УДК 622.228(477)+[662.97:621.571.22]
№ держреєстрації 0120U105279
Інв. №

Міністерство освіти і науки України
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
(НТУ «ДП»)

49005, м. Дніпро, пр. Д. Яворницького, 19, тел./факс (056) 744-62-11,
E-mail: nikitenko.i.s@nmu.one

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Проректор з науково-педагогічної і навчально-виховної роботи
Юрій ХОМЕНКО

«15» грудня 2021 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА» І.К. 02070743

ЗВІТ
З НАУКОВО-ДОСЛІДНОЇ РОБОТИ
НАУКОВІ ОСНОВИ ЕКОБЕЗПЕЧНОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПРОФІЛЮ ВУГЛЕДОБУВНИХ РЕГІОНІВ ІЗ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯМ СТІЙКОСТІ ГІДРОГЕОСФЕРИ

по Договору № 148/01.2020 від 03.11.2020 і
Договору № 113/01/0528 від 30.04.2021
(заключний)

Начальник НДЧ
д-р техн. наук, проф. Роман ДИЧКОВСЬКИЙ

Науковий керівник
д-р техн. наук, проф. Дмитро РУДАКОВ

Рукопис закінчено 15 грудня 2021 р.

Результати роботи розглянуто науково-технічною радою, протокол № 9 від 15.12.2021 р.

2021

СПИСОК ВИКОНАВЦІВ

Науковий керівник, головний науковий співробітник, д-р техн. наук, професор		Д. Рудаков (реферат, вступ, розділи 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7)
Відповідальний виконавець, провідний науковий співробітник, д-р техн. наук, професор		О. Інкін (висновок, розділи 2, 3, 4, 5, 6, 7)
Провідний науковий співробітник, д-р техн. наук, професор		О. Ковров (вступ, розділ 1, 3, 5)
Старший науковий співробітник, к-т техн. наук, доцент		Н. Деревягіна (розділ 1, 3, 6)
Молодший науковий співробітник		Є. Шерстюк (розділ 1, 3, 6)
Нормоконтролер		Л. Шломіна

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 275 с., 59 рис., 56 табл., 169 джерел, 2 додатки.

Об'єкт досліджень – геотехнологічні, геотермальні та гідродинамічні процеси, які визначають можливості використання теплового ресурсу закритої шахти і забезпечення стійкості гідросфери прилеглих до неї територій.

Мета роботи – створити параметричну основу поетапної трансформації енергетичного профілю закритих шахт з переходом від вугілля до системи інноваційних геотермальних модулів для раціонального використання теплового ресурсу відпрацьованого породного масиву і шахтних вод.

Методи дослідження – збір, систематизація й аналіз фактичних даних про властивості відпрацьованих породних масивів, інженерний та геологічний аналіз, математичне моделювання, натурні вимірювання.

Наукове значення роботи полягає у створенні параметричної основи для ефективної експлуатації геотермальних модулів на закритих шахтах шляхом моделювання термогідродинамічних процесів у порушеному масиві відповідно до геотехнологічних та гідрогеологічних умов, що дозволить раціонально використовувати тепловий ресурс породного масиву і шахтних вод з підтримуванням гідробезпеки прилеглих територій.

Оцінена теплова потужність на основі ресурсу шахт Селідівської групи близько 5 МВт може забезпечити теплові потреби до 5000 місцевих споживачів.

Сфера застосування – гірничодобувні підприємства та теплопостачальні підприємства на території вугледобувних регіонів, де існують технічні можливості встановлення обладнання для вилучення тепла з шахтних вод.

Можливе використання – встановлення геотермальних модулів з використання тепла шахтних вод для території вугледобувних шахт, що закриваються.

ЗАКРИТА ШАХТА, ШАХТНІ ВОДИ, ГЕОТЕРМАЛЬНА СИСТЕМА, МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ, НАТУРНІ ВИМІРЮВАННЯ, БЕЗПЕЧНИЙ РІВЕНЬ ВОДИ, РАНЖУВАННЯ.

SUMMARY

Report on research work: 275 p., 59 figures, 56 tables, 169 citations, 2 annexes.

The research object is geotechnological, geothermal and hydrodynamic processes that create the opportunities for mine water heat recovery at closed mines and ensure the hydrosphere stability in adjacent territories.

The project aims to develop a parametric basis for the gradual transition of mines from coal as the energy source to a system of innovative geothermal modules for the rational use of the renewable thermal resource of mined out rocks and mine water.

Research methods includes collection, systematization, and analysis of actual data on disturbed rock properties, engineering and geological analysis, mathematical modeling, field measurements.

The scientific significance of the research consists in creation of a parametric basis for efficient operation of geothermal systems at closed mines by modeling of thermo-hydrodynamic processes in mined-out rocks considering local geotechnical and hydrogeological conditions, which enables rational using a thermal resource of rocks and mine water with maintenance of water safety of adjacent territories.

The estimated thermal capacity based on the Selidove group of mines of about 5 MW can meet the heat demands of around 5000 local consumers.

The research scope focuses on the mining and municipal sectors including heat supply companies in coalmining regions where technical possibilities to install equipment for mine water heat recovery are available.

Possible use is the installation of geothermal systems for mine water heat recovery in the areas of coal mines being closed.

CLOSED MINES, MINE WATER, GEOTHERMAL SYSTEM, MATHEMATICAL MODEL, FIELD MEASUREMENTS, SAFE WATER LEVEL, RANKING.

ЗМІСТ

Вступ……. 8

1. Визначення параметрів встановлення та ефективної експлуатації геотермальних модулів на закритих шахтах…….…….. 14
   1.1. Аналіз світового досвіду використання та основних схем геотермальних модулів на закритих шахтах…… 14
   1.2. Гідрогеологічні, інженерно-геологічні, геотехнологічні та геотермальні чинники та умови закритих шахт Донбасу……. 30
2. Обґрунтування параметрів зміни енергетичного профілю закритих шахт при експлуатації геотермальних модулів……..……..……... 46
   2.1. Складові енергетичного балансу закритого вугільного підприємства при експлуатації геотермальних модулів…….…… 46
   2.2. Оцінка теплової потужності геотермальних модулів на закритих шахтах відповідно до потреб споживачів……..…… 55
   2.3. Обґрунтування схем та елементів геотермальних модулів ……. 65
   2.4. Дослідження гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод при експлуатації геотермальних модулів…… 72
   2.5. Показники зміни енергетичного профілю закритих шахт з встановленням геотермальних модулів…….. 79
3. Розробка математичних моделей термогідродинаміки навколо геотермальних модулів в непрацюючих шахтах…… 86
   3.1. Результати натурних вимірювань при тестуванні та експлуатації геотермальних модулів……. 88
   3.2. Моделі теплоперенесення в системах закритого типу на основі геотермальних зондів…….101
   3.3. Модель гідравлічної течії та теплоперенесення у геотермальній системі відкритого типу…….....112
   3.4. Тривимірна чисельна модель руху шахтних та підземних вод і теплоперенесення в складних геолого-гідрогеологічних умовах…… 125

4. Визначення ефективних режимів та екобезпечних діапазонів експлуатації геотермальних модулів при використанні інфраструктури закритої шахти. ……. 137
4.1. Оцінювання екобезпечного рівня шахтних вод для захисту прилеглих територій від підтоплення і засолення поверхневих вод… 137
4.2. Визначення параметрів оптимальної експлуатації систем закритого типу на основі геотермальних зондів…… 144
4.3. Оцінювання параметрів раціонального використання теплової енергії в системах відкритого типу на основі гідравлічної моделі течії…….. 157
4.4. Визначення раціональних параметрів експлуатації геотермальної системи відкритого типу шляхом чисельного моделювання …… 165
5. Розробка методики ранжування і створення каталогу закритих шахт за критеріями ефективного використання їх геотермального потенціалу….. 174
5.1. Аналіз критеріїв для оцінки ефективності освоєння теплового ресурсу шахт…… 174
5.2. Дослідження базових геотехнічних, геотермальних та економічних параметрів шахт для виділення найбільш перспективних об’єктів… 182
5.3. Каталог і ранжування шахт Донбасу за потенціалом використання їх теплового ресурсу……. 189
6. Оцінки властивостей вуглепорідних масивів шахт та можливостей використання існуючої інфраструктури для створення геотермальних модулів ……... 203
6.1. Комплексний аналіз натурних вимірювань гідродинамічних характеристик відпрацьованих масивів вугільних шахт Донбасу…… 203
6.2. Характеристика існуючої інфраструктури та гідрогеологічного режиму на території потенційних ділянок для геотермальних модулів……...……...……..……... 214

7. Обґрунтування технічних рішень для пілотного проекту з використання геотермального тепла шахт Селідівскої групи..... 225

7.1. Розроблення технічних рішень для використання теплового ресурсу шахт…… 225

7.2. Кількісне обґрунтування показників технічних рішень із застосуванням моделювання……..... 233

Висновки……. 245

Перелік джерел посилання……..... 254

Додаток А. Витяг з протоколу засідання науково-технічної ради НТУ «Дніпровська політехніка»…… 273

Додаток Б. Перелік робіт виконавців проекту …… 275

ВСТУП

Одним з пріоритетних напрямів розвитку «зелених» технологій є геотермальна енергетика, яка відповідає глобальним таким цілям сталого розвитку ООН, як боротьба зі зміною клімату, інновація і інфраструктура, чиста енергія, чиста вода [1–6]. Відповідно до положень міжнародної конвенції ООН зі змін клімату (Паризька хартія, 2015) відновлювані джерела енергії, в тому числі і геотермальну енергетику, було визнано одним з пріоритетних напрямів і ефективним інструментом у боротьбі зі змінами світового клімату.

Державна політика України з енерго- та ресурсозбереження передбачає суттєве розширення обсягів використання відновлюваних джерел енергії з урахуванням екологічної складової [7–9]. Про це, зокрема, йдеться в «Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.». В найближчі роки має бути забезпечена економія традиційних паливно-енергетичних ресурсів на рівні 8-10% від їх загального споживання.

Особливого значення має тепловий ресурс шахтних вод Донбасу та інших гірничодобувних регіонів. Так, щорічний скид відкачуваних шахтних вод з температурою 16 – 20 °С навіть після припинення видобутку на багатьох шахтах в Україні сягає сотень мільйонів м^3. За даними ВО «Укргеологія», тепловий потенціал шахтних вод в Україні тільки з рівнем мінералізації до 3 г/дм^3 (розраховане для 467,3 млн. м^3/рік) складає понад 834,5 Гкал/год, що еквівалентно потужності 970,5 МВт. На відміну від глибоких свердловин традиційної геотермальної енергетики відпадає необхідність у великих капітальних витратах на буріння та створення інфраструктури, існує можливість відносно дешевого відбору теплої води температурою до 30 – 35 °С з глибин у кілька сотень метрів, причому значна її кількість має відбиратися в будь-якому випадку для підтримання безпечного рівня шахтних вод.

Зважаючи на ці передумови, використання шахтних вод у залишених після видобутку підземних виробках все більше поширюється у колишніх вугледобувних басейнах Європи та США і дозволяє зменшити споживання

викопного палива в рамках розвитку «зеленої енергетики» [10–22]. За даними на 2018 р., у світі експлуатувалися 28 геотермальних систем на закритих шахтах модулями теплової потужності 0,35 – 4,6 МВт, значна кількість яких встановлена у Рурському вугільному басейні Німеччини.

В Україні є поки що відомі поодинокі приклади використання тепла шахтних вод для опалення та гарячого водопостачання. Так, система перетворення тепла шахтних вод тепловими насосами на шахті «Благодатна» у Західному Донбасі була встановлена за науково-технічного супроводу фахівців НТУ «Дніпровська політехніка» [20]. Система з тепловою потужністю 0,8 МВт використовує воду з температурою до 17° С з витратою до 200 м^3/год і дозволяє щорічно економити паливо вартістю в еквіваленті десятків тисяч доларів США.

Встановлення та експлуатація геотермальних модулів на закритих шахтах пов’язано з кількома викликами. Це забезпечення екологічно стійкого тривалого використання геотермального ресурсу при підтриманні гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод, який дозволяє уникнути їх змішування прісними водами розташованих вище водоносних горизонтів, які використовуються для водопостачання, а також зменшення ефективності модулю через підтягування охолоджених вод, скинутих назад до шахти після термічного використання. Це потребує детального вивчення гідрогеологічних та геотермічних умов, прогнозу змін температурних та фільтраційних полів, узгодження створюваних теплових потужностей з потребами існуючих та перспективних споживачів теплової енергії з урахуванням сезонних коливань температури та енергоспоживання. До того ж, існуючі схеми не повністю враховують наслідки використання мінералізованих вод як теплоносія з високим умістом солей. Відсутність відповідних рішень з цих питань призводить до того, що існуючий геотермальний потенціал закритих шахт в Україні майже не використовується.

Проект, що став основою даної НДР, ставить своєю <u>метою</u> на основі вивчення геотехнологічних та гідрогеологічних умов закритих шахт створення параметричної основи поетапної трансформації їх енергетичного профілю з

переходом від вугілля до системи інноваційних геотермальних модулів для раціонального використання теплового ресурсу відпрацьованого породного масиву і шахтних вод при забезпеченні гідробезпеки прилеглих територій.

Підставою для виконання даної НДР є рішення наукової ради Національного фонду досліджень України (далі – Грантонадавача) (протокол № 21 від «16-17» вересня 2020 року) про затвердження результатів конкурсу «Наука для безпеки людини та суспільства», переліку проектів, що рекомендуються до реалізації за рахунок грантової підтримки Грантонадавача, та обсягів їх фінансування, рішення наукової ради Грантонадавача про надання гранту (протокол № 31 від «28» жовтня 2020 року), рішення наукової ради Грантонадавача про продовження надання грантової підтримки (протокол № 39 від «21» грудня 2020 року) та про надання гранту у 2021 році (протокол № 12 від «29» квітня 2021 року).

Поданий звіт містить результати виконання трьох етапів виконання проекту; назви проміжних звітів наведені наприкінці вступу. Результати виконання першого етапу представлено в розділах 1 та 2, результати виконання другого етапу представлено в розділах 3 та 4. Результати виконання третього етапу «Розроблення моделі термогідродинаміки в закритих шахтах при експлуатації геотермальних модулів з визначенням показників їх ефективності та оцінки зміни термодинамічного стану породного масиву і шахтних вод за різних технологічних та природних умов» представлено в розділах 5 – 7.

Результати перших двох етапів були подані у проміжних звітах [1,2] повністю, в остаточному звіті в зв’язку з рекомендованими обмеженнями щодо його обсягу вони подані зі скороченнями деяких непринципових частин. Результати останнього етапу в розділах 5 – 7 подані повністю.

Наукове значення роботи полягає у створенні параметричної основи для ефективної експлуатації геотермальних модулів на закритих шахтах шляхом розробки та застосування моделей термогідродинамічних процесів у порушеному масиві відповідно до геотехнологічних та гідрогеологічних умов,

що дозволить раціонально використовувати тепловий ресурс породного масиву і шахтних вод при забезпеченні гідробезпеки прилеглих територій.

Наукова новизна отримані результатів полягає у такому.

1. Уперше було запропоновано критерій комплексного оцінювання ефективності геотермальних модулів (систем) різних типів у вигляді відношення отриманої теплової енергії до теплової енергії, яка визначається за тепловим еквівалентом електричної енергії, необхідної для експлуатації, включаючи роботу теплообмінників та водовідлив. Уведений критерій, на відміну від існуючих, дозволяє інтегрально характеризувати технічну, економічну, та екологічну ефективність геотермальних систем (розділ 2).

2. Запропоновано підхід до визначення безпечного рівня шахтних вод при експлуатації геотермальних систем відкритого типу, виходячи з рівня регіонального базису ерозії та витрати відбору води, що дозволяє контролювати рівень шахтних вод, тим самим попереджувати негативні наслідки підйому води у закритих шахтах, насамперед, підтоплення територій та засолення верхніх водоносних горизонтів – джерел водопостачання (розділ 2).

3. Уперше розроблені математичні моделі геотермальних модулів (систем) закритого типу на основі геотермальних зондів, що, на відміну від існуючих методів розрахунку, враховують геометричні особливості зондів та теплообмін між їх елементами та зовнішнім середовищем (шахтними водами та гірськими породами). Розроблені моделі були верифіковані на прикладах реальних об’єктів з підтвердженням високої збіжності результатів розрахунку з даними натурних вимірювань (розділ 3).

4. Уперше розроблена модель руху шахтних вод та теплоперенесення у затоплених виробках на основі співвідношень гідравліки та теплообміну, яка розглядає підземний затоплений простір як розгалужену систему трубопроводів. На відміну від існуючих, переважно чисельних моделей фільтрації та теплоперенесення у порушеному породному масиві, які усереднюють параметри масиву, така модель дозволяє визначати дійсні швидкості та теплові потоки у виробках з урахуванням їх гідравлічного опору і

значно точніше визначати вплив положення насосів на температуру шахтних вод, що припливають з різних горизонтів з різною температурою. Тестування моделі було проведено на прикладі реальної шахти.

5. Уперше було проведено ранжування шахт України – потенційних ділянок встановлення геотермальних модулів – комплексом критеріїв, у тому числі запропонованим авторами НДР критерієм на основі енергетичного балансу при експлуатації геотермального модулю. Визначено, що для систем відкритого типу розподіл цих ділянок у їх рейтингу суттєво залежить від техногенних чинників, у тому числі інтервалу глибин затоплених виробок, тоді як ефективність систем закритого типу визначається переважно природним геотермальним потоком та розподілом температури у породному масиві.

6. Уперше для умов України на прикладі шахт Селідівської групи запропоновані технологічні схеми використання тепла шахтних вод із залученням існуючої підземної інфраструктури, зокрема, із сезонним накопиченням і використанням тепла й холоду у підземних виробках та можливістю вироблення при цьому електричної енергії (розділ 6).

Можливими сферами використання результатів НДР є промисловий та комунальний сектор, зокрема, гірничодобувні підприємства та теплопостачальні комунальні підприємства на території вугледобувних регіонів, де існують технічні можливості встановлення обладнання для вилучення тепла з шахтних вод. Для цього, зокрема, застосовні обґрунтування щодо реалізації пілотного проекту, розроблені й представлені у розділі 6 для умов шахт Селідівської групи.

