

ДВОСТАДІЙНЕ ВИДОБУВАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ РЕСУРСІВ У ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ УКРАЇНИ

Отримано 13 жов. 2023 р.; рекомендовано до публікації 20 груд. 2023 р.
Доступно онлайн 30 груд. 2023 р.

Ю. П. Морозов¹, О. В. Бачеріков²

Автор для кореспонденції: Юрій Морозов,
e-mail: geotherm@ukr.net

¹ д-р техн. наук.
<https://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

² канд. техн. наук.
<https://orcid.org/0000-0001-7085-7796>

^{1, 2} Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ, Україна

Проведено аналіз енерговитрат на повернення відпрацьованого теплоносія в надра при видобутку тепла за допомогою геотермальної циркуляційної системи (ГЦС). Для оцінки енерговитрат використано фактичні дані повернення супутніх пластових вод у нафтовидобувній промисловості. Показано, що розділення видобутку теплоносія на дві стадії з початковим етапом закачування відпрацьованого теплоносія у вище розташований поглинаючий горизонт значно скорочує енерговитрати під час експлуатації ГЦС.

На другій стадії роботи ГЦС при поверненні відпрацьованого теплоносія в продуктивний пласт теплової продуктивності системи залежить від відстані між нагнітальними й видобувними свердловинами. Для вирішення цієї задачі встановлено залежності між тепловою продуктивністю ГЦС і тривалістю її роботи від відстані й часу фільтрації теплоносія між нагнітальними і видобувними свердловинами. При заданому дебіті теплоносія, тепловій і фільтраційній характеристиці продуктивного пласта, тривалості роботи ГЦС у визначеному температурному режимі отримано рівняння, що дають змогу розраховувати мінімально допустиму відстань між свердловинами геотермального родовища.

Ключові слова: геотермальна циркуляційна система, видобувні й нагнітальні свердловини, відпрацьований теплоносій, енерговитрати, двостадійне видобування, поглинальний горизонт, дебіт теплоносія, теплова продуктивність, температурний режим, геотермальне родовище.

TWO-STAGE EXTRACTION OF GEOTHERMAL RESOURCES IN HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF UKRAINE

Received Nov. 13. 2023; accepted Dec. 20. 2023
Available online Dec. 30. 2023

Yu. Morozov¹, O. Bacherikov²

Author for correspondence: Yurii Morozov,
e-mail: geotherm@ukr.net

¹ Doc. of Tech. Sciences.
<https://orcid.org/0000-0002-0497-7439>

² Cand. of Tech. Sciences.
<https://orcid.org/0000-0001-7085-7796>

¹ Institute of Renewable Energy NAS Ukraine, Kyiv, Ukraine

An analysis of energy consumption was carried out for the return of processed heat transfer to the heat exchanger using an additional geothermal circulation system (GCS). To estimate energy consumption, factual data on the rotation of adjacent formation waters in the oil industry are used. It has been shown that dividing the heat transfer fluid into two stages with the initial stage of pumping the recovered heat transfer into the sedimentary clay horizon significantly reduces energy consumption during the operation of the GCS.

At the second stage of GCS operation, when the spent coolant is returned to the productive formation, the thermal power of the system depends on the distance between the injection and production wells. To solve this problem, a relationship has been established between the thermal performance of the GCS and the duration of its operation

on the distance and time of coolant filtration between injection and production wells. For a given coolant flow rate, thermal and filtration characteristics of the productive formation, and the duration of operation of the GCS in a certain temperature regime, an equation was obtained that allows one to calculate the minimum permissible distance between wells of a geothermal field.

Key words: *geothermal circulation system, production and injection wells, waste coolant, energy consumption, two-stage production, absorption horizon, coolant flow rate, thermal productivity, temperature regime, geothermal field.*

Вступ. Геотермальні циркуляційні системи (ГЦС) є основним напрямом добування теплоти Землі. Як показав досвід роботи кримських ГЦС, однією з головних проблем під час їх експлуатації є зворотне закачування відпрацьованих, тобто охолоджених, термальних вод. При цьому важливим є не тільки можливість забезпечити закачування води, але і величина тиску, необхідного для здійснення закачування, яка разом з дебітом повністю визначає енергетичні витрати на роботу ГЦС. Досвід роботи ГЦС показав, що величина тиску нагнітальної свердловини зростає протягом експлуатації ГЦС, додатково збільшуючи енергетичні витрати [1].

