоєння геотермальних ресурсів аналізуються в роботах [1-5]. Основні напрями пов'язані зі створенням поліпшених геотермальних систем, забезпеченням стійкого режиму роботи свердловин за різних параметрів експлуатації, удосконаленням методів прогнозування температурного режиму пласта при тривалій експлуатації.

В умовах тривалої експлуатації температура видобутої води знижується. Зі збільшенням дебіту свердловин темп зниження температури геотермальної води також збільшується, що призводить до зменшення ефективності системи теплопостачання.

При проєктуванні системи геотермального теплопостачання та розробки геотермального родовища необхідно ретельне прогнозування зміни температурного режиму експлуатаційних свердловин і кількості теплової енергії, що видобувається, протягом тривалого періоду (близько 30 років) і більше.

При проєктуванні систем геотермального теплопостачання широке застосування знаходять циркулюючі системи, що містять одну або кілька експлуатаційних свердловин, нагнітальну свердловину, теплообмінне обладнання для передавання теплоти геотермальної рідини в систему теплопостачання.

Відома методика визначення граничного часу розробки геотермального родовища, що дає змогу визначити вплив таких параметрів: перепад тиску в пласті; відстані між експлуатаційною та нагнітальною свердловинами; теплофізичні характеристики гірської породи та геотермальної рідини (сольового розчину). Однак при експлуатації системи теплопостачання необхідно забезпечити потрібну кількість теплоти, що визначається як дебітом свердловини, так і температурою геотермальної рідини, яка в процесі експлуатації знижується. Значення характеру залежності зміни температури геотермальної рідини в часі дає змогу

забезпечувати процес керування розробкою геотермального родовища.

Вибір технічних і технологічних рішень при складанні геолого-економічних і техніко-економічних обґрунтувань для проєктування системи геотермального теплопостачання багато в чому визначається як капітальними витратами, так і геологічними та гідрологічними параметрами, складом геотермальної рідини. Тому обґрунтована методика прогнозування температурного режиму дасть змогу приймати оптимальні рішення на стадії проєктування та експлуатації системи теплопостачання [6–10].

Відомі методики прогнозування температурного режиму ГЦС не враховують впливу багатьох факторів. Наводиться залежність зміни геотермальної води в часі:

$$\frac{dT(\tau)}{d\tau} = -\frac{q(\tau)}{V_{nl}}(T_{(\tau)} - T_{T.B}^X). \quad (1)$$

Зміна температури геотермальної рідини визначається дебітом свердловини, температурою охолодженої рідини та об'ємом пласта. Не враховуються гідрогеологічні тепло-масообмінні параметри, що впливають на зміну температури рідини при неізотермічній фільтрації в пласті, а також інші фактори. Тому надійність прогнозування зміни температури рідини з використанням залежності (1) недостатньо висока.

Зважаючи на те, що в ГЦС у пласт нагнітається охолоджена термальна рідина,

одним із важливих завдань дослідження температурного поля геотермального колектора є визначення руху фронту теплоти.

У роботі переміщення фронту температур описується формулою

$$X_T = \frac{c}{c_e} v \tau, \quad (2)$$

де відношення c/c_e показує, у скільки фронт температур випереджає рух зазначених частинок, швидкість яких дорівнює швидкості фільтрації.

Оскільки зі зміною температури змінюється в'язкість рідини, відповідно і гідравлічний опір руху, швидкість фільтрації будуть змінними і визначатися положенням фронту тепла:

$$v = \frac{k\Delta P}{\mu_1 X_T + \mu_0(L - X_T)}, \quad (3)$$

де ΔP – перепад тиску, Па;

μ_0, μ_1 – динамічна в'язкість геотермальної води до та після проходження фронту температур, Па·с;

L – довжина пласта (відстань між видобувною та нагнітальною свердловинами), м;

X_T – положення фронту тепла.

З рівнянь (2) і (3) закон руху фронту температур у диференціальній формі має вигляд

$$[\mu_1 X_T + \mu_0(L - X_T)] dX_T = \frac{c}{c_e} k \Delta P d\tau. \quad (4)$$

Інтегруючи, можна отримати закон руху фронту тепла:

$$\frac{X_T}{L} + \frac{\mu_1 - \mu_0}{2\mu_0} \left(\frac{X_T}{L} \right)^2 = \frac{\tau}{\tau_0}, \quad (5)$$

де $\tau_0 = \frac{c_e \mu_0 L^2}{c k \Delta P}$ – час вироблення пласта, у якому $\mu_1 = \mu_0$.

