

СПОСОБИ ПОВОДЖЕННЯ З ВІДПРАЦЬОВАНИМ ТЕПЛОНОСІЄМ У ГЕОТЕРМАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВКАХ

Отримано 02 лют. 2024 р.; рекомендовано до публікації 22 бер. 2024 р.
Доступно онлайн 01 квіт. 2024 р.

Барило А. А.¹

Автор для кореспонденції: Барило Анастасія,
e-mail: abarilo@ukr.net

¹ наук. співроб.

<https://orcid.org/0000-0001-7981-6464>

¹ Інститут відновлюваної енергетики НАН
України, м. Київ, Україна

Анотація. Стаття присвячена актуальній проблемі поводження з відпрацьованим в геотермальних енергетичних системах природним теплоносієм. Вибір оптимального способу утилізації відпрацьованого теплоносія насамперед дозволяє налагодити екологічно безпечну експлуатацію енергетичних установок, впливає на конструктивні особливості енергетичних систем, а також визначає продуктивність енергетичної системи, строк її служби та техніко-економічні показники. На основі аналізу природних геотермічних умов вітчизняних геотермальних родовищ залежно від розміщення статичного рівня продуктивного горизонту відносно денної поверхні виділено два типи гідротермальних родовищ. Для кожного типу наведено режим роботи свердловин, визначено загальні принципи розрахунку системи водовідбору, а також запропоновано ефективний спосіб утилізації відпрацьованого природного теплоносія.

Бібл. 18, рис. 3.

Ключові слова: геотермальна енергетична установка; природний теплоносіє; повернення теплоносія в пласт.

METHODS OF HANDLING SPENT COOLANT IN GEOTHERMAL POWER PLANTS

Received Feb. 02, 2024; accepted Mar. 22, 2024
Available online Apr. 01, 2024

Barylo A.¹

Author for correspondence: Barylo Anastasia,
e-mail: abarilo@ukr.net

¹ Cand. of Tech. Sciences, professor.

<https://orcid.org/0000-0001-7981-6464>

¹ Institute of Renewable Energy NAS Ukraine,
Kyiv, Ukraine

Abstract. The article is devoted to the actual problem of handling the natural coolant used in geothermal energy systems. The choice of the optimal method of disposing of the spent coolant in advance allows to establish environmentally safe operation of power plants, affects the design features of energy systems, and also determines the productivity of the energy system, its service life and technical and economic indicators. Based on the analysis of natural geothermal conditions of domestic geothermal deposits, depending on the location of the static level of the productive horizon, two types of hydrothermal deposits are distinguished. For each type, the mode of operation of the wells is given, the general principles of calculating the water extraction system are defined, and an effective method of disposal of the spent natural heat carrier is also proposed.

Bible 18, fig. 3.

Keywords: geothermal power plant; natural heat carrier; return of the coolant to the reservoir.

Вступ. Проблема поводження з відпрацьованим природним теплоносієм є ключовим питанням, що виникає перед спеціалістами під час проектування геотермальних енергетичних установок. Вибір способу утилізації відпрацьованого теплоносія пов'язаний не тільки з конструктивними особливостями енергетичних систем, а й з їх продуктивністю, терміном служби й техніко-економічними показниками системи в цілому [1].

На початкових етапах розвитку геотермальної енергетики використаний в енергетичних системах теплоносії після попереднього очищення скидався у поверхневі водойми та річки. Для зменшення негативного впливу на оточуюче середовище спеціалістами визначався вміст у відпрацьованому теплоносії шкідливих речовин та сполук, і розраховувалась швидкість їх розведення у поверхневих водоймищах [2]. Зрозуміло, що такий спосіб утилізації не міг повністю запобігти забрудненню місцевості.

Револьюційний прорив у цьому питанні зробили українські вчені О. А. Кремнев та А. Н. Щербань, які в 60-х роках минулого століття запропонували термін «геотермальна циркуляційна система» [3], тобто система, в якій природний теплоносії здійснює циркуляцію по замкнутому підземному контуру, а саме: після відбору з видобувної свердловини і використання в енергетичній установці охолоджений теплоносії крізь поглинальну свердловину повертається назад у продуктивний пласт, фільтрується, нагрівається за рахунок теплообміну з прогрітим скелетом порід продуктивного горизонту і знову надходить до видобувної свердловини.