Можливості практичного впровадження результатів НДР були представлені на заході «Хакатон вугледобувних міст. Видобувай нові ідеї!» 10.12.2021 р. в презентації «Використання геотермального ресурсу шахтних вод для забезпечення теплових потреб комунального господарства м. Мирноград», доповідач Рудаков Д.В. (презентація додається в електронному варіанті до остаточного звіту на порталі НФДУ).

За результатами виконання проекту у 2020-2021 рр. опубліковано та подано до друку 7 публікацій, з них 4 статті в журналах, які індексуються в БД Scopus, 1 стаття в колективній монографії у видавництві Elsevier, 1 стаття у фаховому виданні, 1 публікація у працях міжнародної конференції (Додаток А).

Результати даної НДР були запропоновані до впровадження в Німеччині в рамках проекту «Можливості вироблення низькотемпературної енергії та накопичення енергії для оцінювання використання енергетичного потенціалу шахтних вод», що виконується в НТУ «Дніпровська політехніка» з 2020 р. (керівник – проф. Рудаков Д.В.) на замовлення Рурського університету м. Бохума за підтримки Форуму води та видобутку (Німеччина) https://www.forum-bergbau-wasser.de/wp-content/uploads/Projektbeschreibung_Nummer5.pdf.

Результати НДР були ухвалені на Науково-технічній раді НТУ «Дніпровська політехніка» 15.12.2021, протокол № 9 (Додаток Б).

Проміжні звіти за даною НДР

1. Звіт з науково-дослідної роботи «Наукові основи екобезпечної трансформації енергетичного профілю вугледобувних регіонів із забезпеченням стійкості гідрогеосфери». Етап № 1: Визначення геотехнологічних схем геотермальних модулів з екобезпечного освоєння теплового ресурсу відпрацьованого порідного масиву закритих шахт при підтриманні гідробезпеки прилеглих територій / Наук. кер. Д. В. Рудаков. Дніпро : Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2020. – 129 с.

2. Звіт з науково-дослідної роботи «Наукові основи екобезпечної трансформації енергетичного профілю вугледобувних регіонів із забезпеченням стійкості гідрогеосфери». Етап № 2: Розроблення моделі термогідродинаміки в закритих шахтах при експлуатації геотермальних модулів з визначенням показників їх ефективності та оцінки зміни термодинамічного стану породного масиву і шахтних вод за різних технологічних та природних умов / Наук. кер. Д. В. Рудаков. Дніпро : Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2021. – 153 с.

1. ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ВСТАНОВЛЕННЯ ТА ЕФЕКТИВНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ МОДУЛІВ НА ЗАКРИТИХ ШАХТАХ

1.1. Аналіз світового досвіду використання та основних схем геотермальних модулів на закритих шахтах

Модулі з використання геотермальної енергії на закритих шахтах можна умовно поділити на дві групи:

1) відкриті системи (системи відкритого типу) зі скиданням охолодженої шахтної води до поверхневих водотоків або до шахти на певній відстані від місця відбору;

2) закриті системи (системи закритого типу) у вигляді геотермальних зондів, які можуть бути встановлені як у верхній частині заповненого закладкою шахтного ствола, так і занурені у шахтну воду нижче рівня затоплення.

З одного боку, відкриті системи забезпечують набагато більшу продуктивність за рахунок більш інтенсивного відбору води. З іншого боку, в цих системах в якості теплоносія використовується шахтна вода, яка забруднена зваженими частинками, солями і речовинами, хімічно агресивними по відношенню до металів. Таким чином, установка і експлуатація таких систем в умовах жорстких екологічних та технічних вимог вимагає встановлення додаткового контуру теплообміну з іншим теплоносієм, що знижує рентабельність виробництва енергії.

В роботах [10–20] наведені дані щодо відкритих циркуляційних геотермальних систем, що наразі експлуатуються у різних країнах світу. Зазначимо, що тепловий потенціал шахтних водовідливів зі скидом у відкриті водотоки (безповоротних систем) майже не використовується; це тип відкритих систем є перспективним, але обмежений через відсутність місцевих споживачів теплової енергії.

Порівняльний аналіз існуючих геотермальних систем [10–20] дозволяє зробити такі висновки.

1. Переважна більшість систем має відносно невелику теплову потужність (до 1 МВт), яка достатня для опалення кількох будівель, часто музеїв, закладів освіти та офісів, розташованих неподалік від колишньої шахти. Виключенням є геотермальна станція у місті Новошахтинськ у Східному Донбасі (Росія), яка забезпечує теплом будинки соціальної сфери у мікрорайоні міста.

2. Системи залишаються ефективними навіть у разі порівняно невисокої температури шахтних вод (12 – 14 °С), хоча потужність модулів значно зростає при збільшенні температури шахтної води до 20 °С та вище. При цьому коефіцієнт перетворення в теплових насосах зростає від 3,4 – 3,5 у Новошахтинську та Фрайбергу (Німеччина) до понад 5 у Мьєрес – Поцо Барредо (Іспанія) та 6 у Хеерлен (Нідерланди). Як джерело тепла для теплових насосів потенційно розглядаються навіть шахтні води з температурою 8 °С.

3. Близьке розташування геотермальних модулів до споживачів є одним з вирішальних чинників їх ефективності, що суттєво знижує витрати на транспортування тепла. Наприклад, об’єкт у Скрантоні (США) розташований на відстані біля 200 м від геотермального модулю; на шахті «Благодатна» у біля Павлограду в Західному Донбасі (Україна) теплова енергія використовується для потреб на шахті також неподалік від місця її генерації.

Отже, світовий науково-практичний досвід використання шахтних вод для опалення будівель показує можливість реалізації і рентабельність цієї геотехнології. Одним із масштабних проектів у цьому напрямку вважається проект Minewater, який реалізовано у м. Хеерлен (Голландія). Шахтна вода, що не використовувалася близько 30 років після затоплення, за допомогою теплових насосів обігріває близько 350 будівель, з яких понад 200 житлових будинків. В рамках проекту в п'яти різних місцях над мережею штолень були пробурені свердловини до глибини 700 м. Вода, що наповнює шахту, на такій глибині має постійну температуру 32 °С, і за допомогою насосів подається

наверх. Після підйому вже з меншою температурою у 28 °С вода потрапляє в тепловий насос, де використовується для доведення води в трубах теплоцентралі міста до кондиційної температури. Після охолодження вода скидається назад у шахту, де знову нагрівається. В літній період ця ж система здатна здійснювати охолодження будівель шляхом відбору води з більш високих горизонтів (глибиною 100 – 200 м), де вона має температуру 10 –13 °С.

Рентабельність застосування шахтних вод за допомогою теплових насосів для опалення та гарячого водопостачання будівель була також підтверджена в Україні на шахті «Благодатна» ВАТ «Павлоградвугілля». Їх відбір з витратою 200 м^3/рік і коефіцієнтом перетворення тепла 3,5 дозволив компанії ДТЕК досягти річної економії в еквіваленті 60 тис. доларів США [20]. При цьому робота насоса зменшила навантаження на навколишнє середовище за рахунок зменшення споживання електроенергії, що особливо важливо для екологічно навантажених вугледобувних регіонів. Однак застосування теплових насосів на шахтах України поки не отримало широкого поширення. Приклад оцінювання можливого використання тепла шахтних вод для шахти №10 «Нововолинська» Львівсько-Волинського басейну наведено в [23].

Закриті геотермальні системи у вигляді геотермальних зондів є менш потужними, а їх використання на непрацюючих шахтах знаходиться ще на початкових стадіях. Відомі окремі приклади використання теплових насосів [10,24–26], які, однак, ще на стали досить поширеними і за кордоном.

При аналізи потенціалу використання геотермальної енергії слід зважати на температурні діапазони та потреби споживачів [27–31]. Зважаючи на порівняно низьку температуру шахтних вод та породного масиву з гірничими виробками (до 35 °С), основними споживачами теплової енергії можуть бути бальнеологічні комплекси, системи теплофікації з використанням теплових насосів та підлог, вирощування овочів та фруктів, а також розведення риб. Надлишок теплової енергії від потужностей сонячної енергетики може бути тимчасово акумульований влітку в підземних виробках з підвищенням температури шахтних вод, що може поширити коло споживачів.

На сьогоднішній день використовуються кілька схем вилучення низькопотенційної теплової енергії (рис. 1.1). Найбільш поширені геотермальні циркуляційні системи відкритого типу з подальшим скидом термічно використаної води або до гідрографічної мережі після очищення (випадок 1А), або до підземних виробок без очищення (випадок 1Б). Крім того, на шахтах, де відсутній водовідлив, використовуються системи закритого типу, де спеціальна рідина-теплоносій циркулює в геотермальному зонді (випадки 2А та 2Б).

Геотермальні модулі включають теплообмінники різних видів та теплові насоси для відбору теплової енергії. Крім вилучення тепла, геотермальні модулі тимчасово накопичувати тепло або холод в підземних виробках. Зазначені системи мають певні геотехнологічні особливості.

Рисунок 1.1 – Системи з використання геотермальної енергії на закритих шахтах

Геотермальні системи відкритого типу відбирають на денну поверхню шахтні води, які зазвичай мають підвищену температуру порівняно з

температурою поверхневих вод (до 35 °С) і далі подаються до проміжного теплообміннику. Всередині цього теплообміннику циркулює теплоносій, придатний за своїми фізико-хімічними показниками для використання як низькопотенційне джерело теплової енергії в тепловому насосі. З метою безпечної роботи насосу в якості теплоносія використовують незамерзаючі розчини (антифризи), які класифікують за основною речовиною, що входить до його складу: на основі етиленгліколю, пропіленгліколю, гліцерину або спиртів (метанолу, етанолу тощо). Температура початку замерзання цих теплоносіїв може бути різною залежно від концентрації основного компонента. Теплоносії випускаються у вигляді готової водної суміші з температурами замерзання від –15 °С до –35 °С.

Нагрітий теплоносій подається в тепловий насос, а охолоджені шахтні води можуть бути або скинуті назад у шахту (циркуляційні системи) або в поверхневий водотік або ставок-відстійник (безповоротні системи). Суттєвою перевагою відкритих систем є можливість отримання величезної кількості теплової енергії, що обумовлено потужним водовідливом. Так, на централізованому водовідливі Хайнріх у Німеччині об’єм скиду сягає 20 млн. м^3/рік, на шахті Вуглегірська в Україні на Донбасі – до 6,3 млн. млн. м^3/рік.

Значна частина експлуатаційних витрат на утримання закритих шахт пов’язана з вартістю електроенергії, витраченою на роботу насосів з водовідливу; вона може бути віднесена до витрат на підтримку безпечного гідродинамічного рівня шахтних вод і запобігання підтопленню території. Недоліками відкритих систем є значні капітальні витрати, необхідні для закупівлі та встановлення обладнання, яке здатне забезпечити вироблення великої кількості теплової енергії з низькотемпературного джерела, а також обов’язкова наявність близько розташованих її споживачів. Слід зважати на те, що в процесі підйому шахтних вод на поверхню і термічного використання в проміжному теплообміннику їх температура дещо знижується, що призводить до зниження теплової потужності відкритих геотермальних систем.

В системах відкритого типу з утилізацією термічно відпрацьованої води шахтна вода забирається із затопленої шахти через основний ствол або свердловини і проходить безпосередньо через тепловий насос або теплообмінник, пов'язаний з тепловим насосом. Після теплообміну шахтна вода скидається в поверхневі води, здебільшого після обробки, наприклад, на шахті Барредо в Мьерес, Астурія, північна Іспанія, де якість води досить висока і необхідність в очищенні відсутня, та шахта Кепхаус в Йоркширі, Великобританія [11], де теплообмін відбувається до очищення шахтної води. Недоліками схем з відкритим контуром є додаткова вартість обробки і забруднення насосів, трубопроводів, теплообмінників і свердловин зворотного закачування твердим осадом внаслідок хімічних реакцій (часто гідроксидами заліза – т. зв. «вохра», або оксидами марганцю).

Відповідно до напрямку скиду термічно використаних шахтних вод геотермальні системи відкритого типу поділяються на кілька типів (рис. 1.2): а) у поверхневі водотоки; б) у ставки-відстійники; в) до шахти через свердловини, наприклад, колишні дегазаційні; г) до шахти через шахтний ствол; д) до шахти через горизонтальні гірничі виробки, які мають вихід на денну поверхню.

Найбільш поширеними з цих систем є системи з скидом відпрацьованих вод в поверхневі водотоки (а), де вода відбирається з затопленої шахти через основний ствол і подається далі до проміжного теплообміннику на денній поверхні, який пов'язаний з тепловим насосом.. Істотною перевагою цього варіанту системи відкритого типу є обов’язковий відбір шахтних вод для підтримки їх безпечного рівня в межах шахтного поля і прилеглих територій. У деяких випадках відбір шахтних вод зі ствола однієї шахти забезпечує дренаж сусідніх шахт, які мають гідродинамічний зв'язок з дренованою шахтою. Зважаючи на це, геотермальні системи з скидом вод у поверхневі водотоки в умовах Донбасу можуть бути рекомендовані на шахтах з незначною мінералізацією вод (переважно неглибоких), що дозволить знизити витрати на їх очищення та вплив на навколишнє середовище, а також на шахтах, де працюючий водовідлив забезпечує гідродинамічну безпеку прилеглих територій.

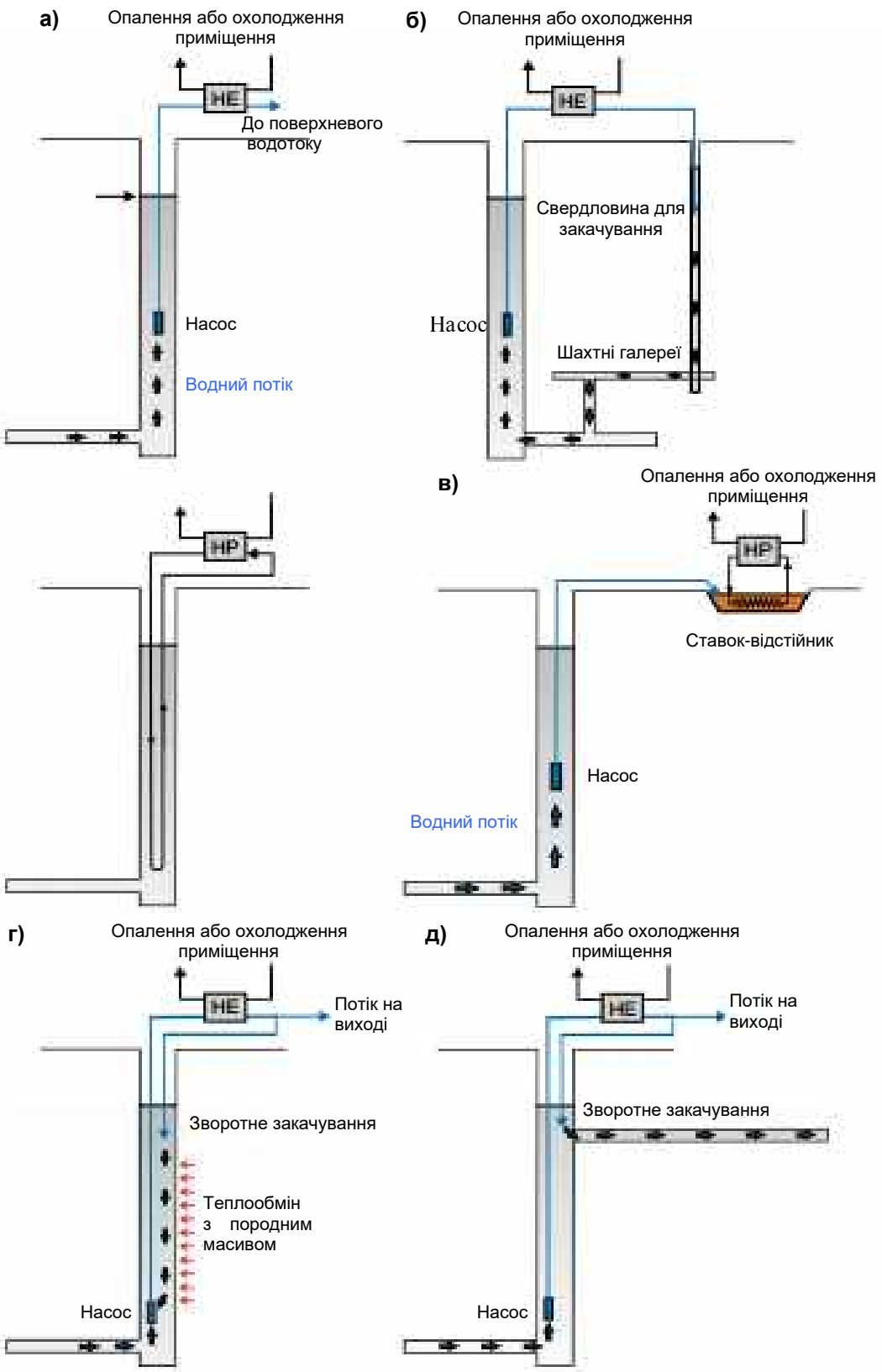


Рисунок 1.2 – Геотермальні системи відкритого типу (за [18]). НЕ – проміжний теплообмінник; НР – тепловий насос; назви систем «а» – «д» у тексті

У системах з скидом шахтних вод в ставки-відстійники (б) тепло з них відбирається за допомогою проміжного теплообміннику, встановленого безпосередньо в ставку, куди надходять шахтні води. При цьому теплоносій, що циркулює по теплообміннику, відбирає теплову енергію з вод ставка і віддає її тепловому насосу, який використовується для опалення або гарячого водопостачання. Перевагою даної системи є наявність великого ресурсу тепла, зосередженого у водах ставка, який може бути використаний в якості низькопотенційного джерела енергії в тепловому насосі. Недоліком цієї системи є суттєве охолодження шахтних вод при їх зберіганні у ставку за низької температури повітря, а також витрати енергії, пов’язані з транспортуванням вод по денній поверхні до відстійника. Тому в умовах Донбасу такі системи енергетично доцільні лише в літній період на шахтах, де ставки-відстійники розташовані поблизу місць відбору шахтних вод.