При нагнітанні охолодженої термальної води в пласт його охолодження відбувається з більшою швидкістю, ніж швидкість фільтрації.

Прийнявши відстань L рівною відстані між видобувною та нагнітальною свердловинами, $X_T = L$, можна знайти час τ_1 , за який фронт тепла X_T досягне видобуткової свердловини:

$$\frac{\tau_1}{\tau_0} = \frac{\mu_1 + \mu_0}{2\mu_0}. \quad (6)$$

Теплообмін водоносного пласта з навколишніми гірськими породами при

$$c_n \rho_n \frac{\partial t}{\partial \tau} + c \rho \left(v_x \frac{\partial t}{\partial x} + v_y \frac{\partial t}{\partial y} \right) = \frac{2\lambda_n}{h} \frac{\partial t}{\partial z}, \quad z=0, \quad (9)$$

де c_n , ρ_n , λ_n – відповідно теплоємність, щільність і теплопровідність гірських порід.

При $h \gg 2a\sqrt{\tau}$ теплообміном пласта з гірськими породами можна знехтувати.

Для визначення оптимальної відстані, m , в інженерних розрахунках між видобутковою та нагнітальною свердловинами використовується формула

$$L = \sqrt{\frac{\tau}{fB(A+1)}}, \quad (10)$$

де τ – тривалість роботи ГЦС, год;
 f – коефіцієнт нерівномірності;

$$A = \frac{(1-m)c_e \rho_e}{mc};$$

$$B = \frac{\pi h_p m}{3Q},$$

нагнітанні холодної води слід ураховувати, якщо

$$h < 2a\sqrt{\tau}, \quad (7)$$

де a – температуропровідність навколишніх гірських порід.

У цьому випадку температурне поле гірської породи описується рівнянням

$$c_n \rho_n \frac{\partial t}{\partial \tau} = \lambda_n \frac{\partial^2 t}{\partial z^2}, \quad z > 0 \quad (8)$$

за граничної умови перенесення теплоти по пласту

h_p – розрахункова потужність водоносного пласта;

Q – витрати теплоносія, м³/год.

Метою роботи є прогнозування температурного режиму геотермальної системи циркуляції залежно від витрат рідини.

Основні результати. За дворівневою моделлю характеру руху геотермального теплоносія О. Л. Артем'євої, процеси тепломасоперенесення в геотермальному колекторі при одній видобувній та одній нагнітальній свердловині описуються такими рівняннями нерозривності, кількості руху та енергії:

$$\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} = 0, \quad (11)$$

$$v_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (12)$$

$$v_y = -\frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial P_e}{\partial y} - \rho \beta g (t - T_{nl}) \sin \varphi \right], \quad (13)$$

$$c_e \rho_e \frac{\partial t}{\partial \tau} + c \rho v_x + c \rho v_y \frac{\partial t}{\partial \tau} = \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} \right) + \gamma. \quad (14)$$

Розв'язання рівнянь (11)–(14) за певних граничних і початкових умов дає можливість спрогнозувати розвиток процесів тепломасоперенесення в геотермальному колекторі, які визначають ефективний термін експлуатації геотермальної системи тепlopостачання, визначити оптимальну відстань між добувною та нагнітальною свердловинами.

Отримано чисельні результати моделювання фільтраційної течії та теплообміну геотермальної рідини в пористому водоносному шарі. Сполучене тривимірне завдання гідродинаміки, теплообміну та фільтрації розв'язувалося за допомогою прикладного програмного пакета Phoenix. Нижче наведено основні чисельні результати. Розрахунки виконані за таких умов: відстань між свердловинами 400 м; товщина водоносного шару – 30 м; температура геотермальної рідини – 74 °C (3467 K); температура охолодженої рідини, що закачується в пласт, – 15 °C (288 K). Характеристика гірського масиву: щільність – 2500 кг/м³; теплоємність – 905 кДж/(кг·K); теплопровідність – 2,5 Вт/(м·K); розмір частинок – 1·10⁻³ м; пористість – 0,32. Зміну температурного шару в часі залежно від дебіту геотермальної води показано на рис. 1.

Зміну температури геотермальної рідини на гирлі експлуатаційної свердловини показано на рис. 2.

На рис. 3 показано розподіл температури в гірському масиві у вертикальній і горизонтальній площинах.

