

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ПЕРІОД ВИЛУЧЕННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ

<sup>1</sup>О. Р. Кондрат, <sup>2</sup>О. Р. Шишкін

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422)4-21-95;  
e-mail: oleksandr.kondrat@nung.edu.ua

<sup>2</sup>Філія Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз)  
акціонерного товариства «Укргазвидобування»; 61010, м. Харків, вул. Гімназійна набережна, 20;  
тел. (066)-445-85-39, e-mail: shyshkinoleksandr1@gmail.com

Охарактеризовано основні методи вилучення геотермальної енергії. Враховуючи значну кількість виснажених родовищ природних вуглеводнів, питання повторного використання раніше пробурених свердловин набуває все більш актуального значення. Проаналізовано приклади впровадження технологій вилучення геотермальної енергії на виснажених родовищах природних вуглеводнів. Показано, що основним ризиком та капіталовкладенням при впровадженні технологій вилучення геотермальної енергії є буріння нових свердловин. Практичний досвід реалізації технологій отримання геотермальної енергії показав, що приблизно 25 ГВт-год електроенергії можна виробляти з однієї свердловини встановленою потужністю 500 кВт протягом 10 років. Для оцінки впливу технологічних чинників, а саме, впливу дебіту нагнітання/видобування; відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами; температури води, що нагнітається на період вилучення геотермальної енергії, використано програмні комплекси Petrel та Eclipse. Дослідження проведено з використанням синтетичної моделі водоносного пласта. Проаналізовано результати досліджень впливу досліджуваних параметрів на період вироблення геотермальної енергії, які оцінено шляхом визначення температури води, що видобувається, від досліджуваного параметру. Встановлено, що із збільшенням дебіту нагнітання/видобування період вилучення геотермальної енергії зменшується. Також встановлено, що із збільшенням відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами період вилучення геотермальної енергії збільшується. Збільшення температури води, що нагнітається, забезпечує зростання періоду вилучення геотермальної енергії. Дослідження впливу різних технологічних чинників на ефективність вилучення геотермальної енергії дає можливість оптимізувати процеси, що забезпечують отримання такого виду енергії.

Ключові слова: геотермальна енергія, геотермальна циркуляційна система, видобувні, нагнітальні свердловини.

*The main methods of geothermal energy extraction are characterized. Given the significant number of depleted natural hydrocarbon fields, the issue of reusing previously drilled wells is becoming increasingly relevant. Examples of the implementation of geothermal energy extraction technologies at depleted natural hydrocarbon fields are analyzed. It is shown that the main risk and capital investment in the implementation of geothermal energy extraction technologies is the drilling of new wells. Practical experience in implementing geothermal energy extraction technologies has shown that approximately 25 GWh of electricity can be produced from a single well with an installed capacity of 500 kW over 10 years. To assess the impact of technological factors, namely the influence of injection/production flow rates, the distance between injection and production wells, and the temperature of the injected water on the period of geothermal energy extraction, the software complexes Petrel and Eclipse were used. The research was conducted using a synthetic model of an aquifer. The results of studies on the impact of the investigated parameters on the period of geothermal energy production were analyzed, which were evaluated by determining the temperature of the produced water from the investigated parameter. It was found that with an increase in injection/production flow rates, the period of geothermal energy extraction decreases. It was also found that with an increase in the distance between the injection and production wells, the period of geothermal energy extraction increases. Increasing the temperature of the injected water ensures an increase in the period of geothermal energy extraction. Research on the impact of various technological factors on the efficiency of geothermal energy extraction makes it possible to optimize the processes that ensure the production of this type of energy.*

Keywords: geothermal energy, geothermal circulation system, production wells, injection wells.

### Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Геотермальне тепло традиційно видобувається в місцях, що характеризуються гідрогеологічними аномаліями, але останні досягнення в інженерії дозволили розробити альтернативні підходи, такі як геотермальні циркуляційні системи (ГЦС) та свердловинні теплообмінники [1-3]. Обидві технології дозволяють збирати тепло Землі без будь-яких (або з незначними) обмеженнями щодо місця розташування. Геотермальні системи використовуються для виробництва енергії шляхом підвищення проникності на місці забору тепла з гарячих гірських порід [4]. Зв'язок між видобувними та нагнітальними свердловинами в ГЦС забезпечується різними методами інтенсифікації. На життєздатність проєкту ГЦС найбільше впливають дебіт і температура води, де вищий дебіт і температура підтримують виробництво електроенергії, а нижчі – пряме використання гарячої води, тобто виробництво теплової енергії. Що стосується дебіту флюїду, то збільшення низьких дебітів може бути досягнуто шляхом інтенсифікації видобутку (наприклад, гідравлічного розриву пласта (ГРП), тоді, як підвищення температури можливе лише шляхом буріння глибших свердловин [5]. Свердловинні теплообмінники збирають геотермальну енергію без прямої взаємодії рідини, що тече, з ґрунтом або гірською породою.