Якщо скидання шахтних вод у поверхневі водотоки неможливе через екологічні обмеження, пов’язані з присутністю токсичних речовин у шахтній воді (важкі метали, солі, нафтопродукти, висока кислотність тощо), доцільно використовувати системи зі зворотним скидом термічно відпрацьованої води в розташовані на шахтному полі свердловини після теплообміну (в). Перевага цих систем полягає в тому, що водні ресурси не виснажуються, підтримується водний та сольовий баланс, а витрати на очистку та утилізацію мінімізуються. З іншого боку, це вимагає буріння та обслуговування свердловин зворотного закачування і створює ризик виникнення теплового «зворотного зв'язку» між точками відбору і скиду води. Схеми цього типу встановлені поблизу міст Шеттлстон, Глазго, Лумфіннанс, Файф у Шотландії (Велкобританія) [15] та Хеерлен у Голландії [18]. В умовах Донбасу такі системи можуть бути рекомендовані на шахтах, де в межах їх поля є додаткові стволи або свердловини великого діаметра для скидання термічно відпрацьованих вод. При цьому ці гірничі виробки повинні мати гідравлічний зв'язок з основним стволом для перетікання відпрацьованих вод до місця відбору і їх нагріву в процесі фільтрації.

У системах з зворотним скидом шахтних вод до ствола, з якого відбувається їх відбір («г»), термічно відпрацьована вода поглинає тепло з оточуючих порід, потім подається у насос і знову піднімається на денну поверхню для використання в теплообміннику. Перевагою цієї системи є значне скорочення витрат на транспортування термічно відпрацьованих вод по денній поверхні. Однак її застосування накладає обмеження на витрату води залежно від об'єму затоплення ствола і довжини шляху фільтрації вод до місця відбору у зв'язку з необхідністю їх нагрівання перед повторним використанням. В умовах Донбасу застосування даної системи може бути рекомендовано на шахтах з незначним відбором шахтних вод, потужною зоною затоплення і великими значеннями геотермічного градієнта.

У системах з зворотним скидом шахтних вод в горизонтальні гірничі виробки («д») відпрацьовані води скидаються в шахтний ствол, де встановлено насос; проте на відміну від попереднього випадку вода рухається не вниз ствола до насоса, а надходить до розташованої вище горизонтальної виробки (галереї), яка має вихід на денну поверхню поблизу водотоку. У цьому випадку також значно знижуються витрати на транспортування відпрацьованих вод по денній поверхні. Однак з урахуванням того, що рельєф Донбасу представлений височиною з рівними міжрічковими долинами, шахти з такими виробками мають обмежене розповсюдження на даній території і більш характерні для місцевості з значними перепадами абсолютних відміток.

Звичайно, всі розглянуті системи можуть бути встановлені на закритих шахтах Донбасу тільки після детального техніко-економічного обґрунтування, пов'язаного з зіставленням кількості вироблюваної ними теплової енергії та витрат електроенергії на роботу теплових насосів, підйом, закачування і рух шахтних вод. Крім того, у випадку систем відкритого типу без повернення відпрацьованої води в шахту витрата відбору шахтних вод оцінюється з урахуванням гідрогеологічних умов шахтного поля за критерієм підтримання гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод нижче підошви приповерхневих водоносних горизонтів, які використовуються для питного водопостачання, що

попереджує забруднення підземних вод. У разі зворотних системи інтенсивність відбору шахтних вод може бути оптимізована відповідно до потреб споживачів в тепловій енергії, які знаходяться в безпосередній близькості від шахти.

Геотермальні системи закритого типу створюються на основі геотермальних зондів, в яких теплоносій циркулює гідравлічно ізольовано від шахтних вод та оточуючих порі, а теплообмін відбувається через стінки зондів – труб, що виготовляються переважно з поліетилену. Такі системи ідентифікують як системи закритого типу.

Геотермальні зонді можуть бути встановлені (рис. 1.3):

– у верхній частині закладеного шахтного ствола або у невикористовувані свердловини (наприклад. дегазаційні), тоді тепло відбирається від оточуючих гірських порід;

– в затоплених гірничих виробках, переважно у вертикальних, таких, як шахтний ствол, тоді тепло відбирається від шахтної води.

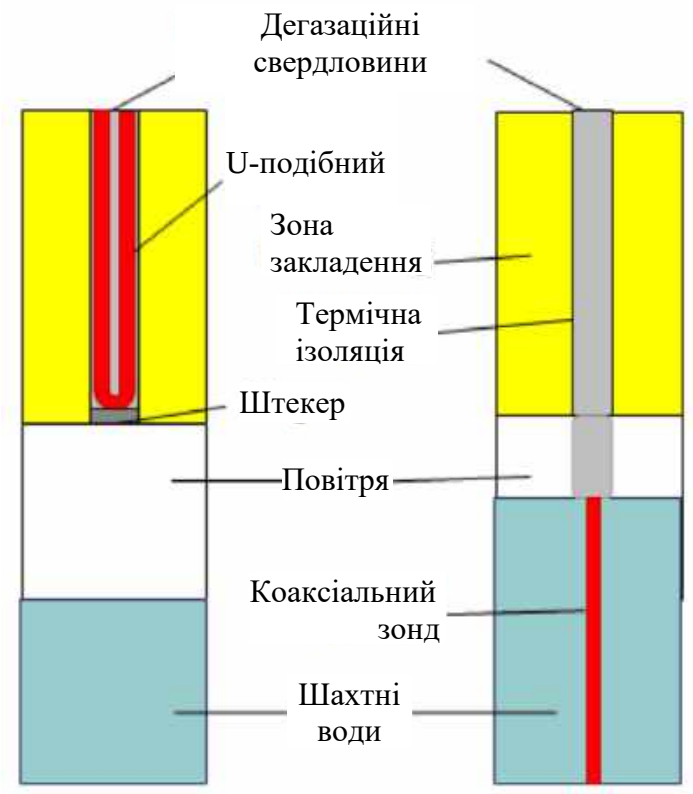


Рисунок 1.3 – Варіанти установки U-подібного (а) і коаксіального (б) геотермального зонда в вертикальні гірничі виробки [10]

Відповідно до типу циркуляції та геометрії виділяють: а) одинарні U-подібні зонди, б) здвоєні U-подібні зонди, в) коаксіальні зонди. Принципова схема геотермального модулю закритого типу включає розташовані в гірничих виробках шахти зонди, в яких циркулює теплоносій (25-38% водний розчин етиленгліколю). На виході з теплового насосу на денній поверхні теплоносій має температуру, яка нижче температури оточуючих зонд шахтних вод або порід. Теплова енергія з порушеного породного масиву, який повністю або частково затоплений, нагріває теплоносій до певної температури. Нагрітий теплоносій надходить у випарник теплового насоса, віддає тепло і знову нагнітається в зонд з зниженою температурою. Отримана насосом теплова енергія подається споживачу через опалювальний контур і систему гарячого водопостачання. Для покриття піків споживання теплової енергії будівлями в холодну пору року має використовуватися резервна котельня, яка працює на викопному паливі (вугілля, газ).

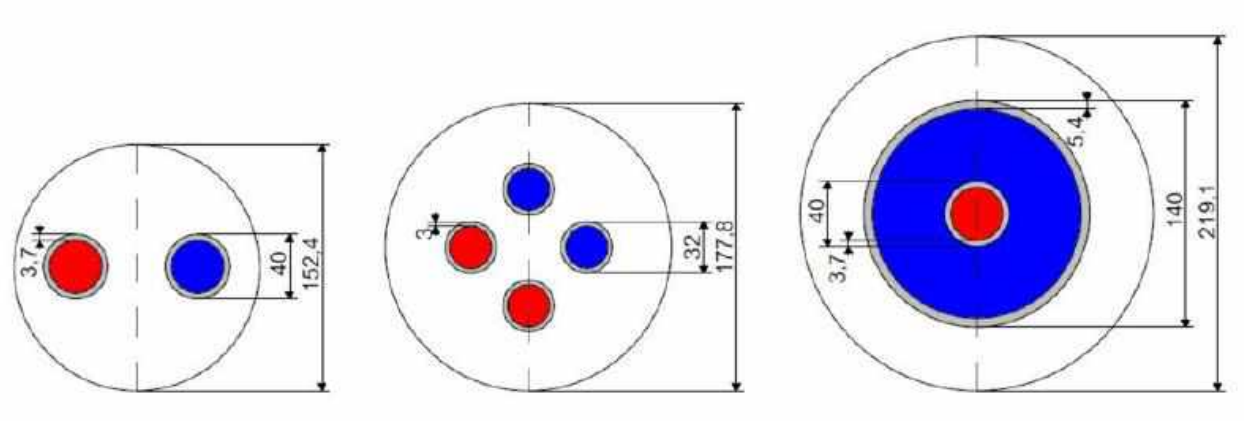
У разі помірної температури шахтної води в діапазоні 17 – 20 ˚С теплові насоси можуть бути використані не тільки для підігріву в опалювальний сезон, але й для охолодження повітря в літній період, аналогічно тому, як це зроблено на шахті Барредо в Іспанії [18]. Це особливо актуально для кліматичних умов Західного та Центрального Донбасу з теплим посушливим літом та зростання літніх температур в останні десятиліття внаслідок кліматичних змін.

Наведений на рис. 1.4 приклад є одним з варіантів конструкції зондів, який може бути оптимізовано відповідно до теплофізичних характеристик теплоносія, матеріалу заповнення зонду та оточуючого середовища.

Одинарний U-подібний зонд являє собою поєднані внизу дві паралельні поліетиленові труби (як правило PE100 SDR11), основні характеристики яких наведені в табл. 1.1. Здвоєний U-подібний зонд складається з двох близько розташованих (в одній свердловині), та міцно зафіксованих одинарних зондів, по яким паралельно, але незалежно циркулює теплоносій.

Коаксіальний зонд складається з двох труб, розташованих одна в іншій. Через внутрішню пластикову теплоізольовану трубу подається теплоносій на

дно зонда, який потім піднімається по міжтрубному зазору, відбираючи тепло з шахтних вод чи оточуючих порід через сталеву стінку зовнішньої труби, яка має високу теплопровідність. Діаметр внутрішньої труби коаксіального зонда, як правило, знаходиться в діапазоні 0,3 – 0,4 м, зовнішньої – 0,14 – 0,16 м [24].



а) б) в)

Рисунок 1.4 – Поперечний перетин геотермальних зондів, що експлуатуються на території м. Віллiх (Німеччина) [24]: а) простий U-подібний зонд, б) подвоєний U-подібний зонд, в) коаксіальний зонд. Червоним кольором позначені труби з теплим теплоносієм, синім – з холодним.

Таблиця 1.1 – Параметри поліетиленових труб, які використовують в U-подібних геотермальних зондах [32,33]

Специфікація труб	20 × 2,0	25 × 2,3	32 × 3,0	40 × 3,7	50 × 4,6	63 × 5,8
Зовнішній діаметр, м	0,02	0,025	0,032	0,04	0,05	0,063
Товщина стінки, м	0,002	0,0023	0,003	0,0037	0,0046	0,0058
Внутрішній діаметр, м	0,016	0,0204	0,026	0,0326	0,0408	0,0514
Обсяг на м труби, дм^3	0,201	0,327	0,531	0,835	1,308	2,070
Діапазон витрати, дм^3/год	100 – 1080	100 – 1100	300 – 3000	1500 – 18600	1500 – 18600	1500 – 18600

При встановленні геотермальних зондів витрати електроенергії на підйом води відсутні; електроенергія витрачається на прокачування теплоносія та

забезпечення роботи теплового насосу на поверхні землі. Основним критерієм доцільності встановлення та експлуатації геотермального модулю є позитивний енергетичний баланс, який визначається як різниця між отриманою тепловою енергією, відібраною тепловим насосом з шахтних вод та тепловим еквівалентом електричної енергії, витраченої на прокачку теплоносія та роботу теплового насосу. На відміну від геотермальних систем відкритого типу, системи закритого типу не потребують відбору шахтної води, не змінюють її сольовий баланс, тим самим попереджуючи засолення верхніх водоносних горизонтів, що є суттєвою перевагою в умовах жорстких екологічних обмежень. Експлуатація систем закритого типу може бути економічно вигідною за наявності навіть невеликих індивідуальних споживачів теплової енергії.

Системи закритого типу є менш потужними ніж відкритого, але їх зонди можуть встановлюватися практично у всі гірничі виробки і свердловини в межах шахти збільшуючи тим самим свою сумарну теплову потужність. Крім того, системи закритого типу характеризуються набагато меншою вартістю ніж відкритого і можуть бути використані для опалення локальних малопотужних об'єктів (адміністративні та складські приміщення, тепличні господарства, окремі будівлі) які як правило перебувають поруч із шахтою. Разом з тим незважаючи на зазначені переваги геотермальних систем закритого типу у світі відомі тільки окремі приклади їх експериментальної експлуатації на непрацюючих шахтах [10,14,18,25,26], які, однак, ще на стали поширеними навіть за кордоном.

Коаксіальні зонди переважно характеризуються більшою тепловою потужністю, проте їх встановлення на території закритих шахт обмежене внаслідок більшого діаметру. Так, розташовані в межах шахт геологорозвідувальні і дегазаційні свердловини, як правило, мають діаметр до 0,13 м і не підходять для розміщення цих зондів. Крім того, коаксіальні зонди вимагають більшої потужності насосу для подолання гідродинамічного опору при русі теплоносія у внутрішній трубі і міжтрубному зазорі, а також

характеризуються більшою вартістю порівняно з U-подібними зондами. Тому встановлення та експлуатація коаксіальних зондів доцільна тільки в шахтних стволах, які мають значний діаметр і тепловий ресурс шахтних вод.

З іншого боку, одинарні U-подібні зонди, хоча й характеризуються меншою тепловою потужністю, внаслідок меншого діаметра можуть бути розміщені майже у всіх виробках, наявних на шахтному полі, створюючи сумарно досить потужний тепловий потік. Крім того, за наявності на шахтному полі виробок підвищеного діаметра (> 0.17 м) їх теплопродуктивність може бути збільшена шляхом установки здвоєного U-подібного зонда, потужність якого порівняна з потужністю коаксіального зонду.

Прикладом застосування геотермальних зондів на закритих шахтах може служити промислове випробування цієї технології в селищі Альсдорф, що знаходиться в районі видобутку кам'яного вугілля поблизу м. Ахен (Німеччина) [34]. Використовувався здвоєний U-подібний зонд довжиною 860 м, занурений у воду у шахтному стволі від рівня 168 м нижче поверхні землі. В період з листопада 2018 р. по лютий 2019 р. тут було вироблено 168 МВт·год теплової енергії з середньою потужністю 64 кВт. Геотермальна система, встановлена у м. Бьютт (штат Монтана, США), частково використовує тепло шахтних вод для опалення науково-дослідного комплексу загальною площею 5203 м^2 [35]. Геотермальні зонди системи встановлені у два гідродинамічно пов’язані шахтні стволи, які розташовані на відстані 275 м від комплексу. Рівень шахтних вод в стволах знаходиться приблизно на 35 м нижче денної поверхні, температура вод становить 25 ºС, загальна довжина зонда – 183 м. Геотермальний модуль експлуатується разом з існуючою системою опалення в комплексі з двома тепловими насосами потужністю 87,5 кВт, які можуть працювати в режимі опалення або охолодження залежно від температури зовнішнього повітря.

Перевагою шахтних вод як оточуючого середовища для встановлення геотермальних зондів є більш високі значення коефіцієнта тепловіддачі на контакті сталевої зовнішньої труби зонду з водою до 1000 Вт/(м^{2}К) [32]

порівняно зі значно меншими значеннями цього коефіцієнту на контакті зовнішньої труби зонду з гірськими породами до 35 Вт/(м^{2}К) [33]. Однак більша глибина розташування геотермального (як правило, коаксіального) зонду в зоні обводнення в гірничих виробках порівняно з зоною закладення виробок ближче до поверхні (як правило, U-подібного зонду) вимагає більшої кількості енергії на прокачування теплоносія та більших капітальних витрат. Внаслідок конструктивних особливостей коаксіальні теплообмінники мають підвищений питомий тепловідбір з одного погонного метра зонда у порівнянні з U-подібними, проте вартість їх значно вище. При цьому подвійні U-подібні геотермальні зонди, що складаються з чотирьох труб, з одного боку, дозволяють підвищити тепловідбір, з іншого боку, мають більш складну конструкцію, яка ускладнює їх встановлення на великих глибинах при збільшенні діаметру.

У вже встановлених закритих геотермальних системах із замкнутим циклом теплообмінник (сталевий радіатор або петля з поліетиленової труби) занурюється у шахтну воду, зону закладки шахтного ствола чи дегазаційні свердловини. Це можна зробити в самій шахті, наприклад, у затопленій шахті або галереї, як на шахті Фолдал в Норвегії [18], або у резервуарі очищення води після того, як шахтна вода була піднята на поверхню, як у м. Капхаус, Йоркшир, Великобританія [27].

Важливим технологічним елементом геотермального модулю є сучасні промислові теплові насоси (ТН), які дозволяють підвищувати ефективність систем опалення та кондиціювання приміщень [36,37]. Економічна доцільність їх застосування пов’язана з тим, що сучасні житлові та офісні комплекси, як правило, вимагають комплексного вирішення питань опалення, кондиціювання та гарячого водопостачання. Традиційно це завдання вирішується шляхом будівництва газової котельні або підключенням до централізованих мереж теплопостачання, а до них додатково будується система охолодження на базі холодильних машин, які використовують енергію палива або холодильних установок по принципу спліт-системи. Будівництво таких теплових систем, як

правило, супроводжується цілим рядом питань щодо підводу газової магістралі, обмеженими місцями та правилами розміщення обладнання, наявністю лімітів на природний газ та різних погоджень з органами технічного нагляду. Разом з тим, встановлення системи ТН за витратами можна порівняти з будівництвом системи кондиціювання, але в підсумку споживач отримує повноцінну сучасну високоефективну систему автономного забезпечення теплом, холодом і гарячої водою, що працює цілий рік без перерв на профілактику, при цьому меншою потребою в електроенергії. За умови цілорічної експлуатації ТН середній термін окупності системи на його базі становить 3 – 5 років, при експлуатації системи тільки на вироблення гарячого водопостачання окупність забезпечується за 2 – 3 роки порівняно з централізованими мережами теплопостачання.

До економічної ефективності ТН можна віднести і показник вартості виробництва 1 Гкал тепла, оскільки порівняно з системою центрального теплопостачання 1 Гкал тепла, що вироблена ТН, у 2,5 рази дешевше. Порівняно з автономною газовою котельнею вартість 1 Гкал тепла, виробленої ТН, близька, але газова котельня не виробляє холод, їй для цього потрібне додаткове обладнання, що одразу призводить до зростання споживання палива, при цьому експлуатаційні витрати газової котельні в 4 рази вище.