Висновки. Результати виконаних чисельних досліджень вказують на суттєвий вплив дебіту в експлуатаційній свердловині на зміну температури геотермальної рідини, що видобувається. Цей фактор необхідно враховувати при проектуванні геотермальних циркуляційних систем тепlopостачання.

Визначено, що зміна температури в гірському масиві спостерігається на відстані 400 м від свердловини; зниження температури в гірському масиві водоносного шару з коефіцієнтом пористості 0,32 у горизонтальній площині від 350 до 290 K, а у вертикальній площині від 328 до 290 K, при цьому зміна температури в горизонтальній площині за розміром (120 м) перевищує зміни температури у вертикальній площині (20 м), що зумовлено різними напрямками потоків фільтрації геотермальної рідини у водоносному пласті; температура геотермальної рідини починає знижуватися після 400 год першого року експлуатації, при цьому темп зниження температури складає 25/300 K/год за дебіту 100 м³/год. При дебіті 10 м³/год темп зниження температури складає 25/3000 K/год.

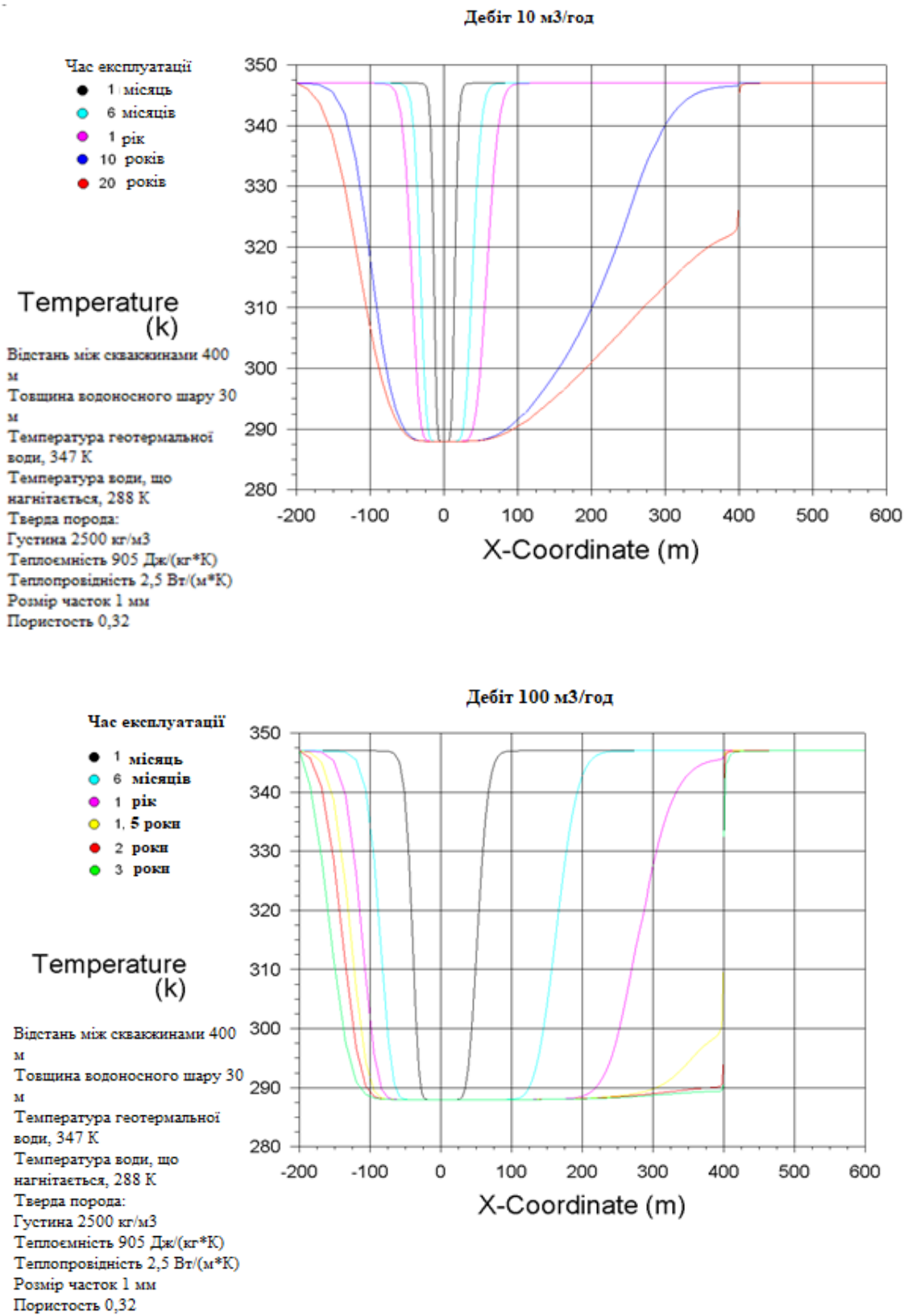


Рис. 1. Зміна температури водоносного шару вздовж відстані між свердловинами під час експлуатації з різними дебітами