Технологія повернення відпрацьованих термальних вод в надра є важливою складовою геотермальних проектів і від величини енерговитрат на цей процес залежить рентабельність отримання гідротермального тепла.

Для вибору оптимального рішення питання повернення відпрацьованих термальних вод (ВТВ) доцільно використовувати численні дослідження й практичний досвід захоронення супутніх пластових вод (СПВ) при розробці нафтогазових родовищ [2, 3].

Досвід

Зокрема, досвід розробки нафтогазових родовищ показує, що для охорони довкілля найбезпечнішим і економічно найдоцільнішим є спосіб повернення СПВ у підземні горизонти.

На початковій стадії розробки родовищ весь об'єм СПВ повертають у вище розташовані високопроникні водоносні горизонти. Якщо в процесі розробки родовища відбулось суттєве падіння пластового тиску переходять до другої стадії, на якій разом з поверненням СПВ у поглинаючий водоносний горизонт частину об'єму СПВ закачують через нагнітальні свердловини назад у продуктивний горизонт з метою підтримки пластового тиску (ППТ). У гідрогеологічних умовах України видобуток геотермальних ресурсів з використанням циркуляційної системи в більшості випадків також може бути реалізований тільки з підтримкою пластового тиску.

Як СПВ, так і термальні води залягають у глибоких проникних горизонтах, мають подібний хімічний склад і перебувають в аналогічних термобаричних умовах. Тому технологія повернення СПВ у надра може бути прийнята за основу і для повернення ВТВ у геотермальній циркуляційній системі.

У технології повернення як СПВ, так і ВТВ першочергове значення має вибір вище розташованого приймального пласта.

Гідрогеологічне обґрунтування

У центральній частині України в межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) відомі такі водоносні комплекси: кайнозойський, крейдовий, юрський, тріасовий, кам'яновугільний [2, 3]. З них найбільше відповідає гідрогеологічним і гідродинамічним вимогам збереження довкілля при поверненні СПВ у надра водоносний комплекс тріасу.

Тріасовий водоносний комплекс не має тектонічних порушень і літологічно представлений різнозернистими пісковиками. Пластові води мають хлоридно-натрієвий та хлоридно-кальцієво-натрієвий склад з мінералізацією від 55 до 140 г/дм³ і не використовуються в народному господарстві.

Водоносний горизонт тріасу відповідає головній вимозі до поглинальних пластів: він надійно ізолюваний у покрівлі й підшві потужними товщами глин регіонального простягання в тріасових та пермських відкладах, що зумовлює дуже повільний водообмін і виключає його зв'язок з іншими водоносними горизонтами в цьому регіоні.

Тріасовий водоносний горизонт добре витриманий за товщиною, характеризується високими ємнісними й фільтраційними властивостями. Товщина в межах ДДЗ становить до 350 м, пористість досягає 30 %, а середня проникність змінюється від 300–600 до 1479–3141 мД. Це забезпечує високу поглинальну здатність водоносного горизонту й можливість прийому намічених об'ємів СПВ [2].

Важливим питанням є сумісність СПВ з водою тріасового горизонту. Основне ускладнення при змішуванні СПВ з пластовою водою може викликати утворення і випадання в осад гіпсу, карбонатів кальцію та магнію. Ці реакції відбуваються тільки в лужному середовищі. Досвід повернення СПВ у нафтогазовій галузі показує, що підтримка кислого середовища під час підготовки СПВ для повернення в надра запобігає коагуляції привибійної зони поглинального пласта і забезпечує тривалий термін роботи нагнітальних свердловин без помітного зниження їх приймальності [3].

Таким чином, на основі досліджень та багатолітнього промислового досвіду тріасовий водоносний горизонт

районований як поглинальний для повернення СПВ у надра в межах ДДЗ. А проведений вище аналіз дозволяє рекомендувати водоносні горизонти тріасу для зворотного закачування ВТВ ГЦС.

Зворотне повернення частини СПВ у продуктивний горизонт для підтримки пластового тиску на другій стадії розробки родовища не вимагає складних рішень, але витрати на цей процес значно вищі, ніж на повернення в поглинальний водоносний горизонт тріасу. Цей фактор є визначальним при переході на другу стадію роботи ГЦС.