Для забезпечення ефективної експлуатації теплових насосів, необхідною умовою при проектуванні систем тепло- та холодопостачання, що передбачають їх застосування, є вибір раціональних енергозберігаючих технічних рішень. При цьому теплонасосні системи теплопостачання можуть застосовуватися для опалення, вентиляції, забезпечення теплотою на потреби гарячого водопостачання і інших технологічних процесів [38–41].

Діапазон теплової потужності промислових ТН різних виробників достатньо широкий: від 64 до 1932 кВт на нагрів та від 54 до 1741 кВт на охолодження будівель. Крім того, для збільшення теплової потужності системи тепло- та холодопостачання будівель за допомогою ТН представляється можливим сполучення окремих теплових насосів в блоки. При проектуванні

системи охолодження будівель за допомогою ТН необхідно передбачити систему вентиляції для забезпечення циркуляції повітря по всьому приміщенню і запобігання появі конденсату.

1.2. Гідрогеологічні, інженерно-геологічні, геотехнологічні та геотермальні чинники та умови закритих шахт Донбасу

Ефективність та безпечність геотермальних модулів на основі використання тепла шахтних вод та породного масиву суттєво залежить від належного врахування гідрогеологічних, інженерно-геологічних та геотехнологічних чинників, які характерні для закритих шахт. Нижче розглянуті основні чинники, які необхідно враховувати при проектування та експлуатації геотермальних модулів на території Донецького басейну, де зосереджена більша частина закритих шахт України, а тепловий потенціал набагато вищій, ніж у інших вуглевидобувних регіонах країни.

Гідрогеологічні чинники закритих шахт, які важливі при проектуванні та експлуатації геотермальних модулів, включають наявні водоносні горизонти. їх поширеність та зональність, фізико-хімічний склад підземних вод, фільтраційні та ємнісні властивості порід, техногенна порушеність гідрогеологічного режиму тощо.

Кам'яновугільні вугленосні відкладення Донбасу складені різноманітним комплексом теригенних порід – пісковиками, алевролітами, аргілітами, серед яких у вигляді малопотужних шарів залягають пласти вугілля і вапняків [42, 43] (рис. 1.5). Загальна потужність кам'яновугільних відкладень збільшується із заходу на схід і від меж до центральної частини басейну – області найбільшого прогинання і змінюється від 700 м в районі с. Тернівка до 18 км у м. Шахти. Підземні води є найважливішим елементом гірничо-геологічних умов карбону, вони поширені як за площею, так і на глибину, утворюючи водоносні горизонти і комплекси, різні за типом, умовами залягання, складу та іншими ознаками.

Стратиграфічні підрозділи						Гідрогеологічні підрозділи			
Загальна стратиграфічна шкала				Місцева стратіграфічна шкала світа, товща, пачка	Віковий індекс	Літологічний склад	Літолого-гідрогеологічна характеристика	Індекс	Потужність, м
Ерема	Система	Відділ, (ланка)	Ярус (надгоризонт)						
КАЙНОЗОЙСЬКА	ЧЕТВЕРТИННА ПЛЕЙСТОЦЕН	ГОЛОЦЕН Сучасні	Голоценовий		H		Водоносний горизонт в верхньочетвертинних сучасних алювіальних і алювіально-делювіальних відкладах I, II, I-II і III надзаплавних терас, річкових заплав і днищ балок. Піски, суглинки, лесовидні суглинки.	$a^{1}_{1-3}P_{III}$+ aH+ adH	8 - 25
		НЕОПЛЕЙСТОЦЕН Верхня	Деснянський		P_{III}				
			Ольшанський						
			Трубежський						
		НЕОПЛЕЙСТОЦЕН Середня	Черкаський		P_{II}		Водоносний горизонт в нерозчленованих нижньо-верхньоонеоплейтоценових еолово-делювіальних відкладах вододільних рівнин та їх схилів. Леси, лесовидні суглинки в нижній частині, бурі, червонобурі, середні і важкі, с прошарками легких суглинків, пісків і супісків.	col-d P_{I-III}	0,1 - 25
			Хадженбейський						
		НЕОПЛЕЙСТОЦЕН Нижня	Круженичський		P_{I}				
			Донецький						
			Будинський						
	НЕОГЕНОВА	ПЛІОЦЕН	Акчагільський-Кіммерійський	Товща червонобурих глин	$N_2c^{1}g$		Товща водотривких верхньоміоценових і нижньо-верхньоплоценових строкатих і червонобурих глин.		від 2 - 8 до 20 - 25
		МІОЦЕН Верхній	Понтичний						
			Сарматський-понтичний	Товща строкатих глин	$N_{1-2}sg$				
		МІОЦЕН Нижній+середній	Кавказько-конкський	Новопетрівська	N_1np		Водоносний горизонт в нерозчленованих верхньо-олігоценових-міоценових відкладах берекської і новопетровської світ і середньосарматського регіо-під'ярусу. Піски різнозернисті з прошарками пісковиків, запісочених глин, вторинних каолінів, бурого вугілля, з домішками рудних мінералів.	P_3br N_1p N_1np	від 7 - 8 до 30 - 39
	ПАЛЕОГЕНОВА	ОЛІГОЦЕН Верхній	Хатський	Берекська	P_3br				
		ОЛІГОЦЕН Нижній+середній	Рюпельський	Межигірська	P_3mz^{1}		Водоносний горизонт в нижньо-середньоолігоценових відкладах межигірської світи. Піски, алевроліти, в основі піски грубозернисті, рідше пісковики.	P_3mz^{1}	від 15 - 25 до 35 - 38
		ЕОЦЕН Верхній	Приабонський	Київсько-обухівська	P_2kv-ob		Водоносний горизонт в середньо-верхньоеоценових відкладах київської та обухівської світ. Піски дрібно-різнозернисті, пісковики різнозернисті.	P_2kv-ob	від 17 - 20 до 30 - 35
		ЕОЦЕН Середній	Бартонський	Київська	P_2kv		Водотривка товща середньоеоценових відкладів київської світи. Глини, мергелі.	P_2kv	15 - 19
			Лютецький	Костянецька	P_2ks		Водоносний горизонт в середньо-еоценових відкладах костянецької світи. Піски глауконітові, гумусіровані, в основі гравелисті, з галькою	P_2ks	10 - 25
МЕЗОЗОЙСЬКА	ЮРСЬКА	СЕРЕДНЯ Батський нижній		Підлужна	J_2pd		Водотривка товща середньоюрських відкладів. Глини шаруваті з проверстками сидерітів, пісковиків.	J_2pd	30 - 130
		СЕРЕДНЯ Байоський верхній							
		СЕРЕДНЯ Байоський нижній		Черкаська	$J_2c^{1}r$		Водоносний комплекс в середньоюрських відкладах черкаської світи. Піски, пісковики з проверстками глин.	$J_2c^{1}r$	40 - 75
		Ааленський		Кожулінська	$J_{1-2}kz^{1}$		Водотривка товща нижньо-середньоюрських відкладів кожулянської світи. Глини з прошарками пісковиків, сідеритів.	$J_{1-2}kz^{1}$	55 - 85
		НИЖНЯ	Тоарський						
	ТРІАСОВА	ВЕРХНЯ	Норійський-Карнійський	Новорайська	T_3nr		Водоносний комплекс в верхньотріасових відкладах новорайської світи. Перешарування пісків, пісковиків, алевролітів,	T_3nr	3 - 25
		СЕРЕДНЯ	Ладінський	Протопівська	T_2pr		Водоносний комплекс в верхньотріасових відкладах протопівської світи. Піски, пісковики, глини.	T_2pr	33
		СЕРЕДНЯ	Анізійський	Серебрянська	$T_{1-2}sr$		Водоносний комплекс в нижньо-середньотріасових відкладах верхньосеребнянської підсвіти. Піски, алевроліти, вапняки.	$T_{1-2}sr_2$	10 - 50
		НИЖНЯ	Оленьокський				Водоносний комплекс в нижньо-середньотріасових відкладах нижньосеребнянської підсвіти. Піски, пісковики, вапняки, проверстки глин.	$T_{1-2}sr_1$	10 - 15 60 - 70
ПАЛЕОЗОЙСЬКА	КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА	НИЖНІЙ - ВЕРХНІЙ	Візейський - Касимівський	Межівська - Ісаєвська	C^{2}_{1} - C^{1}_{2-3}		Водоносний комплекс в нерозчленованих нижньо-верхньокам'яновугільних відкладах кальміуської-ісаєвської світи. Перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів, малопотужних проверстків вапняків і вугілля.	C^{2}_{1} - C^{1}_{2-3}	3000 - 4000
		НИЖНІЙ	Турнейський - Візейський	Мокроволновахська серія	C^{1}_{1}		Водоносний комплекс в нерозчленованих нижньокам'яновугільних відкладах макроволновахської серії. Тріщинуваті закарстовані вапняки, пісковики.	C^{1}_{1}	5 - 138
ДОКЕМБРІЙСЬКА	АРХЕЙ	НИЖНІЙ-ВЕРХНІЙ	Західно- і центральноприазовська серії		AR_1 - AR_2		Водоносний комплекс в тріщиній зоні кристалічних докембрійських утворень і продуктів їх вивітрювання. Гнейси гранат-біотітові, амфіболові, кристалосланці біотітові, магнетіти біотітові, амфіболові.	AR_1 - AR_2	від 10-15 до 80-90
	Mz - Kz				Mz - Kz		Водотривка товща: каоліни, глини, слабопроникні жорствяно-глинисті утворення.	Mz - Kz	5 - 10

Рисунок 1.5 – Стратиграфічна колонка Донецького басейна [42]

Фізико-географічні, геоморфологічні, кліматичні і геоструктурні умови території Донбасу [43,44] обумовили різноманітність ресурсів підземних вод, умов їх живлення, розвантаження, хімічний склад, захищеність від забруднення тощо. Відкладення карбону залежно від водоносних горизонтів, які в них знаходяться і ступеня водонасиченості, поділяються на дві різні товщі: нижню – вапнякову, що включає потужний водоносний горизонт тріщини-карстових вод, і верхню піщано-глинисту з численними водоносними горизонтами пластово-тріщинних вод, приурочених до пластів пісковиків і вапняків.

Залежно від умов циркуляції на території Донбасу виділяються порові, порово-тріщинні, тріщинно-карстові і тріщинні підземні води. Загальний напрямок потоку підземних вод в природних умовах (до долин річок) змінюється в порушених умовах внаслідок шахтного водовідливу та експлуатації водозаборів. Характеристика водоносних горизонтів на цій території виконана у звіті за ЕВП1 за 2020 р. на основі робіт [42-49]. Найбільш важливі з точки зору формування водоприпливів до виробок кам'яновугільні відклади представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків та шарів вугілля (табл. 1.2) з розвинутою анізотропією, коли проникність порід по простяганню у кілька разів вища, ніж у перпендикулярному напрямку. З глибиною тріщинуватість і пористість порід зменшується впливом геостатичного тиску, що підтверджувалося під час ведення гірничих робіт на шахтах Донбасу [45] (табл. 1.3, 1.4). Низький ступінь метаморфізму й переважно глинистий склад кам’яновугільних відкладів призводить до їх розмокання і кольматації тріщин. Через 1 – 2 місяця після утворення тріщинуватості над гірничими виробками водотривкі властивості піщано-глинистої товщі повністю відновлюються.

Коефіцієнти фільтрації кам’яновугільних відкладів змінюються від 0,0006 м/добу до 2,37 м/добу, а водопровідність порід візейського ярусу становить 0,057 – 12,73 м^2/добу [47-50]. Коефіцієнти фільтрації кам’яновугільних порід з глибиною зменшуються через зменшення розкриття

тріщин і пористості порід з глибиною, причому на однакових глибинах коефіцієнт фільтрації може відрізнятися на один-два порядки.

Таблиця 1.2 – Середній літологічний склад товщі кам'яновугільних порід

Яруси кам'яновугільних порід	Літологічний склад товщі кам'яновугільних порід, %				Потужність, м
	Пісковики	Алевроліти та аргіліти	Вапняки	Вугілля	
Намюрський ярус (надвугленосна свита)	25	73	1,2	0,23	160-770
Візейський ярус (самарська вугленосна свита)	15,8-20,8	79-82,2	0,4-0,7	1,5-2-2,5	535-600
Візейський ярус (підвугленосна свита)	16-17	80,6-81	2,1-2,4	0,3-0,4	320-400
Візейський ярус (самарська вугленосна свита)	26,4	70,9	0,25	2,45	320-425

Таблиця 1.3 – Розкриття тріщин у пісковиках та вугіллі

Інтервал глибин, м	Розкриття тріщин, мм	Кількість вимірів	Розкриття тріщин, мм	Кількість вимірів
	Пісковики		Вугілля	
200	1,7	27	1,23	111
300	1,1	10	1,03	15
400	0,75	1	0,85	12
500	0,49	2	0,71	3
600	–	–	0,59	4

Серед водовмісних порід візейського ярусу найбільш витримані за потужністю й площею поширення пісковики у зоні вугільних шарів C_1-C_4; їх коефіцієнти фільтрації зменшуються від поверхні до глибоких шарів у діапазоні від 0,003 до 0,192 м/добу (табл. 1.5).

Таблиця 1.4 – Середні значення величин пористості порід

Інтервал глибин, м	Середнє значення пористості, %	Кількість вимірів	Середнє значення пористості, %	Кількість вимірів
	Пісковики		Вапняки	
0 – 100	24	12	–	–
100 – 200	21,6	105	12,38	3
200 – 300	17,4	62	4,51	4
300 – 400	15,5	57	7,8	2
400 – 500	14,5	51	–	–
500 – 600	13,1	88	–	–
600 – 700	12,3	71	7,0	4
700 – 800	11,9	27		
800 – 900	11,5	16		
900 – 1000	10,5	10		
1000 – 1100	9,9	19		
1100 – 1200	9,2	5		

Таблиця 1.5 – Коефіцієнти фільтрації пісковиків кам’яновугільної товщі по інтервалах глибин

Інтервал глибин, м	Середньоарифметична величина коефіцієнта фільтрації пісковиків, м/добу
0 – 200	0,192
200 – 400	0,047
400 – 600	0,012
600 – 800	0,003

Отже, основними гідрогеологічними чинниками порушених гірничими роботами породних масивів Західного та Центрального Донбасу є висока фільтраційна неоднорідність та наявність різних шляхів міграції шахтних та підземних вод з домінуванням їх руху в підземних виробках та крупних тріщинах. У разі експлуатації геотермального модулю на основі циркуляційної системи цей чинник буде значно скорочувати час міграції води і може призводити до потрапляння ще не нагрітих термічно використаних шахтних вод, скинутих з поверхні у виробки, до місць їх відбору та впливати з часом на теплову потужність.

Виходячи з даних щодо потужності шарів гірських порід та мінералізації підземних вод для умов Донбасу орієнтовний гідродинамічно безпечний рівень підтримання шахтних вод у разі встановлення геотермального модулю має знаходитися на рівні покрівлі кам’яновугільних відкладів, тобто на глибинах від кільком десятків метрів нижче поверхні землі. Уточнення цього рівня має бути проведено або на основі аналітичних співвідношень теорії фільтрації (розділ 2.4), або чисельним моделюванням (підрозділ 3.4).

Інженерно-геологічні чинники. Інженерно-геологічні умови вугільних родовищ Донбасу мають низку специфічних особливостей. Розробка вугілля проводилася закритим способом як похилими, так і вертикальними стволами в умовах площинного поширення пластів при їх малій потужності та похилому заляганні за умов порівняно великої глибини зони вивітрювання (в середньому 60 м) і міцності порід, внаслідок чого на відносно невеликій території сформувалися великі підземні ємності, заповнені теплою шахтною водою – техногенний тепловий ресурс, що має велику теплоємність та сталість температури протягом року.

Для прогнозування інженерно-геологічних умов при розміщенні геотермальних модулів та їх тривалій експлуатації на порушеному породному масиві можуть застосовуватися різні методи, зокрема, метод аналогій. Для оцінки стійкості покрівлі методом застосовується така типізація: I тип – нестійкі породи; II тип – слабостійкі породи, які при виїмці вугілля

обрушуються в окремих місцях; III тип – породи середньої стійкості, IV тип – стійкі породи, зависаючи в виробленому просторі по ширині на 3,0 – 4,5 м.

Геотехнологічні чинники. Надійне функціонування геотермальних модулів, в межах яких відбувається активна циркуляція шахтних вод в порушеному масиві на території суміжних шахт, залежить також від стійкості міжшахтних ціликів. Нормативи для визначення розмірів ціликів засновані на емпіричних даних. Разом з тим, надійність і ефективність технічних рішень щодо рівнів води у підземних виробках, які використовуються для геотермального модулю, багато в чому залежить від достовірності знань про механізм можливого руйнування міжшахтних ціликів під дією сил гідравлічного впливу. В роботі [52] представлено імовірнісний підхід до оцінки стійкості бар'єрних ціликів на основі різнорівневої ідентифікації геомеханічного деформування і розподілу напірного градієнта води з використанням дискретної моделі Кюндалла. Питання про критерії гарантованого безпечного розміру ціликів на основі врахування реального механізму втрати їх стійкості ще залишається відкритим.

Можливі сценарії зменшення гідрогеомеханічної стійкості міжшахтного цілика при односторонньому затопленні, що характерно для закритих вугільних шахт, включають: а) зрушення цілика під дією гідравлічного напору; б) різке збільшення проникності цілика внаслідок появи тріщин гідророзриву. На основі кількісного аналізу розміру ціликів та тиску води з використанням критерію Кулона-Мора можна показати, що за умов виконання нормативного регламенту на шахтних полях, де є перспективним експлуатація та встановлення геотермального модулю, геотехнічний чинник не буде обмежуючим, хоча має бути розглянутий при близькому розташуванні до ціликів місць скиду термічно використаної шахтної води.

Дані про затоплення закритих шахт у вугільних басейнах України на даний час досить фрагментарні. У зв'язку з тим, що значна частина вугільних шахт країни знаходиться на неконтрольованій території, дані щодо більшості з них стосуються 2014 р. або неповні. Частково ця інформація міститься у [53, 54, 55], дані щодо водовідливу – в огляді [56] (рис. 1.6).