Українські вчені теоретично обґрунтували й практично довели, що зворотне повернення відпрацьованого природного теплоносія у продуктивний горизонт не тільки вирішує проблему його утилізації, але й збільшує запаси родовища та покращує експлуатаційні характеристики енергетичної системи в цілому.

Додатковою перевагою цього способу утилізації є запобігання притокам у продуктивний горизонт холодних підземних вод із горизонтів, що залягають вище (рис. 1). Такі процеси можливі внаслідок падіння пластового тиску в експлуатаційному горизонті й активізації перетоку через слабо проникний шар, що їх розділяє [4].

Пізніше, у 1990-х роках у зарубіжній літературі [5] з'явився термін «покращена геотермальна система» (англ. «enhanced geothermal system», EGS), в якій також передбачено закачування природного теплоносія, але це закачування здійснюється не з метою утилізації та збільшення запасів родовища, а для покращення фільтраційних властивостей та збільшення порового простору існуючого продуктивного горизонту, а іноді – штучного його створення шляхом подачі води під високим тиском. Тобто ці терміни не є ідентичними.

Закачування відпрацьованого теплоносія викликає необхідність додаткових розрахунків, що пов'язані з охолоджувальним впливом теплоносія на продуктивний

горизонт та експлуатаційні параметри видобувних свердловин [6]. У світовій практиці цей спосіб поводження з відпрацьованим теплоносієм отримав назву «reinjection», тобто зворотне закачування, і наразі є дуже поширеним.

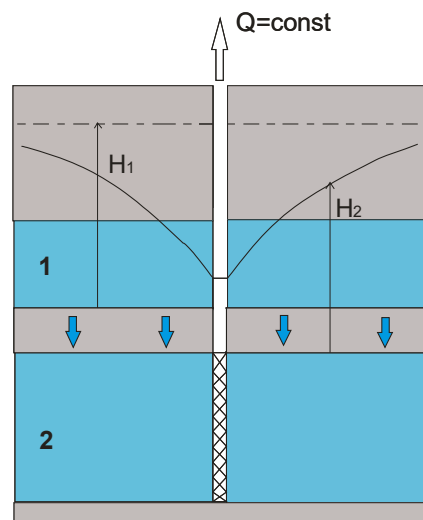


Рис. 1. Перетікання через розділювальний шар внаслідок падіння пластового тиску
1 – верхній (холодний) водоносний горизонт; 2 – продуктивний горизонт

Fig. 1. Flow through the separating layer due to a drop in reservoir pressure

1 – upper (cold) aquifer; 2 – productive horizon

У зарубіжній літературі повних відомостей про обсяги і способи утилізації геотермального теплоносія ми не знайшли. Але в роботі [7] наводяться статистичні дані щодо 126 діючих у світі (станом на 2015 рік) геотермальних енергетичних установок, в яких використовується зворотне закачування відпрацьованого теплоносія. Залежно від агрегатного стану природного теплоносія автори виділяють п'ять його категорій: 1) двофазний з переважанням пари; 2) двофазний з переважанням високоентальпійної рідини; 3) двофазний з переважанням середньоентальпійної рідини; 4) двофазний з переважанням низькоентальпійної рідини; 5) гаряча вода.

На діаграмі наведено відсоткове відношення обсягів повернутого у продуктивний горизонт відпрацьованого природного теплоносія (т/год) до загальних обсягів видобутого теплоносія (т/год) залежно від його категорії (рис. 2).

Зрозуміло, що стовідсоткового повернення відпрацьованого теплоносія досягти неможливо, оскільки природний теплоносії завжди містить у собі якусь частину розчиненого природного газу, супутні вільні гази або воду в стані пари. Як бачимо з діаграми, що більше рідка складова у природному теплоносії, то більше відсоток його повернення у продуктивний горизонт.

Зараз у країнах з розвинутою геотермальною енергетикою використовуються обидва методи утилізації [8], у більшості країн закачування на законодавчому рівні не вимагається, але побічно регламентується законами, які регулюють вимоги до скиду поверхневих вод. У табл. 1 наведено стан законодавчої бази щодо закачування відпрацьованого теплоносія в країнах з розвинутою геотермальною енергетикою.