Перша стадія

Оцінку енергетичних витрат на реалізацію цих процесів зроблено на основі фактичних даних повернення СПВ у надра на Малодівицькому нафтовому родовищі в 2017–2018 роках. У роботі [2] наведено дані повернення СПВ на другій стадії розробки родовища в поглинальний водоносний горизонт тріасу (T_n) та в продуктивні горизонти (С-8-9, Б-12) для підтримки пластового тиску. При цьому річний обсяг повернення СПВ у продуктивні горизонти через нагнітальні свердловини N9 і N14 становив 35 770 м³, а у водоносний горизонт тріасу через нагнітальні свердловини N25, 36, 41 за аналогічний період досягнув 222 285 м³.

Результати аналізу параметрів нагнітання СПВ в надра на Малодівицькому нафтовому родовищі наведено в таблиці. При цьому, виходячи з наявних даних [2], коефіцієнт приймальності свердловин визначали за формулою:

$$K_n = Q_n / P_r.$$

Показники енергетичних витрат на повернення СПВ у надра (на прикладі Малодівицького нафтового родовища) наведено в таблиці.

Як видно з таблиці, коефіцієнт приймальності водоносного горизонту тріасу приблизно в 2–10 разів вищий, ніж при нагнітанні в продуктивні горизонти для ППТ. Таке співвідношення можна враховувати і для гідротермальних родовищ ДДЗ з аналогічними геологічними умовами.

У нафтогазовій промисловості система ППТ використовується як основний метод підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення. При видобутку геотермальних ресурсів такої задачі немає. Тому початок і обсяги закачування відпрацьованого теплоносія в продуктивний горизонт визначаються співвідношенням вартості закачування відпрацьованого теплоносія в надра і вартості отриманого від цього додаткового тепла. Цю залежність можна виразити формулою:

$$C_{ВТВ} \cdot V_{ВТВ} < C_T \cdot DV_{ТВ} \cdot C_{ТВ} \cdot (T_n - T_k),$$

де $C_{ВТВ}$ – вартість повернення 1м³ ВТВ у продуктивний горизонт;

$V_{ВТВ}$ – об'єм повернення ВТВ у продуктивний горизонт;

C_T – вартість одиниці тепла;

$DV_{ТВ}$ – об'єм додатково видобутих термальних вод;

$C_{ТВ}$ – теплоємність термальної води;

T_n і T_k – початкова і кінцева температура термальної води.

Отримані результати рекомендовано використовувати при виборі горизонтів і співвідношення об'ємів повернення ВТВ при двостадійному видобуванні геотермальних ресурсів на основі циркуляційної системи.

На другій стадії, коли пластовий тиск знижується, що визначається конкретними гідрогеологічними умовами роботи ГЦС, повернення відпрацьованого теплоносія відбувається в продуктивний пласт. Тоді актуальною є відстань між нагнітальною і видобувною свердловинами.

Видобування глибинної теплоти Землі за допомогою ГЦС відбувається шляхом теплообміну геотермального теплоносія з підземним проникним шаром і гірським масивом, що його оточує.

ГЦС складається з видобувної свердловини, проміжного теплообмінника, нагнітальної свердловини й підземного проникного шару. Геотермальний теплоносій (термальна вода) під дією пластової енергії або шляхом примусового відкачування (наприклад, шляхом застосування занурюваного насоса, газліфту або гідроліфту) надходить до проміжного теплообмінника, де віддає теплоту сітвовій воді, яка направляється до теплоспоживача. Охолоджена

Таблиця. Показники енергетичних витрат на повернення СПВ у надра

Table. Indicators of energy costs for turning SPV into subsoil

Мета повернення СПВ у надра	Індекс горизонту нагнітання СПВ	Номери нагнітальних свердловин	Показники нагнітання		
			Тиск на гирлі свердловини (P_r), МПа	Приймальність свердловини (Q_n), м ³ /добу	Коефіцієнт приймальності (K_n), м ³ /добу/МПа
1	2	3	4	5	6
Підтримка пластового тиску	С-8+9	9	10	42	4,2
	Б-12	14	10	56	5,6
Утилізація (у водоносний горизонт тріасу)	T_n	25	5	51	10,2
		36	5	291	58,2
		41	5	267	53,4

термальна вода з теплообмінника за допомогою нагнітального насоса закачується через нагнітальну свердловину в підземний проникний пласт.