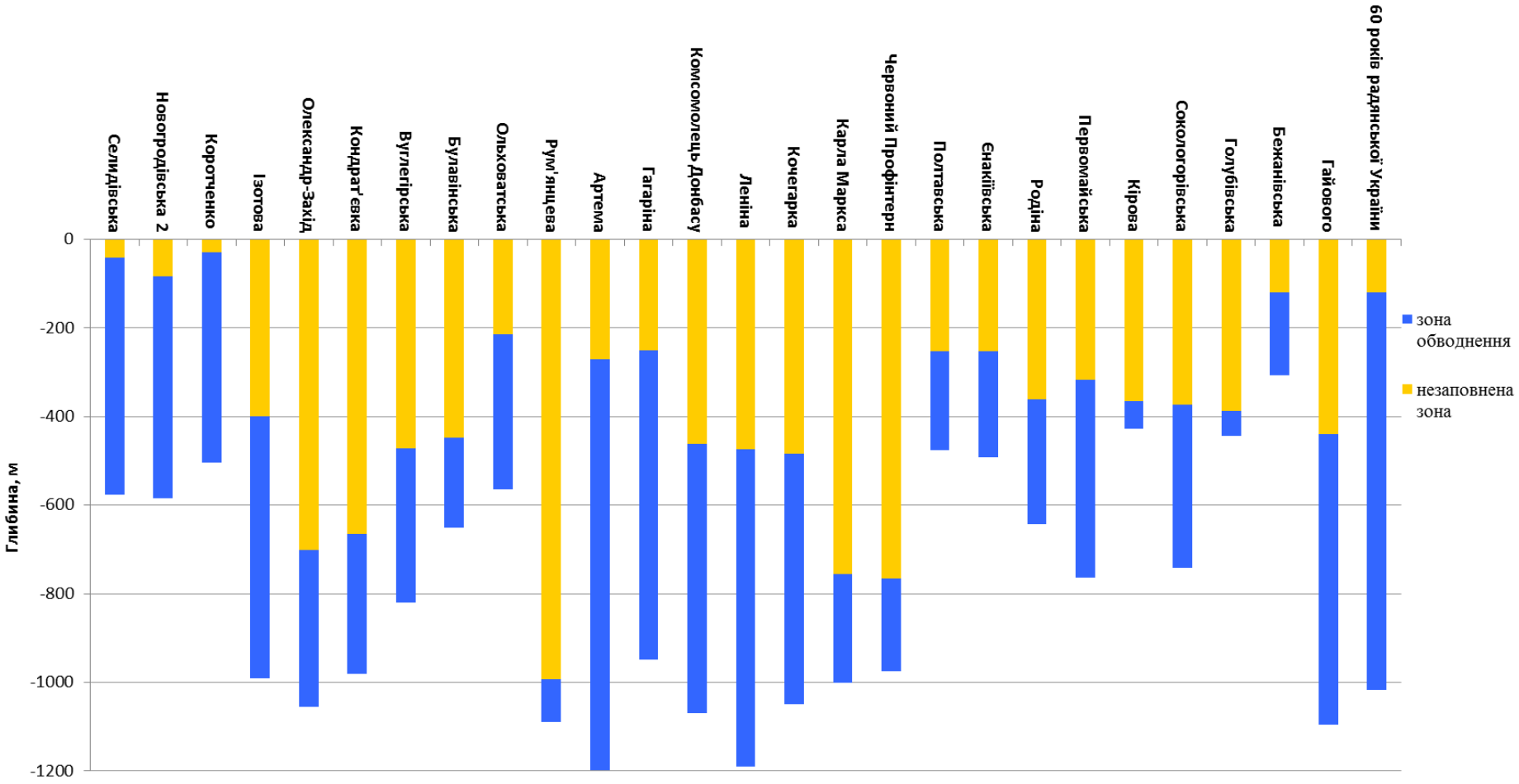


Рисунок 1.6 – Положення рівня шахтних вод у шахтах Донбасу [54, 55]

Важливим геотехнологічним чинником закритих шахт, що впливає на теплову потужність та ефективність геотермального модулю, є об’єм підземного виробленого простору, який частково або повністю заповнений водою. Цей параметр суттєво залежить від коефіцієнту заповнення пустот і варіює від кількох сотень тисяч до кількох мільйонів, іноді десятків мільйонів кубічних метрів. Наприклад, за даними [57], об’єм виробленого простору шахт Селидівської групи становить 7,876 млн. м^3 у шахті ім. Д.С. Коротченка, 11,76 млн. м^3 у шахті № 2 «Новогродівська», 0,882 млн. м^3 у шахті «Селидівська».

Іншим важливим геотехнічним чинником є витрата водовідливу, яка залежить від підтримуваного рівня шахтних вод та проникності підробленого масиву порід. Станом на 2020 р. в режимі відключеного водовідливу продовжується повільний підйом рівня води в закритих шахтах Донбасу. Для шахти №2 «Новогродівська» за останній період спостережень він уповільнився від 0,17 м/добу до 0,07 м/добу. У наступні роки слід очікувати стабілізації рівня шахтних вод, аналогічно тому, як це відбувається на закритих шахтах в країнах Європи [58]. Деякі шахти мають підтримуватися осушеними навіть після закриття з потужним водовідливом (табл. 1.6), виконуючи роль дренажу часто також і для кількох суміжних шахт. Таку роль виконує, зокрема, водовідлив на шахті №1-3 «Новогродівська», що частково відбирає перетік через цілик з затоплюваної шахти №2 «Новогродівська».

На відміну від геотермальної енергетики з використанням глибоких термальних вод, у разі використання теплового ресурсу шахт вже наявна розвинута інфраструктура (трубопроводи, комунікації електропостачання, дороги), наявні також споживачі теплової енергії. Цей геотехнологічний чинник створює певні переваги при зіставленні різних способів освоєння тепла надр. Разом з тим, інфраструктура закритих шахт багато в чому зношена, а її використання потребує ретельного аналізу її стану та аудиту з точки зору можливостей безпечного і сталого використання, що має проводитися індивідуально на кожному конкретному об’єкті.

Таблиця 1.6 – Дані про рівень води, витрату шахтних вод деяких шахт Донбасу станом на 2020 рік [55, 56]

Назва шахти	Глибина відбору вод, абс. позн., м	Водовідлив, млн. $м^3$/рік
№ 1-3 «Новогродівська»	–616	3,74
Артема	–70	4,20
Голубовська	–187	2,93
Кірова	–165	0,96
Леніна	–274	1,65
Вуглегірська	–272	6,35
Полтавська	–52	0,82
Червоний Профінтерн	–576	5,70

Геотермальні ресурси на території України розподілені досить нерівномірно [62, 63]. Територія розташування більшості закритих шахт України входить до складчастої провінції Донбасу з дещо підвищеними значеннями геотермального потоку відносно мінімальних значень в Україні в діапазоні 50 – 70 мВт/$м^2$, місцями до 80 мВт/$м^2$.

Донбас є найбільш вивченим з точки зору геотермальних умов регіоном України [64]. Тут було встановлено близько 6000 одиничних значень глибинного теплового потоку Землі в окремих свердловинах, згрупованих приблизно в 2700 пунктах на території, обмеженої крайовими розломами, кордоном з Росією і досить умовною лінією, що відокремлює західну частину Донбасу від сусідньої Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Проте в регіоні залишаються невивченими або маловивченими фрагменти поза шахтних полів, де кількість свердловин і, відповідно, визначень теплового потоку (ТП), мінімальні. Особливо це стосується крайових частин Донбасу, де можуть розташовуватися локальні теплові аномалії.

За основу картування були взяті вимірювання температури в інтервалі глибин від 1000 м до 4200 м, і лише в трьох свердловинах – на глибинах від 360 м до 720 м. Точність вимірювань температур та аналіз отриманих значень дозволяють прийняти температуру в 10 °С як поверхневу при розрахунках середнього значення геотермічного градієнта; цю температуру також називають температурою термічно «нейтрального шару», нижче якої сезонні та річні коливання температури ґрунту практично знівельовані.

Теплопровідність порід в Центральному районі Донбасу (ЦРД) оцінюється у 1,7 – 1,85 Вт/(м·°С) і порівняно з оцінками для аналогічних глибин у ДДЗ суттєво від них не відрізняється; дана закономірність властива і для змін цього параметра за площею. В цілому отримані значення теплопровідності порід не перевищують 2 Вт/(м°С), в районах поширення порівняно пухких відкладів вони знижуються до 1,7 Вт/(м°С), в місцях досягнення глибини літифікованих порід нижнього карбону, переважно в центральній частині Головної антикліналі, вони сягають 2,4 – 2,6 Вт/(м°С) в разі переважання в розрізі пісковиків.

Показники температур на глибині 500 м знаходяться в межах 15 – 30 °С, з глибиною вони зростають, сягаючи на глибині 1000 м 25 – 55 °С (рис. 1.7). Найбільші високі значення температури гірських порід на досліджуваних глибинах приурочені до Головної антикліналі.

Положення закритих шахт у регіоні Донбасу, для яких існують потенційні можливості використання тепла Землі, суміщені на рис. 1.8 з картою геотермального потоку. Показані на карті шахти знаходяться в районах з різними значеннями геотермального потоку. Шахти на північному сході («Родіна», «Первомайська», «Бежанівська») розташовані в районах з найнижчим геотермальним потоком 45 – 50 мВт/м^2; шахти в південно-східній частині поблизу м. Покровськ («Селидовська», № 2 «Новогродівська» та ім. Д.С. Коротченка) знаходяться в районі з вищим геотермальним потоком 50 – 55 мВт/м^2, шахти з найбільшим геотермальним потоком – у центральному

районі Донбасу на північ від Горлівки (ім. Гагаріна, Леніна, Гаєвого та ін.) зі значеннями понад 65 мВт/м^2, в деяких районах – до 80 мВт/м^2.

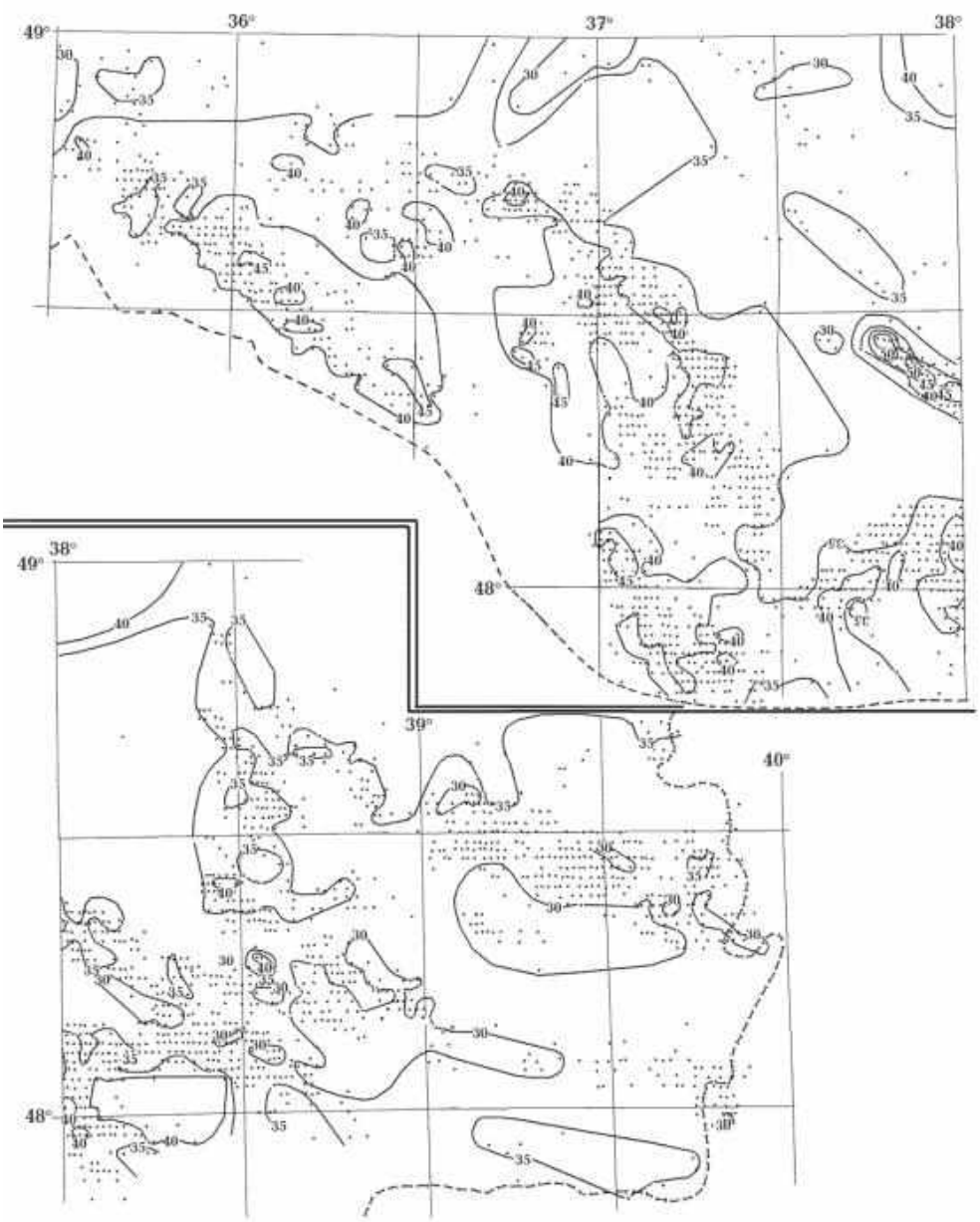


Рисунок 1.7 – Розподіл температур на глибині 1000 м у Донбасі, °С [64]

Значення геотермального потоку до 50 мВт/м^2 приурочені до басейнів Кальміус-Торецького і Бахмутського районів та території на північ від Нагольного кряжу. Зони з високим геотермальним потоком 60 – 70 мВт/м^2 поширені переважно на північному та південному крайових розломах, а максимальні значення у 70 – 80 мВт/м^2 знаходяться в межах Головної антикліналі та південно-західної частини району видобутку вугілля.

Значна частина шахт після 2014 р. знаходиться на неконтрольованій території, тому актуальні дані щодо рівня шахтних вод відомі для обмеженої кількості шахт Донбасу (табл. 1.7). Геотермальний градієнт та температура шахтних вод оцінена за потужністю геотермального потоку на основі вимірювань, представлених у [64]. В табл. 1.10 прийняті такі позначення: H_{max} – максимальна глибина гірничих виробок шахти, м; H_{mw}, – глибина шахтних вод від поверхні, м; H_w – потужність зони обводнення гірничих виробок, м; $Г$ – геотермічний градієнт, °С/м; T_{mw} – оцінена температура шахтних вод на глибині їх рівня, °С.

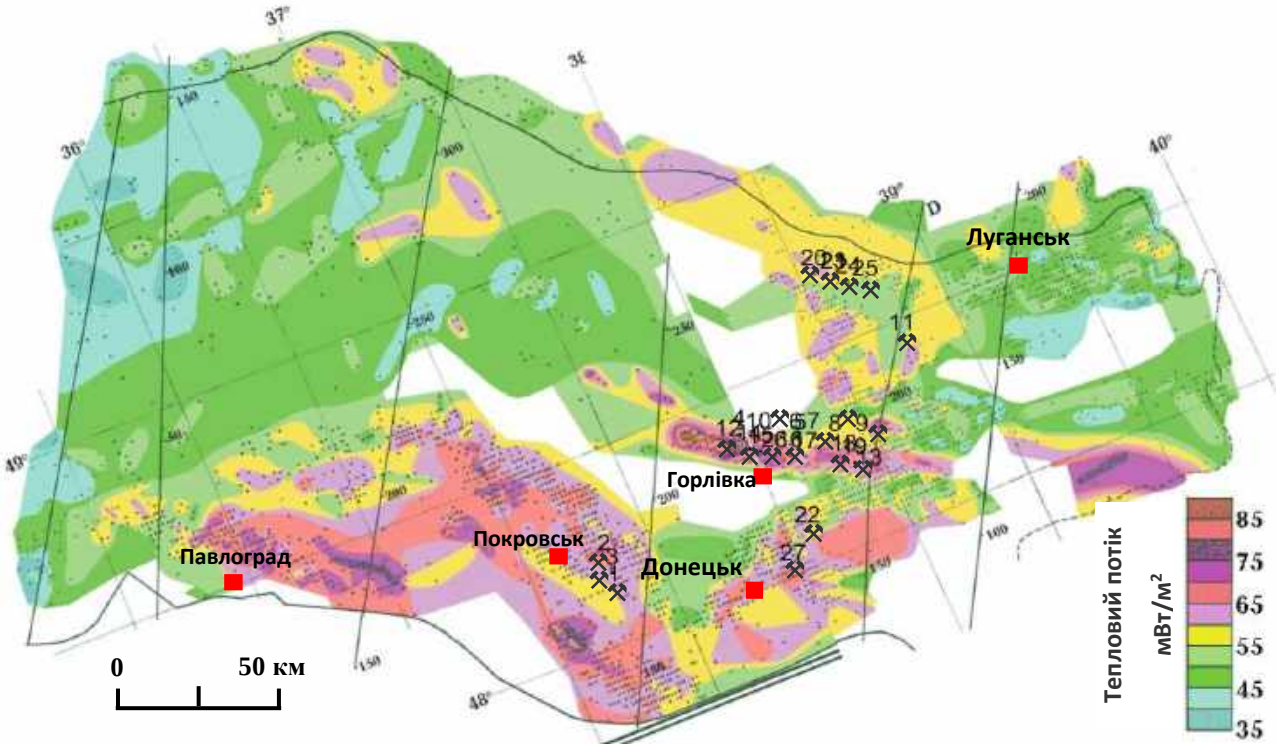


Рисунок 1.8 – Щільність геотермального потоку на сході України [64] та положення шахт: 1) Селидівська, 2) № 2 «Новогродівська», 3) Коротченко, 4) Ізотова, 5) Олександр-Захід, 6) Кондрат'євка, 7) Вуглегірська, 8) Булавінська, 9) Ольховатська, 10) Рум'янцева, 11) Артема, 12) Гагаріна, 13) Комсомолець Донбасу, 14) Леніна, 15) Кочегарка, 16) Карла Маркса, 17) Червоний Профінтерн, 18) Полтавська, 19) Єнакіївська, 20) Родіна, 21) Первомайська, 22) Кірова, 23) Сокологорівська, 24) Голубівська, 25) Бежанівська, 26) Гайового, 27) 60 років радянської України.