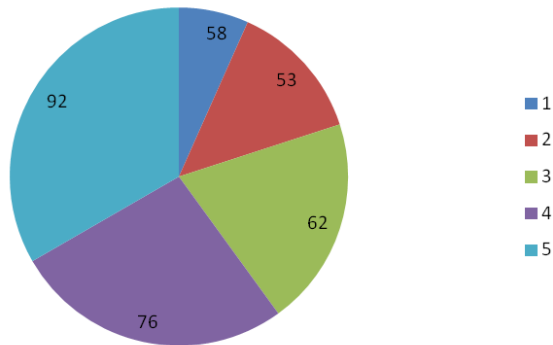


Рис. 2. Відсоток повернутих у продуктивний пласт обсягів відпрацьованого теплоносія (створено за матеріалами [4])

Fig. 2. Percentage of volumes of spent coolant returned to the productive layer (compiled according to [4])

Таблиця 1. Правова база щодо зворотного закачування в країнах світу [8]

Table 1. Legal framework regarding reinjection in the world countries [8]

Країна	Правова база щодо закачування
Ісландія	Закачування не вимагається, але ліцензії на виробництво електричної енергії містять вимоги до максимального зниження пластового тиску
Японія	Для ГеоЕС з потужністю меншою ніж 2 МВт закачування не вимагається
США	Закачування вимагається за законодавством, але залежить від місцевих органів влади (штату)
Нова Зеландія	Умови експлуатації родовищ встановлюють місцеві органи влади, існують вимоги до скиду поверхневих вод
Філіппіни	Закачування не вимагається, але існує заборона скиду в річки та поверхневі водойми

Прикладом успішного застосування зворотного закачування є найбільше в світі геотермальне родовище в Долині Гейзерів (Каліфорнія, США). Експлуатація ГеоЕС тут почалась у 1960 році, але до 1987 року виробництво

електричної енергії різко впало через значне зниження пластових тисків у продуктивному горизонті. На той момент закачування становило 25 % кількості відібраного природного теплоносія. Було прийнято рішення додавати для закачування промислові стоки з прилеглих міст, що дозволило довести обсяги закачування до 85 % та розв'язати проблему [9].

В Україні порядок використання геотермальних ресурсів регламентується «Кодексом України «Про надра»», «Водним Кодексом України», «Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ теплоенергетичних підземних вод», згідно з якою геотермальне родовище вважається підготовленим до експлуатації за умови, що під час оцінки його запасів визначені способи утилізації відпрацьованого теплоносія та оцінено можливий вплив розробки родовища та утилізації відпрацьованих вод на існуючі водогосподарські об'єкти та довкілля в цілому з детальністю, що дає змогу проектувати необхідні природоохоронні заходи [10, 11].

Але на практиці повернення відпрацьованого теплоносія в продуктивний горизонт стикається з багатьма труднощами. Так, наприклад, єдина діюча до теперішнього часу українська геотермальна установка Медведівська (Крим, Джанкойський район) експлуатувалась у режимі скидання відпрацьованих вод у затоку Сиваш, хоча експерименти щодо визначення прийомистості продуктивного горизонту були позитивними. Нові власники іншої геотермальної установки – Косинської (Закарпатська область) зовсім відмовились від енергетичного використання термальних вод і зосередились на бальнеологічному їх використанні. Труднощі з поверненням супутніх вод під час видобутку нафти й газу спостерігаються на вітчизняних нафтогазових промислах.

Отже, дослідження процесів, що пов'язані з поверненням відпрацьованого в геотермальних енергетичних системах природного теплоносія у продуктивний горизонт, є дуже актуальними.

Мета дослідження: визначити ефективний режим роботи системи водовідбору залежно від природних умов геотермального родовища та запропонувати найоптимальніший метод утилізації відпрацьованого природного теплоносія.

Постановка завдання. Як було зазначено вище, найефективнішим методом утилізації відпрацьованого природного теплоносія є повернення його до продуктивного горизонту.

За своєю гідродинамічною суттю процеси відбору й закачування вод у проникний горизонт однакові та описуються законом Дарсі [12]. Кількість відібраних (закачаних) вод насамперед визначається фільтраційними властивостями горизонту та величиною напірного градієнта. Але на практиці процес повернення дуже залежить від природних умов геотермального родовища. Практично усі геотермальні родовища в Україні є

напірними [13–16], однак природний напір може бути надлишковим, тоді статичний рівень горизонту розташовується вище поверхні Землі, що призводить до самовиливу свердловин, а може встановлюватися нижче денної поверхні. Розглянемо, як ці процеси відбуваються у двох принципово різних типах геотермальних родовищ.