На відміну від ГЦС, ефективність свердловинних теплообмінників сильно залежить від конфігурації теплообмінника і теплофізичних властивостей вміщуючих порід [6]. Економічна життєздатність обох технологій, особливо на великих глибинах (>3 км), залежить від новітніх технологій, технологій буріння, технологій розкриття пласта тощо.

Для того, щоб уникнути ризиків, пов'язаних з розвідкою та бурінням, можна використовувати старі та ліквідовані нафтові свердловини. В Європі є тисячі свердловин, і більшість з них знаходяться на нафтових родовищах, де, зазвичай, існуючі свердловини зараз дають набагато більше води, ніж нафти - із середнім співвідношенням води до нафти вище 90%. Глибина залягання нафтових покладів коливається від кількох сотень до кількох тисяч метрів, тому температура рідини на поверхні може сягати 90°C і більше, що дає змогу виробляти електроенергію, тепло або і те, і інше. У більшості випадків воду закачують у поклад для збільшення видобутку через попередньо вже існуючі системи підтримування пластового тиску, які використовувались для заводнення на-

фтових покладів з метою підвищення нафтовилучення з пластів. Отже, теплотворна енергія води витрачається даремно. Це і є точка з'єднання між нафтовидобувною промисловістю та виробництвом геотермальної енергії. Саме можливість використання цих високотемпературних флюїдів для виробництва геотермальної енергії на завершальній стадії життя нафтового родовища і перетворення родовища на геотермальне є новим і цікавим варіантом можливої енергетичної стратегії. Численні дослідження були проведені на зрілих нафтових родовищах, де геотермальний потенціал був доведений шляхом моделювання або фактичної експлуатації [7, 8].

У роботі [9] автори переглянули старі нафтогазові родовища по всьому світу, де тепло геотермальних вод вже було використано або його потенціал був визначений. Для забезпечення рентабельного використання тепла було запропоновано перелік критеріїв, сформованих на основі пластових, геологічних, виробничих та економічних характеристик. Ці критерії стали орієнтиром при оцінці використання геотермальної енергії та протестовані на родовищі Віллафортунна-Трекате в Італії. Результати показали, що приблизно 25 ГВт-год електроенергії можна виробляти з однієї свердловини встановленою потужністю 500 кВт протягом 10 років. Інший випадок переобладнання вуглеводневих свердловин на геотермальні був представлений в роботі [10], де метод використання геотермальної енергії враховував економічні та екологічні рішення для ефективного виробництва електроенергії шляхом розгляду математичних та 3D-моделей видобутку тепла. Результатом моделі стало життєздатне та ефективне виробництво електричної та теплової енергії протягом усього терміну експлуатації родовища. Проведений аналіз чутливості основних параметрів, що контролюють температуру вихідного флюїду, показав, що ліквідовані газові свердловини є придатними джерелами геотермальної енергії. В роботі [11] автори оцінили занедбані нафтові свердловини в Угорщині, які придатні для потенційного застосування геотермальних циркуляційних систем. Всі попередньо проведені дослідження показали, що кожне родовище є унікальним, і є багато різних технологічних чинників, які суттєво впливають на ефективність роботи системи «пласт-свердловина-використання геотермальної енергії». Тому врахування особливостей геолого-технічних параметрів дає можливість оптимізувати параметри роботи такої системи в цілому.