Таблиця 1.7 – Гідрогеологічні та геотермічні параметри шахт Донбасу

Шахта	H_{max}, м	H_{mw}, м	H_w, м	$Г$, °С/м	T_{mw},°С
«Селидівська»	577	41,5	536	0,0278	10,9
№ 2 «Новогродівська»	585	83,6	501	0,0306	12,2
Д.С. Коротченка	505	30	475	0,0306	10,6
Ізотова	990	400	590	0,0333	21,7
«Олександр-Захід»	1055	702	353	0,0278	30,8
«Кондрат'євка»	980	665	315	0,0278	29,7
«Вуглегірська»	820	472	348	0,0333	23,9
«Булавінська»	650	447	203	0,0333	23,1
«Ольховатська»	565	214	351	0,0306	16,1
Рум'янцева	1090	992	98	0,0306	33,0
Артема	1200	270	930	0,0278	17,8
Гагаріна	948	251	697	0,0361	17,2
«Комсомолець Донбасу»	1070	462	608	0,0306	23,6
Леніна	1190	474	716	0,0333	23,9
«Кочегарка»	1050	483	567	0,0361	24,2
Карла Маркса	1000	756	244	0,0333	32,4
«Червоний Профінтерн»	975	766	209	0,0333	32,7
«Полтавська»	475	252	223	0,0306	17,3
«Єнакіївська»	493	253	240	0,0306	17,3
«Родіна»	643	361	282	0,0306	20,5
«Первомайська»	764	318	446	0,0306	19,2
Кірова	428	365	63	0,0333	20,7
«Сокологорівська»	742	374	368	0,0306	20,9
«Голубівська»	444	387	57	0,0278	21,3
«Бежанівська»	307	120	187	0,0278	13,3
Гайового	1095	439	656	0,0389	22,9
60 років радянської України	1018	120	898	0,0361	13,3

Гідрогеологічні та геотермічні параметри шахт Донбасу, визначені на основі аналізу даних, представлених на рис. 1.8 та у табл. 1.7, змінюються в доволі широких діапазонах (табл. 1.8). Це свідчить про необхідність:

1) проведення попереднього оцінювання всіх можливих ділянок для визначення найбільш перспективних з них;

2) застосування об’єктового підходу з моделювання фільтрації та тепломасопереносу для деталізації прогнозних показників геотермальних модулів на найбільш перспективних об’єктах, які були визначені шляхом попереднього оцінювання та ранжування.

Для проведення термодинамічних розрахунків і моделювання тепломасопереносу використовуються параметри, що характеризують теплофізичні властивості гірських порід теплопровідність λ, температуропровідність *a* і теплоємність *C*. Їх усереднені значення для основних гірських порід Донецького басейну наведені у табл. 1.8 відповідно до стратиграфічної колонки Донбасу (рис. 1.9). Табличні значення цих параметрів мають бути уточнені при моделювання конкретних об’єктів шляхом вирішення зворотних задач з коригуванням з даними натурних вимірювань.

Таблиця. 1.8 – Діапазони параметрів шахт Донбасу для оцінювання їх геотермального потенціалу

Параметр	Розмірність	Діапазон
Геотермічний градієнт	°С/м	0,027 – 0,039*
Максимальна глибина гірничих виробок*	м	307 – 1200
Потужність зони обводнення гірничих виробок	м	57 – 930
Температура шахтних вод на глибині підтримання їх рівня	°С	10,6 – 33,0

* оцінено за картами геотермічного потоку (рис. 1.6, р1.7)

Таблиця 1.9 – Усереднені значення теплофізичних властивостей основних гірських порід, типових для Донецького басейну [65,66]

Гірські поріди	λ, Вт/(м ·°С)	*a*, 10^{-6} м²/с	*C*, кДж/(кг·°С)
Пісковики	0,24 – 4,4	1,12 – 1,19	0,75 – 0,84
Алевроліти	0,4 – 3,8	0,54 – 1,54	0,8 – 1,7
Аргіліти	0,2 – 3,0	0,59 – 1,53	0,7 – 1
Вугілля	0,1 – 2,2	0,1 – 0,7	0,9 – 1,5
Вапняки	0,7 – 2,5	0,39 – 1,70	0,4 – 1,7
Глини	0,1 – 0,2	0,25 – 1,15	0,8 – 3,6
Пісок	0,7 – 6,5	0,2 – 0,3	0,7 – 0,9
Гнейс	0,94 – 4,9	0,63 – 0,83	0,8 – 1,2

Особливе значення теплофізичних властивостей полягає в тому, що їх зміна є реакцією на зміну складу, будови і стану порід, і тісно пов'язана з низкою фізико-механічних характеристик, вивчення чого дозволить більш детально зрозуміти перебіг фільтрації та тепломасоперенесення в різних температурних режимах, пов’язаних з відбором та скиданням вод з різних глибин і з різною мінералізацією.

2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЗМІНИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПРОФІЛЮ ЗАКРИТИХ ШАХТ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ МОДУЛІВ

2.1. Складові енергетичного балансу закритого вугільного підприємства при експлуатації геотермальних модулів

Енергетичний баланс закритого вугільного підприємства та оточуючих територій складається з балансу електроенергії та балансу теплової енергії.

Складові балансу електроенергії закритого вугільного підприємства та оточуючих територій суттєво зменшуються після припинення видобутку. Наприклад, в період експлуатації електричні потужності т. зв. аварійної броні (тобто заброньовані для аварійного випадку) 11 шахт Донбасу переважно з його західної частини становили згідно інструкції 1,45 – 4,45 МВт (в середньому близько 3 МВт) для першого періоду та 2,75 – 7,1 МВт (в середньому 5 МВт) для другого періоду [67]. В пост-експлуатаційний період відпадають виробничі потреби в електроенергії, які задовольняються потужним обладнанням до 5 МВт з напругою до 10 кВ і залишаються лише потреби на забезпечення водовідливу для підтримання безпечного рівня шахтних вод, вентиляцію частини ще не затоплених виробок і освітлення будівель виробничого призначення та шахтоуправлінь, для чого достатнім є обладнання з напругою до 1 кВ та потужністю 1-150 кВт [68–70]. Отже, витрати в електроенергії зменшуються в середньому в кілька разів і в енергобалансі зростає частка електроенергії на водовідлив для підтримання рівня шахтних вод. Зважаючи на більш високі рівні шахтних вод після затоплення у пост-експлуатаційний період електричні потужності для водовідливу можна оцінити у кілька десятків кВт при витраті води у кілька сотень м^3/добу.

Одночасно виникає дефіцит теплової енергії для опалення виробничих та адміністративних приміщень і прилеглих до шахт населених пунктів, які раніше користуватися котельними на місцевому вугіллі. При цьому будинки

ліквідованих вугільних підприємств можуть використовуватися, наприклад, як офісні приміщення інших організацій або підприємств. Теплові потреби становлять зазвичай кілька сотень кВт і можуть бути покриті за рахунок експлуатації однієї геотермальної циркуляційної системи зі скиданням охолоджених шахтних вод назад до підземних виробок або системою геотермальних зондів, кожен потужністю кілька десятків кВт.

У разі помірної температури шахтної води в діапазоні 17 –20 °С теплові насоси можуть бути використані не тільки як джерело для подальшого підігріву в опалювальний сезон, але й для охолодження повітря в літній період, що актуально для кліматичних умов Західного та Центрального Донбасу.

При встановленні геотермальних модулів на основі відкритих чи закритих систем з'являються додаткові складові енергобалансу закритої шахти. Розглянемо особливості їх розрахунку для випадків, наведених на рис. 1.1.

Випадок 1А. Шахтні води, що скидаються до відкритих водотоків (водойм). Активний водовідлив. Витрати електроенергії на водовідлив E_{wh}, що залежать від висотного положення насосів і рівня шахтних вод, є обов'язковими для забезпечення гідродинамічно та екологічно безпечного рівня шахтних вод, отже їх неможливо уникнути. З цієї точки зору додаткове отримання теплової енергії U_{mw} з шахтних вод на поверхні землі перед їх скиданням до водотоків чи водойм може розглядатися як таке, що не потребує додаткових енергетичних витрат. Випадок 1А розглядається для всіх водовідливів оцінюваного району, які дренують одну чи декілька шахт.

Енергетичний критерій для оцінки ефективності відкритої геотермальної системи при шахтному водовідливі визначається як відношення ξ_E між тепловою енергією, отриманою від потужності $P_{hp,th}$ з урахуванням її втрат при транспортуванні U_{tr} та тепловим еквівалентом електроенергії на роботу теплових насосів і витрат електроенергії на транспортування тепла. Тоді для роботи відкритої незамкненої геотермальної системи потрібна електрична потужність для роботи теплових насосів $P_{hp,el}$ та транспортування тепла до споживачів $P_{tr,el}$.

$$\xi_E = \frac{P_{hp,th}\Delta t_{op} - U_{tr}}{\omega\left(P_{hp,el} + P_{tr,el}\right)\Delta t_{op}} \tag{2.1}$$

де ω – тепловий еквівалент електричної енергії, Δt_{op} – час експлуатації (опалювального сезону).

У подальших оцінках геотермальних модулів вважається, що потрібна для роботи електроенергія виробляється із звичайних джерел (вугілля чи газу), а теплова потужність, створена на основі шахтної води, порівнюється з тепловою потужністю відповідного виду палива. Тоді тепловий еквівалент ω можна обчислити таким чином

$$\omega = \frac{\eta_h}{\eta_{TPP}}, \tag{2.2}$$

де η_{TPP} – коефіцієнт корисної дії (ККД) ТЕС, η_h – ККД опалювальної системи.

Додатковим критерієм щодо техніко-економічної доцільності відбору тепла з шахтних вод є позитивний баланс вартості енергії, який визначається як різниця між вартістю отриманої теплової енергії з шахтних вод $C_{hp,th}$ з урахуванням її втрат при транспортуванні $C_{tr,th}$ до сумарної вартості електричної енергії, витраченої на підйом води $C_{mw,el}$, роботу теплових насосів $C_{hp,el}$ та скидання води після її термального використання назад до шахти $C_{r,el}$, додаткові витрати на управління роботою та експлуатацію геотермального модулю C_{man}

$$\xi_C = \frac{C_{hp,th} - C_{tr,th}}{C_{mw,el} + C_{hp,el} + C_{r,el} + C_{man}}. \tag{2.3}$$

Експлуатація модулю є економічно доцільною при $\xi_C > 1$.

<u>Випадок 1Б. Шахтні води, що повертаються до шахти після термального використання. Водовідлив відключено.</u> Витрати електроенергії на підйом води при усталеному рівні шахтних вод можуть бути оптимізовані, виходячи з потреб у тепловій енергії в районі розташування геотермального модулю. Основним критерієм щодо можливостей відбору тепла є позитивний енергетичний баланс, який визначається як різниця між отриманою тепловою енергією U_{mw} з шахтних вод та тепловим еквівалентом електричної енергії,

витраченої на підйом води, роботу теплових насосів та скидання води після її термального використання назад до шахти, Випадок 1Б розглядається для шахт оцінюваного району відповідно до даних щодо рівня води та місцевих потреб у тепловій енергії.

Потрібна електрична потужність включає потужність, необхідну для підйому шахтної води $P_{mw,el}$, для роботи теплових насосів $P_{hp,el}$, транспортування тепла до споживачів $P_{tr,el}$ та повернення термічно використаної води до шахти $P_{r,el}$. Тоді енергетичний критерій (2.1) можна змінити таким чином

$$\xi_E = \frac{P_{mw,th}\Delta t_{op} - U_{tr}}{\omega\left(P_{mw,el} + P_{hp,el} + P_{tr,el} + P_{r,el}\right)\Delta t_{op}}. \tag{2.4}$$

Беручи до уваги додаткові витрати енергії на підйом і повернення води до шахти, співвідношення (2.3) слід замінити на таке:

$$\xi_C = \frac{C_{mw,th} - C_{tr,th}}{C_{mw,el} + C_{hp,el} + C_{tr,el} + C_{r,el} + C_{man}} \tag{2.5}$$

де $C_{mw,el}$ та $C_{r,el}$ – вартість електроенергії для підйому шахтної води та її скиду в шахту після охолодження.

<u>Випадок 2А та 2Б. Геотермальні зонди занурені у шахтні води чи встановлені у закладені шахтні стволи без контакту з водою. Відключений водовідлив</u>. Витрати електроенергії на підйом води відсутні; електроенергія витрачається на прокачування теплоносія через геотермальний зонд U-подібного чи коаксіального типу та на забезпечення роботи теплового насосу на поверхні землі. Основним критерієм щодо можливостей відбору тепла є позитивний енергетичний баланс, який визначається як різниця між отриманою тепловою енергією U_{mw}, відібраною тепловим насосом з шахтних вод та тепловим еквівалентом електричної енергії, витраченої на прокачку теплоносія та роботу теплового насосу. У випадку 2А, на відміну від випадку 2Б, існує можливість акумуляції теплової енергії в шахтних водах, надлишок якої може утворюватися на поверхні відновлюваними джерелами енергії, зокрема, сонячної енергії влітку і використовуватися в зимовий період. Випадки 2А та

2Б розглядаються для умов шахт оцінюваного району відповідно до інформації щодо технічного стану шахтних стволів.

Замість електричної потужності для підйому води у випадку 1Б для прокачування теплоносія в геотермальному зонді потрібна електрична потужність $P_{p,el}$. У випадку 2А, на відміну від випадку 2Б, існує можливість тимчасового накопичення сезонних надлишків теплової енергії на поверхні через поновлювані джерела енергії (наприклад, сонячна енергія влітку) в обсязі затопленої порожнини, що може використовуватися взимку.

Енергетичний критерій (2.1) для випадків 2А та 2В при заміні електричної потужності, необхідної для підйому води, на електричну потужність для прокачування теплоносія в зонді замінюється таким чином:

$$\xi_E = \frac{P_{hp,th}\Delta t_{op} - U_{tr}}{\omega\left(P_{p,el} + P_{hp,el} + P_{tr,el}\right)\Delta t_{op}}. \tag{2.6}$$

Враховуючи вартість електроенергії на прокачування теплоносія в зонді $C_{p,el}$, співвідношення (2.3) можна змінити таким чином

$$\xi_C = \frac{C_{hp,th}}{C_{p,el} + C_{hp,el} + C_{tr,el} + C_{tr}} \tag{2.7}$$

Енергетичний баланс, який залежить від температури навколишнього середовища, слід уточнювати для різних сезонів з урахуванням можливості використання геотермального модулю для охолодження приміщень влітку.

Теплова енергія шахтних вод U_{mw}, отримана на поверхні, витрачається для задоволення потреб місцевих споживачів або зменшення загального дефіциту енергії поблизу місця встановлення модулю. Параметри у рівняннях (2.1) – (2.7) залежать від багатьох чинників і можуть бути оптимізовані відповідним чином. Наприклад, електрична потужність для підняття шахтних вод залежить від глибини встановлення насоса та рівня води в шахтному стволі. Чим глибше встановлений насос, тим теплішу шахтну воду з більшим енергетичним потенціалом він піднімає, але при цьому витрачається більше

електроенергії; при цьому вода, більш ймовірно, матиме більшу мінералізацію, що може ускладнювати експлуатацію теплообмінників.

Критичним параметром для оцінювання ефективності кожної геотермальної системи є відстань до найближчого споживача. Тому аналогічно [10] доцільно ввести так звану зону впливу, яка визначається за максимальною відстанню до споживачів теплової енергії, в межах якої втрати тепла на трасах теплопостачання ще залишаються прийнятними; отже, в межах цієї зони споживачі тепла є найбільш пріоритетними. З досвіду Німеччини, радіус цієї зони для 6 централізованих водовідливів із закритих шахт змінюється в діапазоні 500 – 5000 м залежно від теплової потужності та потреб споживачів.

Транспортування теплоносіїв та відповідні втрати енергії суттєво залежать від місцевих умов, ці втрати будуть враховані при подальших оцінках конкретних геотермальних систем при розгляді конкретних об’єктів.

Додатковий внесок геотермального модулю в енергетичний баланс закритого підприємства може бути оцінено таким чином.

Максимальна теплова потужність, що може бути досягнута з використанням теплового насосу на основі шахтної води як теплоносія, розраховується за формулою

$$P_{hp,th} = QC_f \rho_f \left(T_{mw,in} - T_0\right), \tag{2.8}$$

де Q, C_f, ρ_f – відповідно витрата, питома масова теплоємність і щільність води, яка подається в тепловий насос;

$T_{mw,in}$ – температура шахтної води, яка надходить до теплообміннику;

T_0 – температура води на виході з теплового насосу.

Температура $T_{mw,in}$ знижується відносно вихідної температури шахтної води $T_{mw,out}$ при її підйомі наверх від насосу до проміжного теплообміннику та у самому теплообміннику, отже

$$T_{mw,in} = T_{mw,out} - \Delta T_c, \tag{2.9}$$

де ΔT_c – різниця температур шахтної води внаслідок охолодження.

Оскільки час підйому води наверх порівняно короткий, можна наближено прийняти ΔT_c = 1-2 °C. За необхідності різниця температур ΔT_c може бути визначена більш точно залежно від термогідродинамічних співвідношень.

Температура шахтних вод T_{nat} на заданій глибині H_z за відсутності вимірювань може бути оцінена за геотермічним градієнтом

$$T_{Nat} = T_{nl} + \Gamma\left(H - H_{nl}\right),\ \Gamma = q/\lambda_r\,, \tag{2.10}$$

де T_{nl}, H_{nl} – температура і глибина залягання нейтрального шару, нижче якої річними коливаннями температури ґрунту можна зневажати;

q – глибинний тепловий потік Землі;

λ_r – середній коефіцієнт теплопровідності порід.

Теоретично досяжний коефіцієнт перетворення теплового насоса (англ. Coefficient of Performance – COP) визначається з виразу

$$COP = \eta_{hp}\frac{T_h}{T_h - T_{min}}\,, \tag{2.11}$$

де η_{hp} – коефіцієнт ефективності (термогідродинамічної досконалості або ККД) теплового насоса;

T_h – температура в системі опалення будівель, до якої треба підігріти теплоносій в тепловому насосі;

T_{min} – мінімальна температура, до якої можливо охолодити теплоносій.

Електрична потужність, яка споживається тепловим насосом, визначається за виразом

$$P_{hp,el} = \frac{P_{hp,th}}{COP}\,. \tag{2.12}$$

Електрична потужність, необхідна для підйому шахтних вод на денну поверхню, визначається за формулою [71]

$$P_{hp,el} = \kappa_S\frac{g\,Q\,H\,\rho_f}{\eta_p\eta_{ht}}\,, \tag{2.13}$$

де κ_s – коефіцієнт запасу, який приймається залежно від двигуна насоса;

g – прискорення вільного падіння;

Q – витрата води;

η_p, η_{ht} – ККД насоса і передачі теплоносія, відповідно;

інші позначення аналогічні прийнятим раніше.