Геотермальні родовища, в яких статичний рівень продуктивного горизонту розташований нижче денної поверхні

Для родовищ, в яких статичний рівень продуктивного горизонту розташований нижче поверхні Землі, відкачування підземних вод здійснюється за допомогою насосного обладнання. Видобувна свердловина працює в режимі заданої продуктивності (постійного дебіту чи дебіту, що змінюється в часі за певною залежністю, наприклад, за графіком теплових навантажень споживача).

Для більш загального (базового) випадку, а саме горизонтального напірного ізолюваного у розрізі та обмеженого за простяганням продуктивного горизонту, за умови, що $\frac{r^2}{4at} \leq 0,05 \dots 0,1$, тобто при великих значен-

нях a і t , природний теплоносій є однофазним, залежність між зниженням рівня і часом описується рівнянням Тейса [17]:

$$S_t = \frac{Q}{4km} \ln \frac{2,25at}{r^2}; \quad (1)$$

де S_t – зниження напору (рівня) в продуктивному горизонті (або свердловині) під дією відкачування на момент часу t , м;

Q – дебіт відкачування, м³/доба;

t – розрахунковий період часу після початку відкачки, доба;

k – коефіцієнт фільтрації горизонту, м/доба;

m – товщина продуктивного горизонту, м;

r – відстань від свердловини до точки розрахунку (якщо розрахунки виконуються для самої свердловини, то r дорівнює радіусу свердловини);

a – коефіцієнт п'єзопровідності продуктивного горизонту, м²/доба.

Зауважимо, що рівняння (1) використовується для розрахунку однофазного теплоносія без вмісту природного газу чи водяної пари.

Отже, після початку відкачування у свердловині спостерігається зниження рівня, яке в подальшому розповсюджується на пласт, що призводить до формування у пласті навколо свердловини зони знижених тисків (депресійної воронки). Розрахункова схема для цього

процесу наведена на рис. 3, а. Під дією відбору підземних вод депресійна зона постійно зростає, але швидкість її розповсюдження у просторі пласта з часом зменшується, і з певного моменту часу темп зниження рівня в усіх точках, що розташовані в її межах, стає однаковим, тобто депресійна воронка в часі переміщується паралельно собі.

На практиці зниження рівня у свердловині призводить до збільшення витрат електричної енергії на обслуговування занурювального насоса. Ба більше, рівень у свердловині може знизитися до відмітки, коли насос просто не зможе підняти підземну воду на поверхню. Тому прогнози розрахунки свердловини для цього типу геотермальних родовищ полягають у визначенні гранично допустимого зниження рівня у свердловині (S_d), при якому робота насосного обладнання буде можлива. Зазвичай це зниження визначається максимальною величиною можливого підйому води насосним обладнанням, що серійно випускається. Крім того, гранично допустиме зниження рівня може бути обмежене особливостями змін умов формування експлуатаційних запасів у процесі відкачки, наприклад, підтягування до водозабірної свердловини контуру некондиційних вод.

Далі добирається такий дебіт, при якому зниження рівня у свердловині не перевищить гранично допустимого зниження на кінцевий термін експлуатації геотермальної енергетичної установки, тобто $S_d > S_t$. Цей дебіт і буде експлуатаційним.

Тепер розглянемо варіант, при якому весь обсяг добутих підземних вод повертається назад в той самий водоносний горизонт (рис. 3, б). Для цього випадку рівняння (1) набуде такого вигляду [17]:

$$S_t = \frac{Q}{4km} \ln \frac{2,25at}{r^2} - \frac{Q_n}{4km} \ln \frac{2,25at}{R^2}; \quad (2)$$

Як бачимо (рис. 3, б), навколо нагнітальної свердловини в результаті закачування відпрацьованого теплоносія формується поверхня підвищених тисків, що являє собою перевернуту депресійну воронку. Коли поверхні знижених та підвищених тисків досягнуть одна одної, процес фільтрації стабілізується, зниження тиску у видобувній свердловині припиниться, депресійна воронка припинить своє розповсюдження. Як наслідок, зменшуються витрати електричної енергії на видобуток природного теплоносія та подовжується термін експлуатації енергетичної установки в цілому.