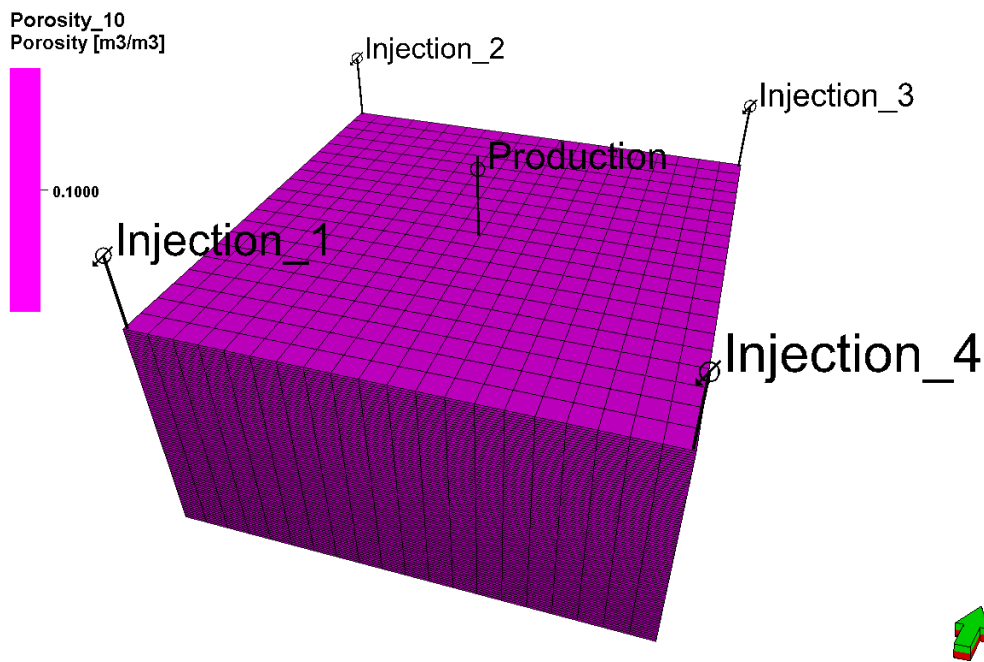


Рисунок 1 – Концептуальна модель пласта з кубом розповсюдження пористості

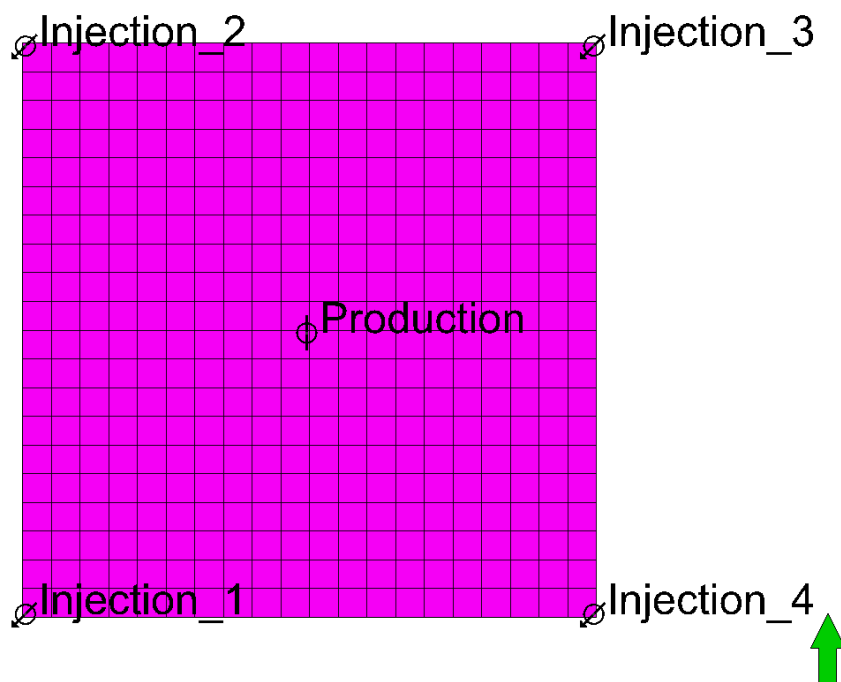


Рисунок 2 – Схема розміщення видобувної та нагнітальних свердловин

#### Методика досліджень і вихідні дані

Для оцінки впливу технологічних чинників, а саме, вплив дебіту нагнітання/видобування, відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами, температури води, що нагнітається, на ефективність вилучення геотермальної енергії використано програмний комплекс Petrel та Eclipse. Дослідження виконано на основі тривимірної моделі водоносного пласта з такими параметрами: товщина пласта – 20 м; розмір пласта – 1000x1000 м; коефіцієнт пористості – 0,1; коефіцієнт проникності –

30 мД; початковий пластовий тиск – 19МПа; пластова температура – 353 К. Кількість видобувних свердловин – 4. Кількість нагнітальних свердловин – 1.

Концептуальна модель пласта з кубом розповсюдження пористості зображена на рисунку 1.