Потужність насоса, необхідна для підтримання руху охолодженої шахтної води по денній поверхні від теплообмінника назад в гірничі виробки, розраховується за формулою (2.13), в якій замість напору H підставляється напір насосу H_p, який визначається за формулою

$$H_p = H_g + H_f \tag{2.14}$$

$$H_f = \frac{\alpha_f L}{d}\frac{v^2}{2g},\ v = \frac{Q}{S},\ S = \frac{\pi d^2}{4},$$

де H_g – різниця абсолютних відміток положення проміжного теплообмінника і гірничої виробки;

H_f – втрати напору на опір тертю;

λ_f – коефіцієнт тертя;

L – довжина шляху руху охолодженої води;

d, S – діаметр і площа внутрішнього перерізу труби, в якій тече теплоносій;

v – швидкість течії в трубі.

Сумарна електрична потужність, що витрачається на роботу відкритої циркуляційної системи, розраховується за формулою

$$P_{sum,el} = P_{hp,el} + P_{mw,el} + P_{r,el}. \tag{2.15}$$

Для випадку 1А $P_{sum,el} = P_{hp,el}$.

Для оцінки теплового еквівалента цієї потужності вважається, що електроенергія генерується на теплових електростанціях, які використовують вугілля або газ як паливо. Тоді тепловий еквівалент загальної електричної потужності для виробництва геотермальної енергії можна розрахувати відносно вугілля або природного газу таким чином

$$P_{th} = \omega P_{sum,el}, \tag{2.16}$$

з параметром ω, що розраховується за рівнянням (2.2).

Без урахування витрат на транспортування тепла критерій теплової ефективності відкритої циркуляційної системи визначається як відношення

$$\xi_E = \frac{P_{mw,th}}{P_{th,eq}}, \tag{2.17}$$

де $P_{th.eq} = P_{th,g}$ для газу або $P_{th,eq} = P_{th,c}$ для вугілля залежно від палива для виробництва електроенергії.

Критерій (2.17) показує, скільки додаткової теплової енергії може генерувати відкрита геотермальна система за допомогою спаленого вугілля чи газу. Чим більше показник ξ_E, тим більше теплової енергії може бути додатково отримано з шахтних вод. Експлуатація геотермального модулю має сенс з точки зору отримання енергії, якщо $\xi_E > 1$, при цьому додатково отримувана теплова потужність визначається як

$$\Delta P_{th} = \left(\xi_E - 1\right) P_{th,eq}. \tag{2.18}$$

Якщо термічно використана шахтна вода з водовідливу не повертається в шахту, відповідними витратами енергії можна знехтувати, тоді $P_{el} = 0$.

Вартість вироблюваної системою теплової C_{th} і споживаної електричної C_{el} енергії становить

$$C_{th} = a_{th} P_{GW}, \; C_{el} = a_{el} P_{sum,el}, \tag{2.19}$$

де a_{th} – тариф на теплову енергію,

a_{el} – тариф на електричну енергію.

Додаткова отримана вартість від роботи відкритої циркуляційної системи з урахуванням витрат на управління та експлуатацію C_{man} можна оцінити за виразом

$$P = C_{th} - C_{el} - C_{man} \tag{2.20}$$

2.2. Оцінка теплової потужності геотермальних модулів на закритих шахтах відповідно до потреб споживачів

Оцінки показників експлуатації геотермальних модулів на основі відкритої циркуляційної системи з підтриманням водовідливу для кількох шахт Донбасу (табл. 1.7) проведені відповідно до формул (2.1) – (2.14) за таких значень загальних параметрів: мінімальна температура охолодження в тепловому насосі 6 °С, максимальна температура в системі опалювання 55 °С, тривалість опалювального сезону 3000 годин, ККД опалювальної системи 0.9.

Наведені в табл. 2.1 результати оцінки показують, що теоретично досяжна теплова потужність геотермального модулю на основі відкритої циркуляційної системи становить кілька МВт, що узгоджується з фактичними даними геотермальних модулів, що вже експлуатуються за кордоном [10,13,18]. При цьому коефіцієнт перетворення *COP* очікується в діапазоні 4,1 – 6,8. Використання газу для генерації енергії з ККД = 0,6 замість вугілля з ККД = 0,4 відповідно може збільшити енергетичну ефективність, при цьому зростає частка додатково отримуваної теплової енергії, хоча цей сценарій в умовах обмежень на ринку газу в Україні виглядає більш гіпотетично Слід зважати, що на величину ξ_E комплексно впливає як температура води, так і глибина її відбору та інші показники в рівняннях (2.8) –(2.14). При цьому реалістичною оцінкою є значення ξ_E, отримані для вугілля як палива, близькі до 2; більш високі значення цього критерію для шахт № 1-3 «Новогродівська» та «Червоний Профінтерн» пов’язані з більшою глибиною і температурою води, що характерно для шахт в умовах дренажу. Значення $\xi_E \approx 2$ означає, що з 1 кВт·год теплової енергії у викопному паливі (вугілля) за допомогою геотермального модулю можна отримати ще 1 кВт·год тепла з шахтних вод та породного масиву і загалом отримати 2 кВт·год тепла. У разі використання альтернативних джерел електроенергії для роботи теплових насосів це співвідношення зміниться.

Ранг критерію ξ_E для проаналізованих шахт з водовідливом показує пріоритетність встановлення геотермальних модулів з точки зору максимальної ефективності її відбору. Звичайно, до цього слід враховувати потреби місцевих споживачів з попередньою оцінкою за критеріями вартості (2.3), (2.5), (2.7). Очікуване зменшення емісії CO_2 за рахунок отримання додаткової теплової енергії становитиме кілька тисяч тонн за опалювальний сезон.

Таблиця 2.1 – Оцінка показників ефективності відкритих безповоротних геотермальних модулів в умовах шахт Донбасу

Шахти	P_{GW} МВт	COP, -	$\Delta P_{th,c}$ МВт	$\xi_{E,c}$, -	$\Delta P_{th,g}$ МВт	$\xi_{E,g}$, -	Ранг ξ_E
№ 1-3 «Новогродівська»	12,93	6,82	8,66	3,03	9,92	4,31	1
Артема	6,16	4,21	2,87	1,87	3,84	2,66	7
Голубовська	5,53	4,58	2,81	2,03	3,62	2,89	5
Кірова	1,74	4,50	0,87	2,00	1,13	2,84	6
Леніна	3,63	4,90	1,96	2,18	2,46	3,09	3
Вуглегірська	13,93	4,89	7,52	2,17	9,42	3,09	4
Полтавська	1,15	4,16	0,53	1,85	0,71	2,62	8
Червоний Профінтерн	18,74	6,48	12,23	2,88	14,16	4,09	2

Теплова потужність геотермальних модулів на основі відкритих циркуляційних систем може бути розрахована за співвідношеннями (2.8) – (2.14) аналогічно модулю на основі водовідливу зі скидом до поверхневих водотоків. Розрахункові оцінки надані для вже затоплених шахт Селидівської групи на схід від Центральної частини Донбасу (табл. 2.2), де технічно можливе встановлення геотермальних модулів і наявні потенційні споживачі теплової енергії. При відборі води з поверхні шахтних вод теплова потужність доволі невисока через низьку температуру води (10 – 12 °C).

Таблиця 2.2 – Оцінені показники ефективності циркуляційної системи при відборі води з поверхні шахтних вод для шахт Селидівської групи

Шахта	Глибина відбору, м	Температура шахтних вод на їх поверхні, °С	P_{mw}, кВт	COP, -	ΔP_{th}, кВт	ξ_E, -
Селидівська	41,5	10,9	120,2	3,64	35,2	1,41
№ 2 «Новогродівська»	83,6	12,2	150,9	3,74	39,1	1,35
Д.С. Коротченка	30	10,6	111,8	3,61	34,3	1,44

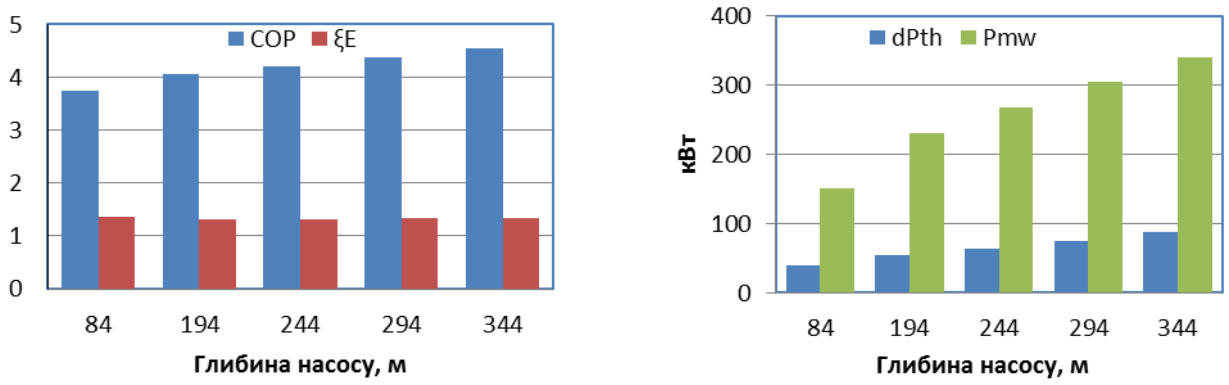


Рисунок 2.1 – Зміна параметрів теплової ефективності геотермального модулю на основі циркуляційної системи для умов шахти № 2 «Новогродівська» залежно від заглиблення насосу для відбору води

Виходячи з табл. 2.1 і 2.2, можна оцінювати потенціал використання геотермальних модулів. Далі розглянемо приклади можливого використання створеної теплової потужності геотермального модулю для опалювання будинків у промисловому і житлово-комунальному секторі. Ефективність експлуатації модулів залежить від раціонального співвідношення їх потужностей та потреб споживачів у тепловій енергії, у зв'язку з чим необхідно визначити динаміку споживання теплової енергії протягом року і адаптувати до неї використання геотермальних систем на закритих шахтах.

Споживання тепла будівлями і спорудами насамперед залежить від температури зовнішнього повітря. Згідно з нормативних документів в Україні

[72], опалення цивільних і промислових об'єктів має починатися за умов усталеної протягом кількох днів температурі повітря нижче $T_{a,min}$ = 8 °C, тобто

$$T_{av} < T_{a,min}, \tag{2.21}$$

де T_{av} – середня температура повітря.

Завершення періоду опалення відбувається, коли температура повітря протягом кількох днів перевищує $T_{a,min}$, тобто при

$$T_{av} > T_{a,min}. \tag{2.22}$$

Охолодження (кондиціонування) приміщень має починатися при температурі понад 25 °C, тобто коли

$$T_{av} > T_{a,max}. \tag{2.23}$$

На рис. 2.2 представлена динаміка середньомісячної температури повітря для умов Донбасу, згідно якої опалювальний період на даній території триває з листопада по квітень (приблизно 150 діб), а охолоджувальний – з липня по вересень (60 діб).

Потреба в опаленні потенційного кінцевого споживача може оцінюватися за допомогою наступного спрощеного рівняння [18]

$$Q_{req} = V_b \cdot T_d \cdot T_a \cdot K_b, \tag{2.24}$$

де V_b – опалювальний об’єм будівлі, м^3;

T_d – проектна температура для приміщень, приймається в різних країнах в діапазоні 20 – 25 °C;

T_a – середня за сезон температура навколишнього повітря, °C, яка визначається, виходячи із середньої найнижчої і середньої найвищої температури повітря протягом опалювального сезону;

K_b – коефіцієнт теплоізоляції будівлі, що приймається 1,0 для умов помірної ізоляції від оточуючого середовища.

Існує також і інша залежність для розрахунку кількості тепла, необхідна для обігріву житлових будинків в опалювальний період, яка враховує кількість осіб, що перебувають чи проживають у приміщеннях [72,73],

$$q_1 = q_0 kV\left(T_r - T_{av}\right), \tag{2.25}$$

де q_0 – середні питомі опалювальні характеристики будівлі;

k – коефіцієнт, що враховує залежність витрат тепла вид типу системи опалення;

T_r – температура в приміщенні (найбільш сприятлива для людини T_n = 22 ºС).

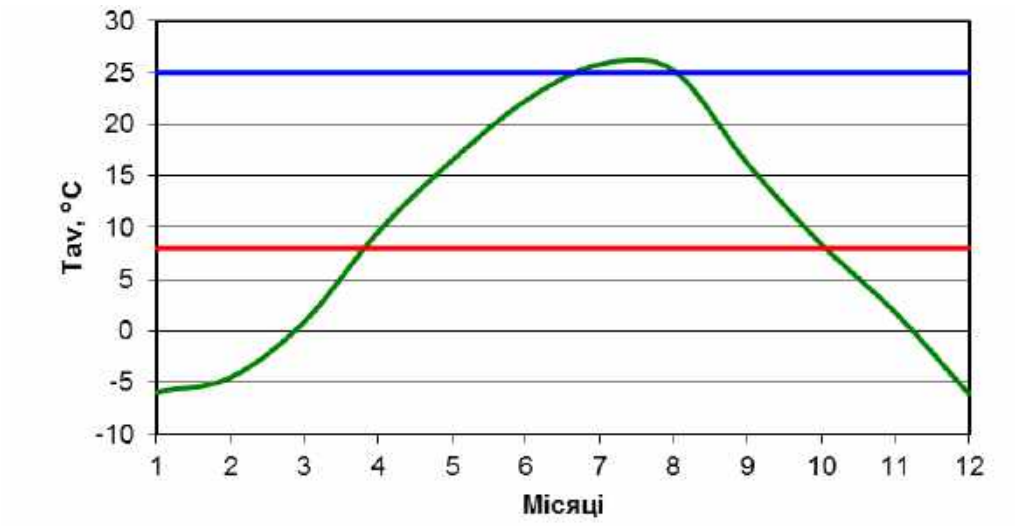


Рисунок 2.2 – Зміна температури повітря T_{av} для м. Покровськ на Донбасі (зелена лінія); температура для визначення опалювального сезону $T_{a,min}$ = 8 °С (червона лінія), температура для визначення періоду охолоджування приміщень $T_{a,max}$= 25°С (синя лінія)

Об’єм приміщень. що обігріваються, розраховується за рівнянням

$$V = Un_1\,, \tag{2.26}$$

де U – кількість жителів (працівників) в будівлях;

n_1 – норма обсягу приміщення на одну людину (45 м^3 – для житлових будинків; 13,5 м^3 – для офісів).

Кількість води для витрачається на гаряче водопостачання, визначається з виразу

$$Q_w = Un_2\,, \tag{2.27}$$

де n_2 – норма споживання води для підігріву на одну особу (0,14 м^3/добу – для квартир; 0,01 м^3/добу – для офісів).

Тепловий потік на потреби гарячого водопостачання визначається за співвідношенням

$$q_2 = C_w Q_w \left(T_h - T_c\right), \tag{2.28}$$

де C_w – об'ємна теплоємність води;

T_h – температура гарячої води, що приймається зазвичай 50 – 60 °С;

T_c – температура холодної води (в середньому 6 °С – з жовтня по травень, 15 °С – з травня по жовтень).

Теплий період року є менш енергоємним, ніж холодний, через меншу різницю температур внутрішнього і зовнішнього повітря (рис. 2.2) та відсутність опалення. Однак значний надлишок тепла в будинках і більш висока вартість охолодження повітря призводить до необхідності зниження затрат енергії на кондиціювання приміщень. Закордонний науково-практичний досвід показує, що перспективним способом охолодження інженерних споруд є використання теплових насосів [74]. При цьому теплове навантаження, яке потрібне для охолодження приміщень всередині будівлі до комфортної температури, може бути визначено з наступного виразу [75]:

$$q_3 = Q_a \left(h_1 - h_2\right), \tag{2.29}$$

$$Q_a = n_3 U\,,\ h = C_a T + \left(q_s + C_s T\right)\frac{d}{1000},$$

де Q_a – витрата повітря;

h_1, h_2 – ентальпія зовнішнього і внутрішнього повітря;

n_3 – норма припливу повітря на одну людину (0,009 кг/с);

C_a, C_s – теплоємність сухого повітря та водяного пару;

T – температура повітря (для зовнішнього повітря приймалась відповідно T_{av} на рис. 2.2, для внутрішнього – як T_r);

q_s – питома теплота пароутворення;

d – вологовміст повітря (для зовнішнього повітря влітку 0,6; для внутрішнього – як найбільш сприятливий 0,55).

У зв'язку з тим, що оцінений тепловий потенціал шахтних вод суттєво відрізняється на різних об'єктах (табл. 2.1, 2.2), доцільно розглянути розподіл можливого споживання теплової енергії на різних прикладах, спираючись на отримані оцінки.

Приклад 1. На рис. 2.3 показана розрахована річна динаміка споживання теплової енергії офісними приміщеннями в будинку або будинках адміністративного призначення загальною опалювальною площею 3240 м^2 та об'ємом 8100 м^3, де можуть перебувати до 600 осіб. Це стосується будинків колишніх шахтоуправлінь та будинків службового призначення, які знаходяться в безпосередній близькості до водовідливу чи шахтного ствола, де може бути розміщено геотермальний модуль на основі циркуляційної системи.