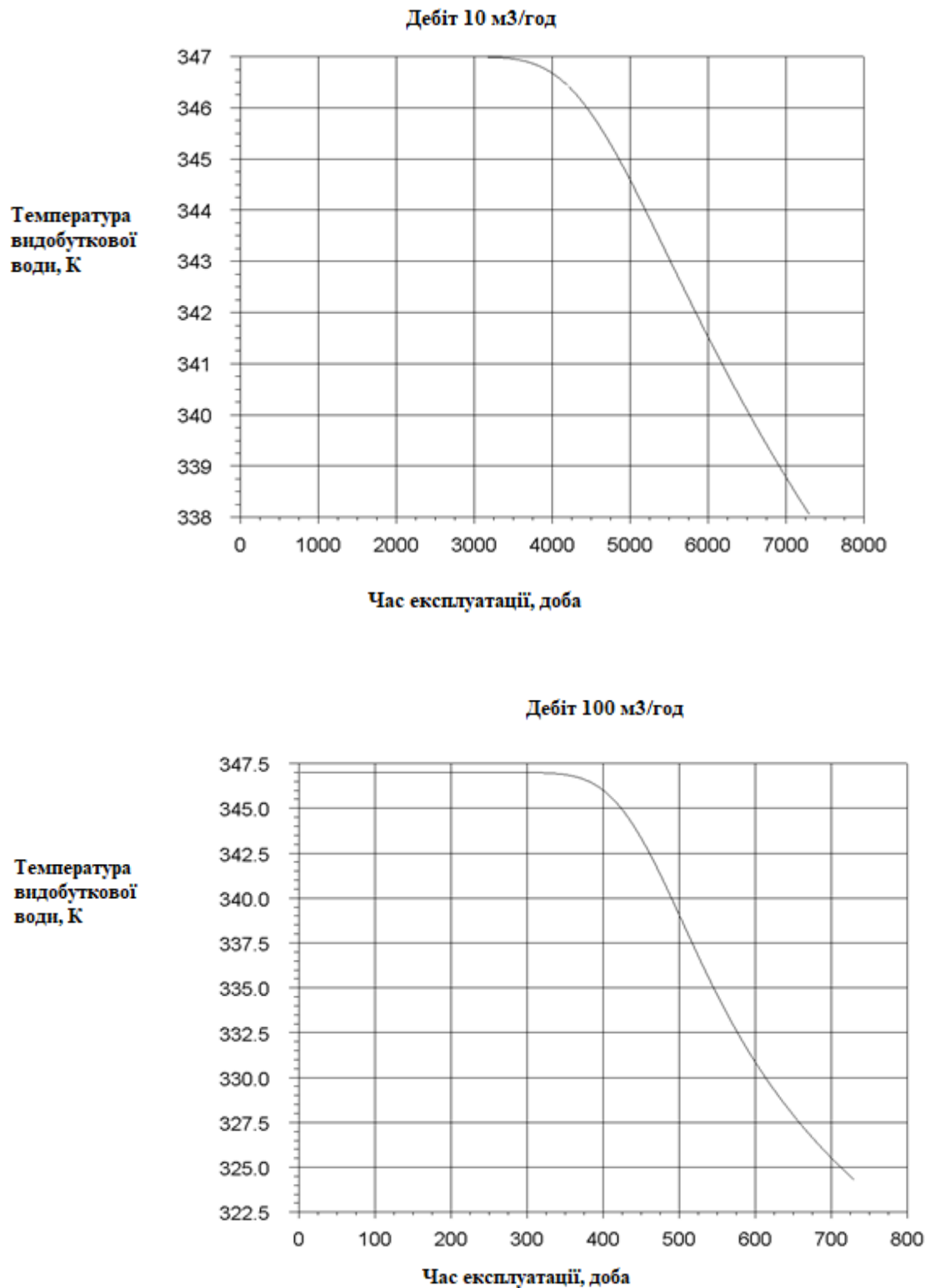


Рис. 2. Зміна температури видобутку від часу експлуатації з різними дебітами

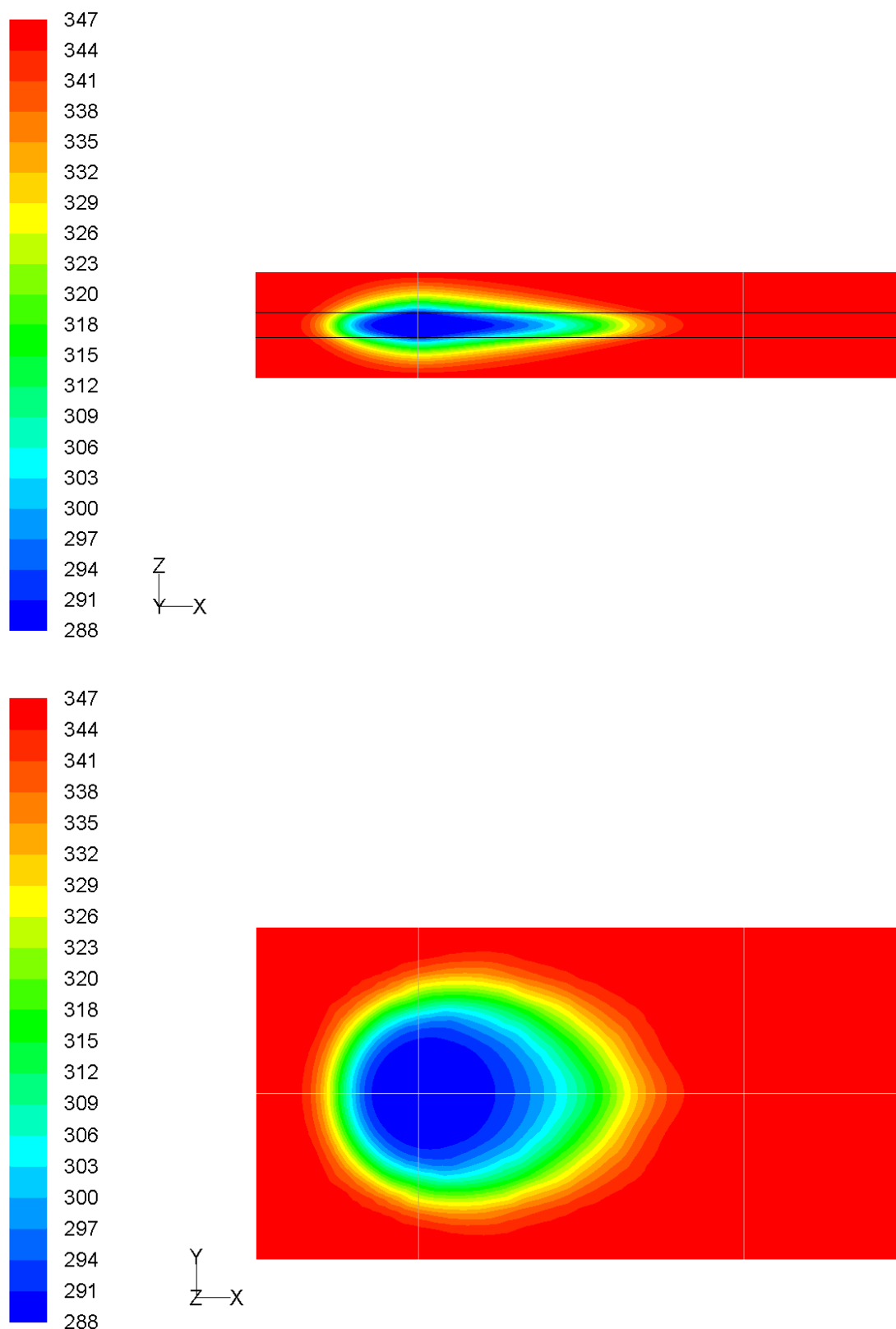


Рис. 3. Розподіл температури в гірському масиві через 10 років експлуатації з дебітом 10 м³/год: а – у вертикальній площині, що проходить через осі свердловин; б – горизонтальній площині, що проходить посередині висоти водоносного шару