Отже, рух геотермального теплоносія утворює замкнений циркуляційний контур. Втрати термальної води визначаються тільки незначними витоками, яких можливо повністю уникнути.

Основними технологічними показниками ГЦС є температура геотермального теплоносія і його витрати, відстань між нагнітальними і видобувними свердловинами, а також тиск нагнітання відпрацьованого теплоносія.

Відстань між нагнітальною і видобувною свердловинами ГЦС повинна забезпечити задану теплову продуктивність при необхідному терміні її експлуатації.

Отже, задача ставиться в такий спосіб: задано дебіт теплоносія, теплові й фільтраційні характеристики пласта, тривалість роботи ГЦС у визначеному температурному режимі. Необхідно визначити відстань між нагнітальною і підіймальною свердловинами ГЦС при заданій схемі розміщення свердловин.

У разі визначення відстані між нагнітальною і підіймальною свердловинами при заданому дебіті теплоносія до моменту початку зниження температури на вході в підіймальну свердловину можна розглядати гідродинамічну й теплову задачі окремо, оскільки в цьому разі нас цікавить тільки швидкість фільтрації за найкоротшою відстанню між свердловинами.

Теплові зміни в'язкості й густини води, коефіцієнтів проникності й пористості в основному впливають на зміни тиску в пласті і практично не впливають на його швидкість руху за найкоротшою відстанню між свердловинами при постійних витратах теплоносія.

Найпростішою моделлю теплообміну є миттєвий теплообмін між частками порід, що утворюють скелет пласта. Якщо не враховувати теплоприток від гірського масиву, що оточує пласт, то час пересування температурного фронту (τ_f) можна записати так [5]:

$$\tau_f = \left(1 + \frac{C_4(1-m)}{C_T \cdot m} \right) \cdot \tau_k, \quad (1)$$

де C_4 – об'ємна теплоємність часток, що утворюють проникний скелет підземного пласта, Дж/м³·К;

C_T – об'ємна теплоємність геотермального теплоносія, Дж/м³·К;

m – коефіцієнт пористості скелета пласта;

τ_k – час руху рідини між нагнітальною і підіймальною свердловинами, год.

Час початку зниження температури рідини на вході в підіймальну свердловину визначається найкоротшою (центральною) стрічкою току, або ж часткою рідини, яка рухається за найкоротшою відстанню між свердловинами.

Детальний розгляд відстані між нагнітальною та видобувною свердловинами ГЦС розглянуто в [6].

Наведемо основні положення, які визначають відстань між свердловинами зазначеними вище.

Еквіпотенціальні лінії (ізобари) в разі спільної дії однієї експлуатаційної та однієї нагнітальної рівнодебітних свердловин у необмеженому пласті являють собою кола, центри яких розташовані на прямій, що проходить через центри свердловин. Серед кіл є одне, що має безкінечно великий радіус – пряма, яка розділяє відстань між свердловинами і всю площину току навпіл. Половина всіх кіл кінцевого радіуса R лежить з одного боку від цієї прямої, інші кола – з іншого боку.

Лінії току являють собою кола, що проходять через центри обох свердловин. Центри всіх цих кіл розташовані на прямій – еквіпотенціальній лінії, що розділяє відстань між свердловинами навпіл (рис. 1). Кола – лінії току ортогональні колам – еквіпотенціальним лініям.