Для цього випадку дуже важливо правильно розрахувати відстань між видобувною і нагнітальною свердловинами. Відстань повинна бути мінімальною, щоби не збільшувати капітальні витрати на прокладання трубопроводів, але достатньою, щоб температурний фронт від охолодженого відпрацьованого природного теплоносія не досяг видобувної свердловини за весь час експлуатації геотермальної енергетичної установки.

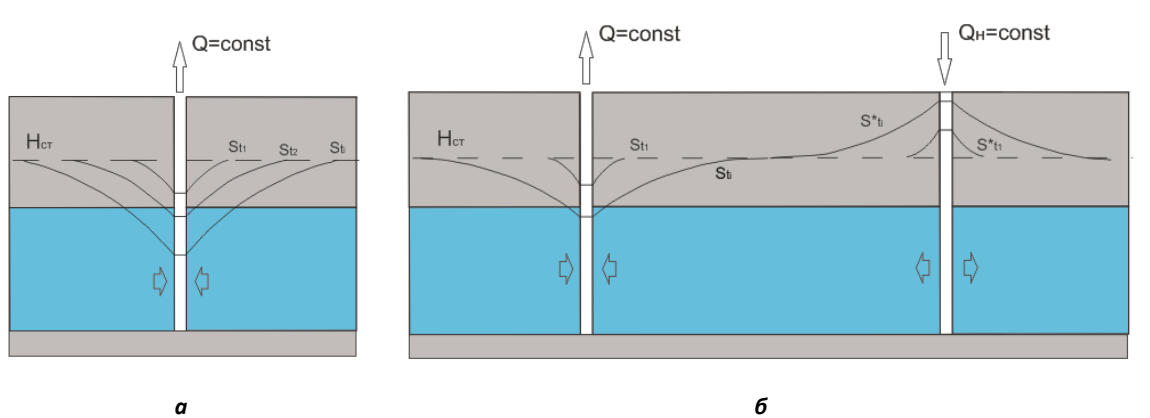


Рис. 3. Розрахункова схема для геотермальних родовищ зі статичним рівнем нижче поверхні Землі

Fig. 3. Calculation scheme for geothermal deposits with a static level below the earth surface

Другий член у рівнянні (2) характеризує підвищення рівня у свердловині за рахунок впливу на її роботу процесу закачування,

де Q_H – дебіт нагнітальної свердловини;

R – відстань між видобувною і нагнітальною свердловинами.

Статичний рівень у продуктивному горизонті розташований вище денної поверхні

В умовах, коли статичний рівень розташований вище поверхні Землі, свердловина фонтанує, тобто водопідйомне насосне обладнання для відкачування не потрібне. В цьому разі зниження тиску у свердловині дорівнюватиме статичному рівню мінус гідравлічні витрати напорі на тертя у стовбурі свердловини. Притік підземних вод до свердловини здійснюється за рахунок пружних властивостей продуктивного горизонту. Поточне зниження рівня у свердловині, згідно з законом Паскаля, дуже швидко компенсується за рахунок перерозподілу пластових тисків у продуктивному горизонті (рис. 4). За таких умов видобувна свердловина працює в режимі фіксованого зниження рівня [4, 17].

За умов фіксованого зниження рівня ($S = \text{const}$) дебіт свердловини буде зменшуватися у часі, тому що з часом напірний градієнт падає, а відстань між перепадами напорів зростає. Рішення задачі притоку підземних вод до свердловини, яка працює в режимі постійного зниження рівня, має такий вигляд [15]:

$$Q = \frac{2 \pi k m S}{\ln \frac{1,5 \sqrt{a t}}{r^2}}; \quad (3)$$

Як бачимо, при постійному зниженні рівня (S) знаменник у рівнянні (3) з часом зростає.

Якщо запасів продуктивного горизонту достатньо для компенсації відбору підземних вод свердловиною, то свердловина весь час працюватиме в режимі постійного (фіксованого) зниження рівня. Якщо відбір буде

перевищувати живлення горизонту, тоді статичний рівень поступово знижуватиметься доти, доки не досягне денної поверхні. Водночас швидкість зниження рівня в порівнянні з першим типом родовищ, буде дуже маленькою, оскільки тиск перерозподіляється по всій площі розповсюдження продуктивного горизонту. Це дозволяє використовувати під час розрахунків залежності для режиму постійного зниження рівня.