Список використаних джерел

1. Shulyupin A. Steam-water flow instability in geothermal wells. *Int. J. of Heat and Mass Transfer*. 2017. Vol. 105. 290-295.
2. Zhang J. et al. (2019). Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells. *Int. J. of Heat and Mass Transfer*. 134. 286-310.
3. Rizaldy, Zarronk S. J. (2016). Pressure drop in large diameter geothermal two-phase pipelines. *Proc. 38 th New Zealand Geothermal Workshop, New Zealand*. URL: <https://researchspace.auckland.ac.nz/handle/2292/32474>.
4. Norbeck J. H. et al. (2018). Field observations at the Fenton Hill enhanced geothermal system test site support mixed-mechanism simulation. *Geothermics*. 74. 135-149.
5. Shulyupin A. (2019). Methods for ensuring of stable operate of steam-water wells. *Georesursy-Georesources*. 21(1). 99-106.
6. General bibliographic reference. *Proc. Stanford Workshops on Geothermal Reservoir Engineering*. Vol. 1-30. 1975-2005. Stanford University, Stanford, CA.
7. Samaniego V. Cinco-Ley F. and H. *Reservoir Engineering Concepts*. Chap. 9 in *Handbook of Geothermal Energy*, Edwards, L. M., G. V. Chilingar, H. H. Rieke III and W. H. Fertl, Eds., Gulf Publishing Company, Houston, TX, 1982.
8. Golan M., Whitson C.H. *Well Performance*. 2nd Ed., Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1991.
9. Ryley D. J. *Analysis of the Flow in the Reservoir-Well System*. Sect. 2.6 in *Sourcebook on the Production of Electricity from Geothermal Energy*, Kestin J., Ed. In Chief, DiPippo R., Khalifa H. E., Ryley D. J., Eds., U.S. Dept. of Energy, DOE/RA/4051-1, U.S. Gov. Printing Office, Washington, DC, 1980.
10. Matthews C. S., Russell D. G. *Pressure Build up and Flow Tests in Wells*. Society of Petroleum Engineers, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, New York, 1967.

Редько Андрій Олександрович, доктор технічних наук, професор кафедри архітектури та інженерних вишукувань, Сумський національний аграрний університет. Тел.: 0504240404. E-mail: andrey.ua-mail@ukr.net. ORCID iD: 0009-0003-2883-5624.

Редько Олександр Федорович, доктор технічних наук, професор кафедри теплогазопостачання та вентиляції, Харківський національний університет міського господарства. Тел.: 0504002262. E-mail: Redko.af@gmail.com. ORCID iD: 0009-0007-9701-3324.

Каграманян Артур Олександрович, кандидат технічних наук, проректор, доцент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту. Тел.: 0577301005. E-mail: kartal2@ukr.net. ORCID iD: 0000-0003-3520-4911.

Батюта Максим Миколайович, аспірант кафедри теплогазопостачання та вентиляції, Харківський національний університет міського господарства. Тел.: 0671744142. E-mail: maxico69@gmail.com. ORCID iD: 0009-0009-5837-6063.

Краснопольський Денис Ігорович, аспірант кафедри теплогазопостачання та вентиляції, Харківський національний університет міського господарства. Тел.: 0953699994. E-mail: den4ik1703@ukr.net. ORCID iD: 0009-0005-8545-5534.

Andriy Redko, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Architecture and Engineering Research, Sumy National Agrarian University. Tel.: 0504240404. E-mail: andrey.ua-mail@ukr.net. ORCID iD: 0009-0003-2883-5624.

Oleksandr Redko, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Heating, Gas Supply and Ventilation, Kharkiv National University of Urban Economy. Tel.: 0504002262. E-mail: Redko.af@gmail.com. ORCID iD: 0009-0007-9701-3324.

Artur Kahramanyan, candidate of technical sciences, associate professor, vice-rector of the Department of Heat Engineering, Heat Engines and Energy Management, Ukrainian State University of Railway Transport.
Tel.: 0577301005. E-mail: kartal2@ukr.net. ORCID iD: 0000-0003-3520-4911.

Maksym Batyuta, postgraduate student of the Department of Heating, Gas Supply and Ventilation, Kharkiv National University of Urban Economy. Tel.: 0671744142. E-mail: maxico69@gmail.com. ORCID iD: 0009-0009-5837-6063.
Krasnopolsky Denis, postgraduate student of the Department of Heating, Gas Supply and Ventilation, Kharkiv National University of Urban Economy. Tel.: 0953699994. E-mail: den4ik1703@ukr.net. ORCID iD: 0009-0005-8545-5534.

Статтю прийнято 04.03.2024 р.