Дослідження проведено шляхом моделювання геотермальної циркуляційної системи (ГЦС). Схема розміщення видобувної та нагнітальних свердловини зображена на рисунку 2.

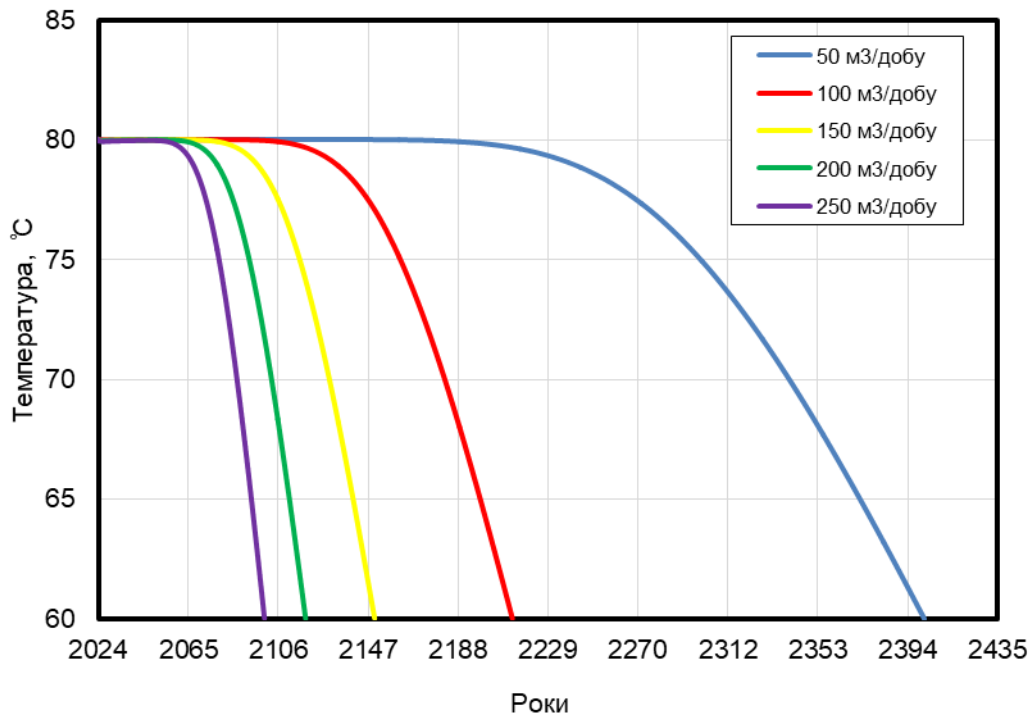


Рисунок 3 – Графік залежності температури води, що видобувається, від дебіту нагнітання/видобування

Дослідження проведено для: різних значень дебітів нагнітання/видобування (50; 100; 150; 200 та 250 м<sup>3</sup>/добу); різних відстаней між нагнітальною та видобувними свердловинами (300; 400; 500; 600 та 700 м); різних температур води, що нагнітається (0; 5; 10; 15 та 20 °C). Результати досліджень зображені у вигляді графічних залежностей температури води, що видобувається, від досліджуваних параметрів.

В рамках даного дослідження вилучення геотермальної енергії обмежено на рівні 60 °C, тобто процес вилучення геотермальної енергії вважається ефективним та відбувається, доки видобувна свердловина вилучає робочий агент (воду) з мінімальною температурою на рівні 60 °C або вище.

#### Вплив дебіту нагнітання/видобування на період вилучення геотермальної енергії

На рисунку 3 зображено графік залежності температури води, що видобувається, від дебіту нагнітання/видобування.

Залежності рисунку 3 показують періоди стабільного вилучення геотермальної енергії, які становлять від 76 років у варіанті з нагнітанням/видобуванням 250 м<sup>3</sup>/добу до 375 років у варіанті з нагнітанням/видобуванням 50 м<sup>3</sup>/добу.

#### Вплив відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами на період вилучення геотермальної енергії

На рисунку 4 зображено графік залежності температури води, що видобувається, від відстаней між нагнітальною та видобувними свердловинами.

Залежності рисунку 4 показують періоди стабільного вилучення геотермальної енергії, які становлять від 40 років у варіанті відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами, яка становить 300 м до 125 років у варіанті з відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами, яка становить 700 м.

#### Вплив температури води, що нагнітається, на період вилучення геотермальної енергії

На рисунку 5 зображено графік залежності температури води, що видобувається, від температури води, що нагнітається.