Прогнозні розрахунки свердловини для цього типу геотермальних родовищ полягають у визначенні її дебіту на кінцевий строк експлуатації й порівнянні його з заявленою потребою споживача. Оскільки споживача передусім цікавить продуктивність свердловини, а не зниження, регулювання величиною необхідного дебіту відбувається насамперед радіусом свердловини, а також за допомогою штуцера, що встановлюється на усті свердловини і змінює його пропускну здатність.

Для здійснення закачування відпрацьованих вод у такий горизонт треба, щоб тиск нагнітання перевищував статичний тиск у продуктивному горизонті. На практиці, це можуть бути дуже великі тиски, що викликають технічні труднощі й невиправдані енергетичні витрати.

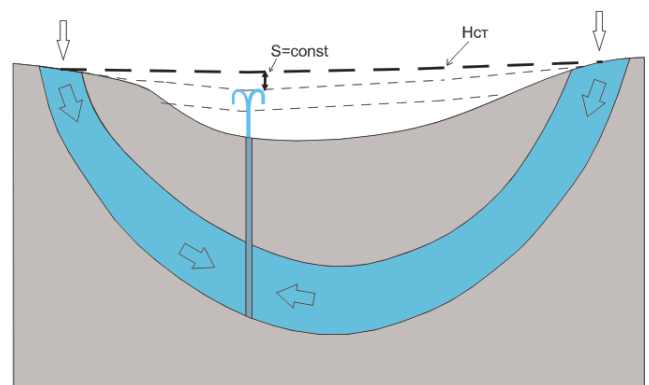


Рис. 4. Розрахункова схема для геотермальних родовищ зі статичним рівнем вище поверхні Землі

Fig. 4. Calculation scheme for geothermal deposits with a static level above the earth surface

Матеріал і результати досліджень

Для геотермальних родовищ, в яких статичний рівень розташований нижче поверхні Землі, найоптимальнішим методом утилізації відпрацьованого в енергетичних установках теплоносія є зворотне його закачування у продуктивний горизонт. Це сприяє поповненню запасів родовища, покращенню експлуатаційних характеристик та економічних показників геотермальних проєктів.

Підземні води, що закачуються, за хімічним складом такі самі, як і пластові води, змінюються лише їх термобаричні властивості. Як наслідок, для першого типу геотермальних родовищ труднощі із закачуванням природного теплоносія пов'язані тільки з якісною підготовкою нагнітальної свердловини до закачування. Тобто свердловина повинна бути ретельно промита від бурового розчину, фільтр встановлений чітко в інтервалі проникної зони пласта, створені умови для вільного надходження відпрацьованих природних вод у продуктивний горизонт шляхом проведення відомих заходів з підвищення прийомистості свердловин.

Для другого типу родовищ найдоцільнішою є двостадійна експлуатація. На першому етапі відпрацьований природний теплоносій, після відбору від нього теплової енергії, закачується у найпридатніший вище розташований водоносний горизонт. При цьому до приймального водоносного горизонту висуваються такі вимоги [18]:

водоносний горизонт не повинен використовуватися для питного та технічного водопостачання;

водоносний горизонт має бути надійно ізольований від вище розташованих горизонтів і поверхневих водойм. Товщина водотривких шарів повинна бути не менше, ніж радіус зони впливу водозабірної споруди;

у гідродинамічному відношенні водоносний горизонт має бути розташований у зоні застійного водного обміну;

параметри поглинальної здатності водоносного горизонту повинні бути достатніми для організації закачування відпрацьованого теплоносія в повному обсязі;

мінеральний, хімічний та газовий склад вод, що закачуються, має бути максимально наближеним до складу пластових вод продуктивного горизонту або сумісним з ним, щоб не викликати солевідкладення.

Важливим питанням під час повернення пластових вод у вище розташований водоносний горизонт є підтримка необхідної концентрації водневих іонів (рН) у них та доведення вмісту сульфат-іонів, карбонат-іонів та заліза в окисній формі до визначених норм, які забезпечують сумісність теплоносія з природними пластовими водами.

Головним ускладненням при поверненні теплоносія в надра є випадання в осад гіпсу ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), карбонатів кальцію та магнію. А залізо, яке перебуває в розчиненому стані у вигляді бікарбонату закису заліза, при

виході води зі свердловини під час контакту з повітрям випадає в осад у вигляді гідроксиду заліза.