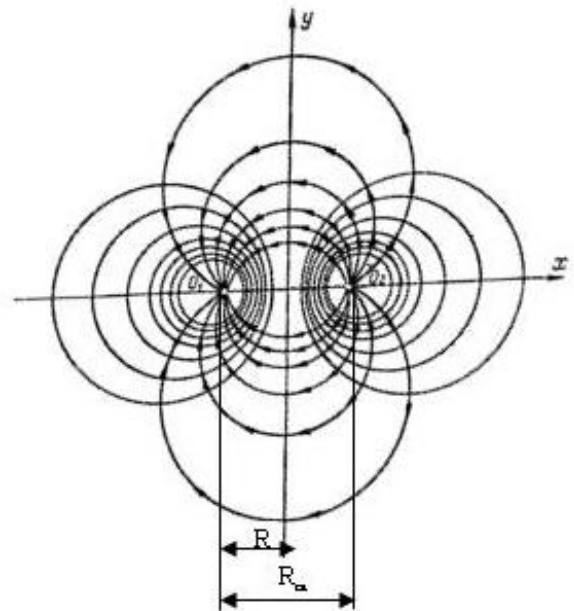


Рис. 1. Фільтраційне поле джерела і стока

Fig. 1. Source and drain filtration field

Час проходження τ_k часткою відстані $O_1O_2 = 2R$ у разі моделювання свердловин точковим джерелом і стоком визначається [7]:

$$\tau_k = \frac{4}{3} \cdot \frac{\pi \cdot H \cdot m \cdot R^2}{G}, \quad (2)$$

де R – половина відстані між нагнітальною і підіймальною свердловинами, м;

G – об'ємні витрати геотермального теплоносія, м³/год.

Враховуючи, що відстань між свердловинами $R_{cb} = 2R$, і позначивши f коефіцієнт неоднорідності пласта на підставі залежності (1), отримаємо:

$$R_{cv} = \sqrt{\frac{3G \cdot f \cdot \tau_r}{\pi \cdot H_m \left(1 + \frac{C_q(1-m)}{C_p \cdot m}\right)}} \quad (3)$$

Коефіцієнт неоднорідності продуктивного пласта за його товщиною враховує, що час початку зниження температури визначається максимальною швидкістю руху геотермального теплоносія, якщо пласт неоднорідний за фільтраційними показниками за товщею пласта, або експлуатується декілька пластів або пропластків.

Значення коефіцієнта фільтраційної неоднорідності пласта визначається на основі відомої формули Дюпюї [6]:

$$q = \frac{2\pi \cdot K \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (4)$$

де q – об'ємні витрати теплоносія, $\text{м}^3/\text{с}$;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

K – коефіцієнт проникності пласта, м^2 ;

P_k – тиск на контурі дії тиску, Па ;

P_c – тиск у свердловині, Па ;

r_c – радіус свердловини, м ;

r_k – радіус контуру дії тиску, м .

Виходячи з формули Дюпюї, співвідношення мінімальних і максимальних витрат пропластків геотермального теплоносія, що визначає величину неоднорідності фільтраційних показників продуктивного пласта, виражається залежністю:

$$f = \frac{q_{\min}}{q_{\max}} = \frac{K_{\min} \cdot h_{\min}}{K_{\max} \cdot h_{\max}}, \quad (5)$$

де $K_{\min}$, $K_{\max}$ – відповідно мінімальний і максимальний коефіцієнт проникності;

$h_{\min}$, $h_{\max}$ – товщина проникного пласта, що відповідає мініальному і максимальному значенню коефіцієнта проникності.

Моделювання свердловин у вигляді джерел і стоків припускає взаємодію між ними. Однак для більшості відомих геотермальних циркуляційних систем взаємодію між свердловинами не виявлено. Отже, дію кожної зі свердловин можна розглядати незалежно одна від одної. На рис. 2 показано принципову схему моделювання руху геотермального теплоносія. Час початку зниження температури геотермального теплоносія визначається часом руху часток рідини за найкоротшою відстанню.

Установимо формулу для визначення відстані між нагнітальною та експлуатаційною свердловинами, приймаючи рух рідини пласкорадіальним. Швидкість руху рідини (ω) при цьому можна обчислити так:

$$\omega = \frac{\partial R}{\partial \tau} \quad \text{або} \quad \omega = \frac{G}{2\pi \cdot R \cdot H \cdot m}. \quad (6)$$

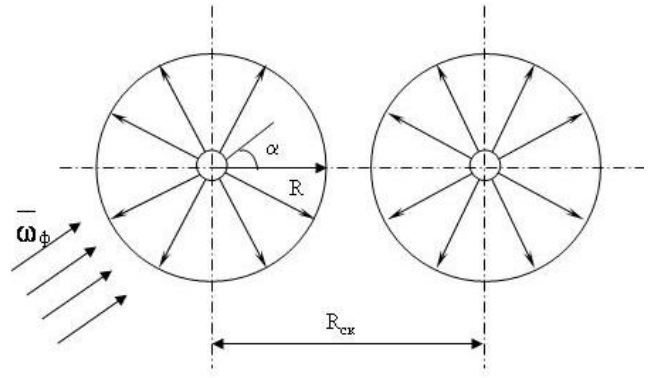


Рис. 2. Розрахункова схема визначення відстані між свердловинами ГЦС:

ω_ϕ – швидкість дієвої підземної фільтрації; α – кут нахилу напрямку природної підземної фільтрації відносно найкоротшої лінії потоку ГЦС

Fig. 2. Calculation scheme for determining the distance between GCS wells:

ω_ϕ – rate of effective underground filtration; α – angle of inclination of the direction of natural underground filtration relative to the shortest flow line of the GCS

Прирівнюючи ці рівняння і розділяючи підставні, можемо записати:

$$2\pi \cdot H \cdot m \int_{R_0}^{R_g} r dr = G \int_{\tau_0}^{\tau_1} d\tau. \quad (7)$$

Після елементарних перетворень маємо:

$$R_{cv} = 2 \sqrt{\frac{G \cdot f \cdot (\tau_1 - \tau_2)_m}{\pi \cdot H \cdot m \left(1 + \frac{C_q(1-m)}{C_{жс} \cdot m}\right)}}. \quad (8)$$

Де τ_1 – заданий час просування температурного фронту другої стадії видобування геотермальних ресурсів у гідрогеологічних умовах України,

τ_2 – час просування температурного фронту першої стадії видобування геотермальних ресурсів у гідрогеологічних умовах України.

Порівняння трьох варіантів визначення відстані між свердловинами показує, що найбільша відстань за інших рівних умов визначається залежністю, яка витікає з розрахунку відстані у схемі незалежної роботи нагнітальної та видобувної свердловин.

Співвідношення між розглянутими варіантами з визначення R_c за залежностями (3), (8) становить відповідно 1:0,98:1,13.

Відстань між нагнітальними й підймальними свердловинами має гарантувати заданий час роботи в певному тепловому режимі, тому слід враховувати найгірші припустимі умови роботи ГЦС з погляду нерівномірності руху геотермального теплоносія вздовж товщі пласта і в плані, а також найбільшу швидкість руху теплоносія за найкорот-

шою відстанню між свердловинами. На основі викладеного для розрахунку відстані між нагнітальною і підіймальною свердловинами рекомендовано залежність (8).

Якщо в підземних проникних шарах ГЦС встановлено природний рух термальної води (рис. 2), визначено напрямок цього руху і величину швидкості, то формулу для визначення відстані між нагнітальною і підіймальною свердловинами можна записати так:

$$R_{св} = 2 \sqrt{\frac{G \cdot f \cdot (\tau_1 - \tau_2)}{\pi \cdot H \cdot m \left(1 + \frac{C_{\text{ж}}(1-m)}{C_{\text{жс}} \cdot m}\right)}} + \bar{\omega} \cdot \cos \alpha \cdot \tau_{\text{т}}, \quad (9)$$

де $\bar{\omega}$ – швидкість природної підземної фільтрації підземних вод;

α – кут, що характеризує напрямок руху фільтрації підземних вод відносно осі, що з'єднує нагнітальну і підіймальну свердловини.

Отже, пропонується експлуатація геотермального родовища в дві стадії.

На першій стадії відбувається експлуатація геотермального родовища на вилив геотермального теплоносія з його закачуванням у верхні проникні горизонти до пониження пластового тиску в продуктивному пласті, достатнього для закачування відпрацьованого геотермального теплоносія в нагнітальну свердловину.

Друга стадія експлуатації проводиться в режимі ГЦС, де відстань між видобувною та нагнітальною свердловинами розраховується за формулою (9).

Для стимулювання дебіту видобувної свердловини можна крім зануреного насоса, який нестабільно працює при високій температурі термальної води, запропонувати газліфт або гідроліфт [8].

Висновки

Практика закачування термальних вод у верхні пласти в гідрогеологічних умовах України показує можливість і доцільність цього технологічного способу.

Гідрогеологічні й технічні умови дозволяють застосовувати двостадійну експлуатацію геотермального родовища.

Розділення видобутку теплової енергії за допомогою геотермальної циркуляційної системи на дві стадії з початковим етапом закачування відпрацьованого теплоносія у розташований вище поглинальний пласт значно скорочує енергозатрати на повернення відпрацьованого теплоносія в надра.