Залежності рисунку 5 показують періоди стабільного вилучення геотермальної енергії, які становлять від 122 років у варіанті з нагнітанням води температурою 0 °C до 126 років у варіанті з нагнітанням води температурою 20 °C.

Аналіз результатів виконаних досліджень показують відносно зростання періоду стабільного вилучення геотермальної енергії при: зменшенні дебіту нагнітання/видобування; збільшенні відстані між нагнітальною і видобувни-

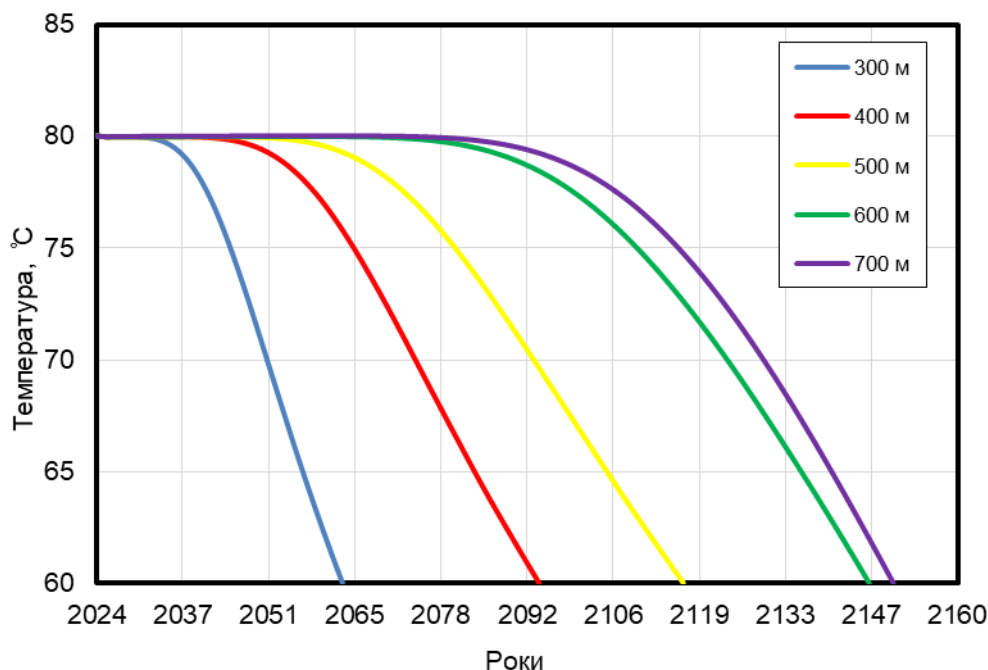


Рисунок 4 – Графік залежності температури води, що видобувається, від відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами

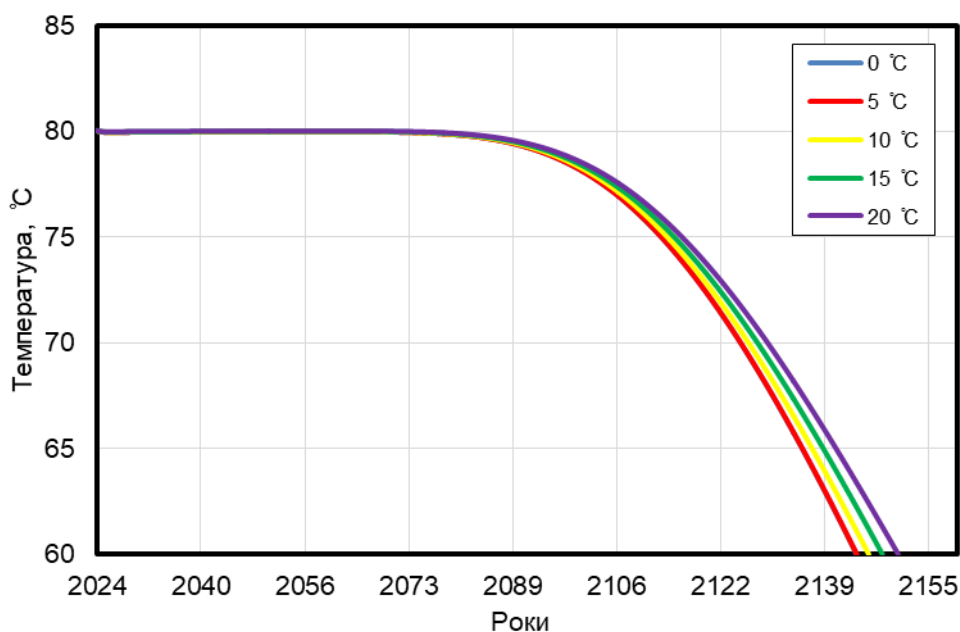


Рисунок 5 – Графік залежності температури води, що видобувається, від температури води, що нагнітається

ми свердловинами; збільшенні температури води, що нагнітається у пласт.