Тому хімічний склад супутніх пластових вод, що підлягають поверненню в надра, повинен відповідати таким вимогам:

- допустима концентрація водневих іонів (рН) – 5–7;

- гранична концентрація сульфат-іонів – 1500 мг/дм³;

- гранична концентрація заліза в окисній формі – 10 мг/дм³.

На другому етапі експлуатації родовища, коли динамічний рівень продуктивного горизонту знизиться нижче денної поверхні, утилізацію природного теплоносія доцільно проводити у той самий продуктивний горизонт за зазначеною вище методикою.

Висновки

Вибір способу утилізації відпрацьованих у геотермальних енергетичних установках підземних термальних вод дуже залежить від природних умов геотермального родовища. Залежно від розташування статичного рівня горизонту геотермальні родовища поділяються на родовища зі статичним рівнем нижче поверхні Землі і вище. Для першого типу родовищ найдоцільнішою є утилізація відпрацьованого в енергетичних установках теплоносія в той самий продуктивний горизонт. Це дозволить збільшити запаси родовища, покращити його експлуатаційні характеристики та економічні показники геотермального проєкту. Для другого типу родовищ пропонується двостадійна експлуатація: на першій стадії відпрацьований охолоджений природний теплоносій після відбору від нього теплової енергії закачується у найпридатніший вище розташований водоносний горизонт; на другій стадії – повертається назад у продуктивний горизонт.

ПОСИЛАННЯ

1. Морозов Ю. П. Видобування геотермальної енергії. Монографія. ІВЕ НАНУ. 2022. 246 с.
2. Забарный Г. Н., Шурчков А. В., Задорожная А. А. Прогнозная оценка эксплуатационных запасов первого мраморного термоводоносного горизонта месторождения «Ерма-река» (Болгария). Препринт. ИТТФ НАНУ. 1997. 64 с.
3. Щербань А. Н., Цырульников А. С., Мерзляков Э. И., Рыженко И. А. Системы извлечения тепла земной коры и методы их расчета. К.: Наук. думка. 1986. С. 240.
4. Дробноход Н. И., Боровский Б. В., Язвин Л. С. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. К.: Высш. школа. 1989. 403 с.

5. Shyi-Min Lu. A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017.
https://www.researchgate.net/profile/Shyi-MinLu/publication/318032275_A_global_review_of_enhanced_geothermal_system_EGS/links/5cc8d40e4585156cd7bdbde1/A-global-review-of-enhanced-geothermal-system-EGS.pdf
6. Морозов Ю. П. Определение расстояния между нагнетательной и подъемной скважинами геотермальных циркуляционных систем. *Відновлювана енергетика*. 2010. № 2. С. 67–70.
7. Alexandre Rivera Diaz, Eylem Kaya, Sadiq J. Zarrouk. Reinjection in geothermal fields: A worldwide review update. *Proceedings World Geothermal Congress 2015 Melbourne, Australia, 19-25 April 2015*.
<https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/23010.pdf>
8. Skog G. Current Status and Future Outlook of Geothermal Reinjection: A Review of the Ongoing Debate. <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1318180/FULLTEXT01.pdf>
9. Khan M. A., Truschel J. The Geysers Geothermal Field, an injection success story. 2010.
https://www.researchgate.net/publication/290039443_The_Geysers_Geothermal_Field_an_injection_success_story
10. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ теплоенергетичних підземних вод. ДКЗ України. 2007.
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-07#Text>
11. Водний кодекс України. Верховна рада України. 213/95-ВР.
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-%D0%B2%D1%80#Text>
12. Мироненко В. А. Динамика подземных вод: Учебник для вузов. М.: Горная книга (МГГУ). 2009. 519 с.
13. Morozov Y., Barylo A., Lysak O. Geothermal Energy Country Update. Report from Ukraine. 2020 *Proceedings, World Geothermal Congress. 2020, Reykjavik, Iceland*. <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01060.pdf>
14. Барило А. А. Аналіз гідрогеологічних і геотермічних характеристик геотермальних об'єктів. *Відновлювана енергетика*. 2020. № 1 (60). С. 74–86.
[https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.1\(60\).74-86](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.1(60).74-86)
15. Іванюта М. М. Атлас нафтових і газових родовищ України: у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. Львів: «Центр Європи». 1998.
16. Камзіст Ж. С., Шевченко О. Л. Гідрогеологія України: Навч. посібник. К.: «ІНКОС». 2009. 614 с.
17. Бочеввер Ф. М. Расчеты эксплуатационных запасов подземных вод. М.: Недра. 1969. 368 с.
18. Патент № 70893. Україна. Процес повернення супутньо-пластових вод в надра. / Л. А. Холдкова, І. Г. Чоловський, Є. В. Солдатов, А. С. Тердовідов. Опубл. 15.10.2004; <https://uapatents.com/2-70893-process-povernennya-suputno-plastovikh-vod-v-nadra.html>