ПОСИЛАННЯ

1. Видобування геотермальної енергії: монографія / Ю. П. Морозов. Київ: ІВЕ. 2022. 245 с.
2. Звіт з оцінки впливу на довкілля планової діяльності з видобування корисних копалин НГВУ «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта» на Малодівицькому родовищі. Київ. 2018 р. 171 с.
3. Звіт з оцінки впливу на довкілля планової діяльності з видобування вуглеводнів (нафта, газ природний,

газ, розчинений у нафті, конденсат, супутні компоненти – корисні копалини загальнодержавного значення) Кузьмичівсько-Недільного родовища, розташованого на території Харківської області, Богодухівський район, АТ «Укргазвидобування» Код ЄДРПОУ 30019775. Київ. 2021 р. 121 с.

4. Меламед В. Г. О решении задачи Стефана путем сведения к системе обыкновенных дифференциальных уравнений / В. Г. Меламед. ДАН СССР. 1957. Т. 116. № 4. С. 138–145.
5. Морозов Ю. П. Про розвиток геотермальної енергетики в Україні / Ю. П. Морозов. Відновлювана енергетика. 2007. № 3. С. 65–76.
6. Атрошенко П. П. О теплофизических свойствах горных пород с естественной влажностью в интервале температур 20–100°C / П. П. Атрошенко, Ю. Г. Богомолов, М. Д. Пархомов. Докл. АН БССР. 1976. Т. 20. № 5. С. 452–453.
7. Пыхачев Г. Б. Подземная гидравлика / Г. Б. Пыхачев, Р. Г. Исаев. М.: Недра. 1973. 353 с.
8. Морозов Ю. П. Підвищення дебіту геотермальних свердловин «геогідроліфт» / Ю. П. Морозов. Відновлювана енергетика. 2022. № 3. С. 88–92. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).88-92](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).88-92).

REFERENCES

1. Vydobuvannya heotermal'noyi enerhiyi: monohrafiya / Yu. P. Morozov. Kyiv: IVE. 2022. 245 s.
2. Zvit z otsinky vplyvu na dovkillya planovoyi diyal'nosti z vydobuvannya korysnykh kopalyn NHVU «Chernihiv-naftogaz» PAT «Ukrnafta» na Malodivits'komu rodovyschi. Kyiv. 2018 r. 171 s.
3. Zvit z otsinky vplyvu na dovkillya planovoyi diyal'nosti z vydobuvannya vuhlevodniv (nafta, haz pryrodnyy, haz, rozchynenyy u nafti, kondensat, suputni komponenty – korysni kopalyny zahal'noderzhavnoho znachennya) Kuz'mychivs'ko-Nedil'noho rodovyscha, roztashovano na terytoriyi Kharkivs'koyi oblasti, Bohodukhivs'kyy rayon, AT «Ukrhazvydobuvannya» Kod YEDRPOU 30019775. Kyiv. 2021 r. 121 s.
4. Melamed V. H. O reshenyy zadachy Stefana putem svedenyya k systeme obyknovennykh dyfferentsyal'nykh uravnenyy / V. H. Melamed. DAN SSSR. 1957. T. 116. № 4. S. 138–145.
5. Morozov Yu. P. Pro rozvytok heotermal'noyi enerhetyky v Ukrayini / YU. P. Morozov. Vidnovlyuvana enerhetyka. 2007. № 3. S. 65–76.
6. Atroshchenko P. P. Pro teplofizychni vlastyvoli hirs'kykh porid pryrodnoyi volohosti v intervali temperatur 20–100°C / P. P. Atroshchenko, Yu. H. Bohomolov, M. D. Parkhomov. Dokl. AN BRSR. 1976. Vyp. 20. № 5. S. 452–453.
7. Pykhachev H. B. Podzemnaya hydravlika / H. B. Pykhachev, R. H. Ysaev. M.: Nedra/ 1973. 353 s.
8. Morozov Yu. P. Pidvyschennya debitu heotermal'nykh sverdlovyn «heohidrolift»/ YU. P. Morozov. Vidnovlyuvana enerhetyka. 2022. № 3. S. 88–92. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).88-92](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).88-92).