Базуючись на результатах проведених досліджень, можна стверджувати, що:

1. Варіант із нагнітанням/видобуванням, що становить 50 м<sup>3</sup>/добу, забезпечує період стабільного вилучення геотермальної енергії, який є у 4,93 рази більшим порівняно з варіантом із нагнітанням/видобуванням 250 м<sup>3</sup>/добу.

2. Варіант із відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами 700 м забезпе-

чує період стабільного вилучення геотермальної енергії, який є у 3,13 рази більшим порівняно з варіантом із відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами 300 м.

3. Варіант з температурою води, яка нагнітається, що становить 20 °С, забезпечує період стабільного вилучення геотермальної енергії, який є у 1,03 рази більшим порівняно з варіантом, де температура води, що нагнітається, становить 0 °С.

**Висновки**

Досліджено вплив дебіту нагнітання/видобування води, відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами та температури води, що нагнітається, на період вилучення геотермальної енергії.

Результати виконаних досліджень свідчать, що період стабільного вилучення геотермальної енергії: у 4,93 рази більший у варіанті нагнітання/видобування, що становить 50 м<sup>3</sup>/добу, ніж при 250 м<sup>3</sup>/добу; у 3,13 рази більше у варіанті з відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами 700 м, ніж при 300 м; у 1,03 рази більше у варіанті з температурою води, що нагнітається, що становить 20 °С, ніж при 0 °С.

Загалом тривалість отримання геотермальної енергії є можливим і ефективним, на що вказують, як результати світового досвіду, так і результати наведені в даних дослідженнях. Однак, для реалізації таких технологій на теренах України необхідно вивчити додатково правові аспекти організації підприємств з надання послуг з теплової чи електричної енергії, отриманої з геотермальної енергії, провести оцінку техніко-економічної ефективності отримання такого виду енергії для кожного конкретного випадку.

**Література / References**

1. Caulk R.A., Tomac I. Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renew. Energy*. 2017, Vol. 112, P. 388–397.
2. Alimonti C., Soldo E. Study of geothermal power generation from a very deep well with a wellbore heat exchanger. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, Vol. 86, P. 292–301.
3. Alimonti C., Falcone G., Liu X. Potential for Harnessing the Heat from a Mature High-Pressure-High-Temperature Oil Field in Italy Case Study: The Villafortuna — Trecate Oil Field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands, 27–29 October 2014.
4. Abuaiasha M. S. Enhanced Geothermal Systems: Permeability Enhancement through Hydraulic Fracturing in a Poro-Thermoelastic Framework. Grenoble, France, University of Grenoble, 2014.
5. Karvounis D. C. Simulations of enhanced geothermal systems with an adaptive hierarchical fracture representation. Ph.D. Thesis, ETH Zurich, Zürich, Switzerland, 2013.
6. Le Lous M., Larroque F., Dupuy A., Moignard A. Thermal performance of a deep borehole heat exchanger: Insights from a synthetic coupled heat and flow model. *Geothermics*. 2015, Vol. 57, P. 157–172.
7. Kurnia J. C., Shatri M. S., Putra Z. A., Zaini J., Caesarendra W., Sasmito A.P. Geothermal energy extraction using abandoned oil and gas wells: Techno-economic and policy review. *Int. J. Energy Res.* 2021.
8. Ziabakhsh-Ganji Z., Nick H. M., Bruhn D. F. Investigation of the synergy potential of oil and geothermal energy from a fluvial oil reservoir. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, Vol. 181, P. 106–195.
9. Liu X., Falcone G., Alimonti C. A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy. *Energy*. 2018, Vol. 142, P. 346–355.
10. Mehmood A., Yao J., Fan D., Bongole K., Liu J., Zhang X. Potential for heat production by retrofitting abandoned gas wells into geothermal wells. *PLoS ONE*. 2019, Vol. 14, e0220128.
11. Toth A. N., Szucs P., Pap J., Nyikos A., Fenerty D. K. Converting Abandoned Hungarian Oil and Gas wells into Geothermal Sources. *43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, CA, USA, 12–14 February 2018.