REFERENCES

1. Vydobuvannya geotermal'noyi enerhiyi: monohrafiya. Extraction of geothermal energy. Monograph / Yu. P. Morozov. Kyiv: IVE. 2022. 245 p.
2. Zabarniy G. N., Shurchkov A. V., Zadorozhnaya A. A. Forecast assessment of operational reserves of the first marble thermal aquifer of the Erma-River deposit (Bulgaria). Preprint. ITTF NANU.1997. 64 p.
3. Scherban A. N., Tsyirulnikov A. S., Merzlyakov E. I., Ryzhenko I. A. Systems for extracting heat from the earth's crust and methods for their calculation. K.: Nauk. dumka. 1986. P. 240.
4. Drobnohod N. I., Borevskiy B. V., Yazvin L. S. Assessment of operational groundwater reserves. - K.: Vysshaya shkola. 1989. 403 p.
5. Shyi-Min Lu. A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. https://www.researchgate.net/profile/Shyi-MinLu/publication/318032275_A_global_review_of_enhanced_geothermal_system_EGS/links/5cc8d40e4585156cd7bdbde1/A-global-review-of-enhanced-geothermal-system-EGS.pdf
6. Morozov Yu. P. Determining the distance between injection and lift wells of geothermal circulation systems. *Vidnovlyuvana energetika*. 2010. No 2. P. 67–70.
7. Alexandre Rivera Diaz, Eylem Kaya, Sadiq J. Zarrouk. Reinjection in geothermal fields: A worldwide review update. *Proceedings World Geothermal Congress 2015 Melbourne, Australia, 19-25 April 2015*.
<https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2015/23010.pdf>
8. Skog G. Current Status and Future Outlook of Geothermal Reinjection: A Review of the Ongoing Debate. <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1318180/FULLTEXT01.pdf>
9. Khan M. A., Truschel J. The Geysers Geothermal Field, an injection success story. 2010. https://www.researchgate.net/publication/290039443_The_Geysers_Geothermal_Field_an_injection_success_story
10. Instructions for applying the Classification of Mineral Reserves and Resources of the State Subsoil Fund to thermal energy underground water deposits. DKZ

- Ukrayini. 2007. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0704-07#>
11. Water Code of Ukraine. Verkhovna Rada of Ukraine. 213/95-VR. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-vr#Tex>
12. Mironenko V. A. Dynamics of groundwater: Textbook for universities. M.: Gornaya kniga (MGGU). 2009. 519 p.
13. Morozov Y., Barylo A., Lysak O. Geothermal Energy Country Update. Report from Ukraine. 2020 Proceedings, World Geothermal Congress. 2020, Reykjavik, Iceland. <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IG-Standard/WGC/2020/01060.pdf>
14. Barilo A. A. Analysis of hydrogeological and geothermal characteristics of geothermal objects. *Vidnovlyuvana energetika*. 2020. № 1 (60). P. 74
15. Ivanyuta M. M. Atlas of oil and gas fields of Ukraine: in 6 volumes. / gol. red. M. M. Ivanyuta. Lviv: «Tsentr Evropi». 1998.
16. Kamzist Zh.S., Shevchenko O.L. Hydrogeology of Ukraine. Tutorial. K.: «INKOS». 2009. 614 p.
17. Bochever F. M. Calculations of operational groundwater reserves. M.: Nedra. 1969. 368 p.
18. Patent № 70893. Ukraine. The process of return of accompanying formation waters to the subsoil. L. A. Holdkova, I. G. Cholovskiy, E. V. Soldatov, A. S. Terdovldov. – Opubl. 15.10.2004; <https://uapatents.com/2-70893-proces-povernennya-suputno-plastovikh-vod-v-nadra.html>