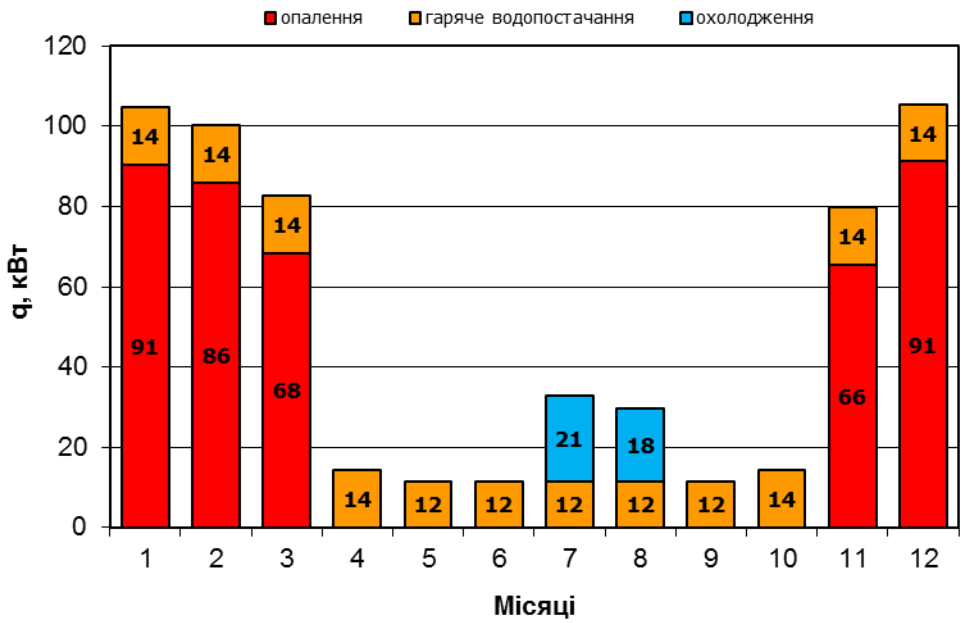


Рисунок 2.3 – Річна динаміка споживання теплової енергії будівлями з офісними приміщеннями для перебування до 600 осіб для умов Донбасу

При розрахунках температура зовнішнього повітря приймалася згідно рис. 2.2, а інші характеристики задавалися такими: q_0 = 1254 Дж/м^3·год·ºС; к = 1,15; C_w= 4,183 МДж/м^3·ºС; C_a = 1,006 кДж/кг·ºС; q_s = 2500 кДж/кг;

C_s = 1,87 кДж/кг·ºС, T_h = 55 ºС. За результатами розрахунків (рис. 2.3) більша частина теплової енергії витрачається на опалення (67%) і гаряче водопостачання приміщень (26%), тоді як витрата енергії на охолодження незначна (7%).

Теплове навантаження протягом року змінюється від 17 кВт до 117 кВт, що є цілком досяжним для геотермальних модулів на основі циркуляційної системи для шахт Селидівської групи (табл. 2.2). Витрата шахтних вод Q_{mw} як теплоносія можна оцінити за формулою

$$Q_{mw} = \frac{q_{th}}{C_w \Delta T}, \tag{2.30}$$

де q_{th} – теплова потужність геотермального модулю;

C_w – об'ємна теплоємність шахтної води,

ΔT – різниця температур при охолодженні води в тепловому насосі, приймається 6 °С.

Для умов розглянутого прикладу оцінювана витрата шахтних вод в циркуляційній системі змінюватиметься протягом року від 58 м^3/добу влітку до 401 м^3/добу взимку. Для шахт Селидівської групи (табл. 2.2) з тепловим потенціалом до 150 кВт ці показники є реалістичними, особливо при відборі води з більших глибин, ніж рівень шахтних вод; відповідна гідродинамічна оцінка відбору та скиду шахтних вод буде надана далі в розділі 2.4.

Розраховане згідно стандартів теплове навантаження на охолодження приміщень офісного призначення слід уточнювати, зважаючи на 2 обставини:

1) зростання температури повітря влітку протягом останніх років внаслідок кліматичних змін і викликана цим необхідність охолодження приміщень протягом більш тривалого періоду, орієнтовно 3 місяці;

2) можливість зниження інтенсивності охолодження вночі через зменшення температури повітря і реальну потребу в охолодженні лише протягом робочого дня.

<u>Приклад 2.</u> За наявності потужнішого джерела теплової енергії на основі водовідливу шахтних вод (наприклад, табл. 2.1) геотермальний модуль може

бути використаний для опалення більш віддалених від шахти житлових будинків. На рис. 2.4 показана річна динаміка споживання теплової енергії житловими будинками із загальною опалювальною площею 36000 м^2 та об'ємом 90000 м^3, де можуть проживати орієнтовно 2000 осіб. Оскільки житлові будинки зазвичай віддалені від шахтного ствола чи водовідливу на певну відстань, для компенсації втрат тепла при транспортуванні до споживачів температура води в геотермальному модулі має підігріватися до T_h = 60 ºС, щоби після охолодження не бути нижче 55 ºС. Подача холодної води влітку для охолодження житлових будинків не є доцільною через значні витрати електроенергії на прокачування теплоносія, тому ця складова енергобалансу у даному випадку не розраховувалась.

Загальне теплове навантаження при цьому зростає до 1.7-1.8 МВт в зимові місяці, а частка опалення протягом року порівняно з прикладом 1 зменшується до 35%, частка гарячого водопостачання зростає до 64%, а охолодження зменшується до 1%. Теплове навантаження протягом року змінюється від 0.6 МВт до 1.8 МВт. Ці показники можна вважати досяжними, зважаючи на досвід експлуатації геотермальних модулів у подібних умовах.

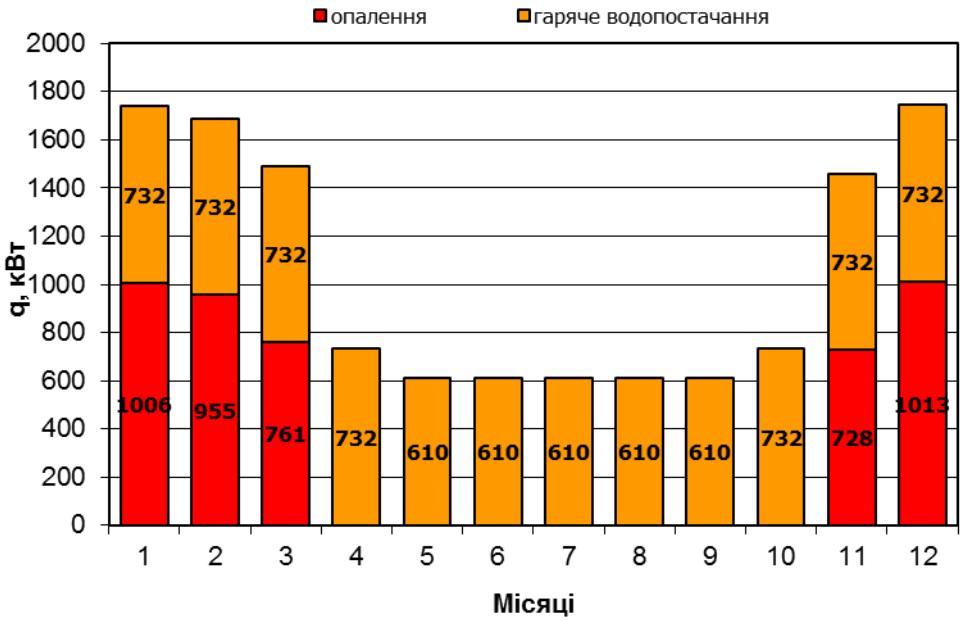


Рисунок 2.4 – Річна динаміка споживання теплової енергії будинками з житловими приміщеннями для проживання до 2000 осіб для умов Донбасу

На основі проведених розрахунків можна зробити висновок, що оцінене теплове навантаження для прикладів 1 та 2 може бути повністю покрите за рахунок геотермальних модулів потужністю від 0,3 МВт до 2 МВт, створення яких є цілком реалістичним на основі використання теплового потенціалу, оціненого в табл. 2.1.

Для охолодження приміщень влітку в умовах прикладу 1 можуть розглядатися два варіанта з використанням шахтних вод, які дозволять скоротити витрати електроенергії у порівнянні з традиційним охолодженням кондиціонерами:

1) встановлення геотермальних зондів у верхній частині затопленого шахтного ствола для охолодження теплоносія в них, в якому відбирається надлишок тепла в контурі системи охолодження;

2) підйом шахтної води на певній глибині нижче рівня води на поверхню землі для подачі в теплообмінник з метою відбору надлишку тепла в контурі системи охолодження та подальше скидання на поверхню шахтного ствола чи до іншого шахтного ствола неподалік від місця відбору. Цей варіант потребує гідродинамічних оцінок (див. підрозділ 2.4).

Розміщення геотермальних зондів для потреб охолодження влітку доцільно лише у верхній частині затопленого шахтного ствола. Для умов шахти № 2 «Новогродівська» з оцінюваною температурою на поверхні близько 12 ºС це може бути верхній шар води товщиною $L_s = 60$ м, в якому середня температура з урахуванням геотермічного градієнту оцінюється у 13 ºС. Після відбору надлишку тепла в контурі охолодження будинку при температурі повітря вдень влітку до 30 – 35 ºС нагріта вода (теплоносій у контурі в будинку) матиме температуру 18 – 20 ºС. За такої температури й відповідної різниці у 5 – 6 ºС питомий тепловий вихід зонду q_s можна оцінити у 30 – 40 Вт/м. Тоді сумарна потужність відбору надлишку тепла зондом можна оцінити як $L_s \cdot q_s \approx 2$ кВт.

Звичайно, що це замало для охолодження приміщень відповідно до умов приклада 1, тому доцільно розглянути можливість встановлення системи з

кількох геотермальних зондів у верхній частині шахтного ствола, які розгалужують потік теплоносія з теплообмінника, що забезпечуватиме охолодження більшого об’єму теплоносія одночасно.

При цьому передача тепла зондами у верхньому шарі шахтної води не призведе до помітного зростання температури води та зниження ефективності системи охолодження. Так, у разі роботи п’яти зондів кожний потужністю 2 кВт протягом 3 місяців передана кількість тепла U_c до верхнього шару води в стволі шахти оцінюється так:

$$U_c = 5\cdot(2\ \text{кВт})\cdot(24\ \text{год})\cdot(90\ \text{діб}) = 21{,}6\ \text{МВт}\cdot\text{год} \approx 77{,}8\ \text{МДж},$$

Відповідне зростання температури в об’ємі води верхнього шару V_{sh} розраховується за формулою

$$\Delta T_c = \frac{U_c}{C_w V_{sh}} \tag{2.31}$$

При діаметрі ствола 6 м об’єм води V_{sh} товщиною L_s = 60 м становитиме близько 1700 м^3, а відповідне зростання температури не перевищуватиме 0.01 ºС.

Перевагами цього способу є підтримання рівня шахтних вод без гідродинамічного впливу, збереження вертикального профілю мінералізації води, при цьому відпадає потреба в скиданні нагрітої води та пов’язані з цим витрати енергії. Недоліком є ускладнення конструкції системи геотермальних зондів, невелика кількість яких може не забезпечити повністю потреби в охолодженні будинку, тобто збільшення капітальних витрат і зростання гідравлічного опору в розгалуженій системі зондів та відповідне зростання витрат електроенергії на прокачування теплоносію.

2.3. Обґрунтування схем та елементів геотермальних модулів

Конструкція найбільш поширених видів геотермальних модулів (табл. 2.3) у вигляді відкритих та закритих геотермальних систем представлена в узагальненому вигляді на рис. 2.5 та 2.6, а значення основних

термодинамічних та гірничотехнічних параметрів наведені в табл. 2.4. Відстані між елементами модулю залежать від розташування гірничих виробок та обладнання на конкретних шахтах, а показники ефективності та гідродинамічно безпечного рівня шахтних та підземних вод визначаються термодинамічними та гідрогеологічними розрахунками або моделюванням [59,60,76].

Основні елементи технологічної схеми геотермального модулю на основі відкритої системи представлені на рис. 2.5. Для попередження підтоплення території навколо шахти потрібен систематичний відбір шахтних вод з витратою Q_1 із затоплених гірничих виробок за допомогою існуючого водовідливу.

Максимальна ефективність роботи свердловин досягається при суміщенні їх стовбурів з магістральними виробками. Підйом води здійснюється за допомогою електричних центробіжних насосів, застосування яких обґрунтовано досвідом експлуатації в агресивних рідинах з розчиненими солями, газами і механічними домішками. Насоси даного типу характеризуються простотою наземного обладнання, тривалим міжремонтним періодом експлуатації (2 – 3 роки), великою глибиною відбору (до 4 км) і значним максимальним дебітом (до 10000 м^3/добу).

Після надходження шахтних вод на денну поверхню вони мають температуру T_1, яка близька до температури гірських порід на глибині їх відбору. Шахтні води подаються в проміжний теплообмінник, всередині якого циркулює теплоносій.

Після охолодження до температури T_2 шахтні води або очищаються та направляються до гідрографічної мережі (варіант «а»), або повертаються до підземних виробок верхніх горизонтів (варіант «б»). Теплоносій з проміжного теплообміннику надходить до міжтрубного простору випарника теплового насоса, де охолоджується, і знову направляється в теплообмінник. Вироблена теплова енергія подається споживачу через опалювальний контур і гаряче водопостачання. Для покриття піків споживання теплової енергії взимку використовується додаткова котельня на традиційних енергоносіях.

Таблиця 2.3 – Варіанти геотермальних модулів з використанням тепла шахтних вод та породного масиву

Назва геотермального модуля	Джерело геотермальної енергії	Розташування	Теплова потужність	Споживачі
Закрита система з U-подібними та коаксіальними зондами	Шахтні води та породний масив	Відкриті для доступу дегазаційні свердловини та інші вертикальні виробки діаметру до 400 мм на підроблених територіях поблизу шахтного відводу	До 100 кВт	Житлові будинки та адміністративні будинки приватного сектору з опалювальною площею до 1000 м^2
1) Закрита система з U-подібними та коаксіальними зондами; 2) Відкрита циркуляційна та безповоротна система	Шахтний водовідлив відсутній або не перевищує 1 млн. м^3/рік	Шахтні стволи з відкритим доступом, де можливе встановлення циркуляційної геотермальної системи	0,1 – 1 МВт	Житлові будинки та адміністративні будинки приватного сектору з опалювальною площею понад 1000 м^2
Відкрита циркуляційна та безповоротна система	Шахтний водовідлив понад 1 млн. м^3/рік	Місця скиду шахтних вод до ставків та водотоків	Понад 1 МВт	1) Існуючі споживачі: багатоповерхові будинки з опалювальною площею понад 1000 м^2; 2) потенційні нові споживачі: плавальні басейни, теплиці.

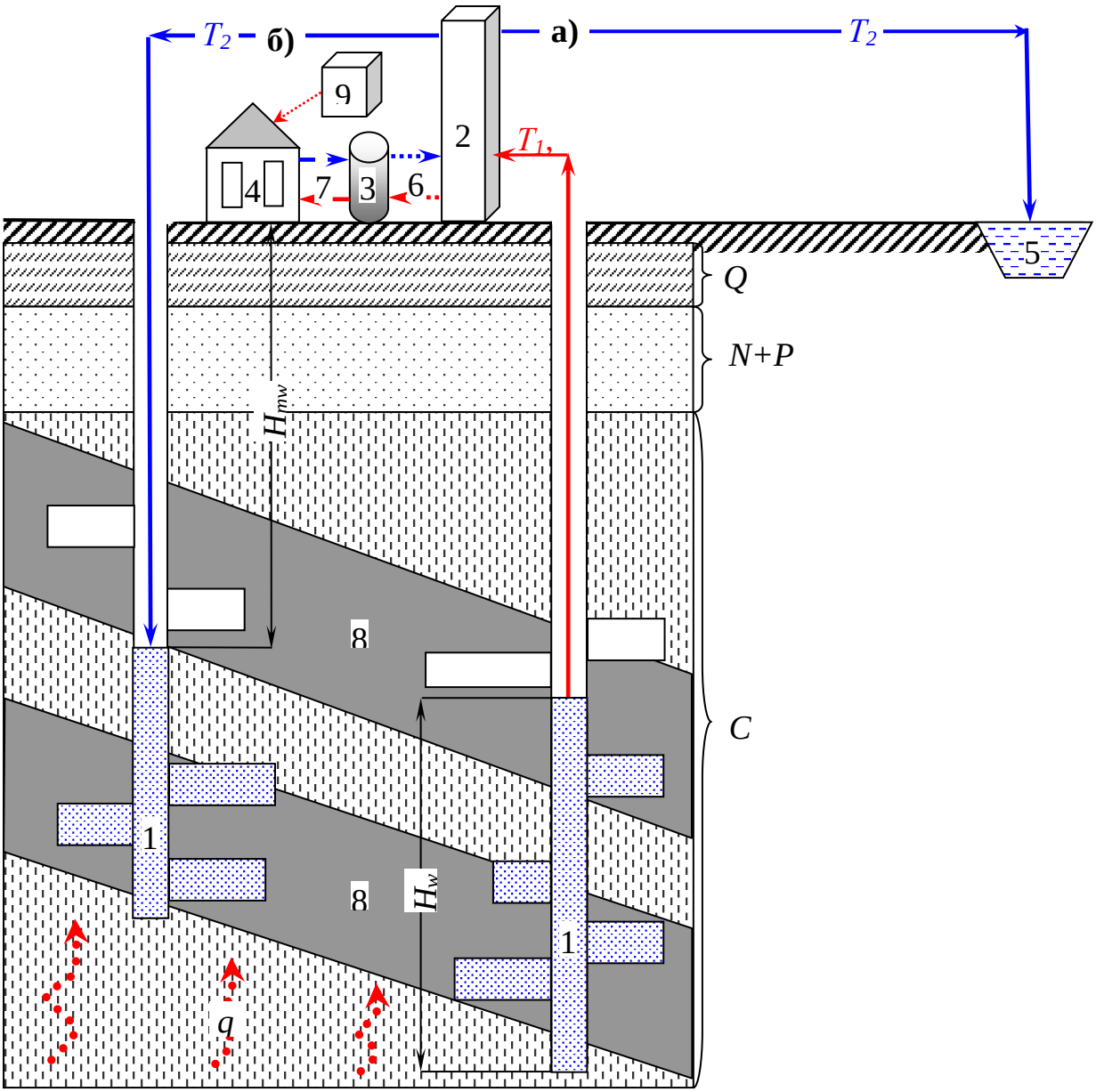


Рисунок 2.5 – Схема відкритої геотермальної системи для вилучення тепла з шахтної води: а) безповоротна система; б) циркуляційна система: 1 – затоплені підземні виробки; 2 – теплообмінник; 3 – тепловий насос; 4 – споживачі теплової енергії; 5 – поверхневий водотік або водосховище; 6 – прямий і зворотній рух теплоносія з теплообмінника до насоса; 7 – прямий і зворотний рух теплоносія з насоса до споживачів; 8 – вуглевміщуючі породи; 9 – котельня, яка працює на традиційних енергоносіях (газ, вугілля) в періоди пікового попиту на теплову енергію. *Q* – четвертинні відкладення, *N* + *P* – неоген-палеогенові відкладення, *C* – відкладення карбону. Інші позначення див. табл. 2.4. Термодинамічна схема теплового насосу та теплообміннику приймається згідно [40, 41].

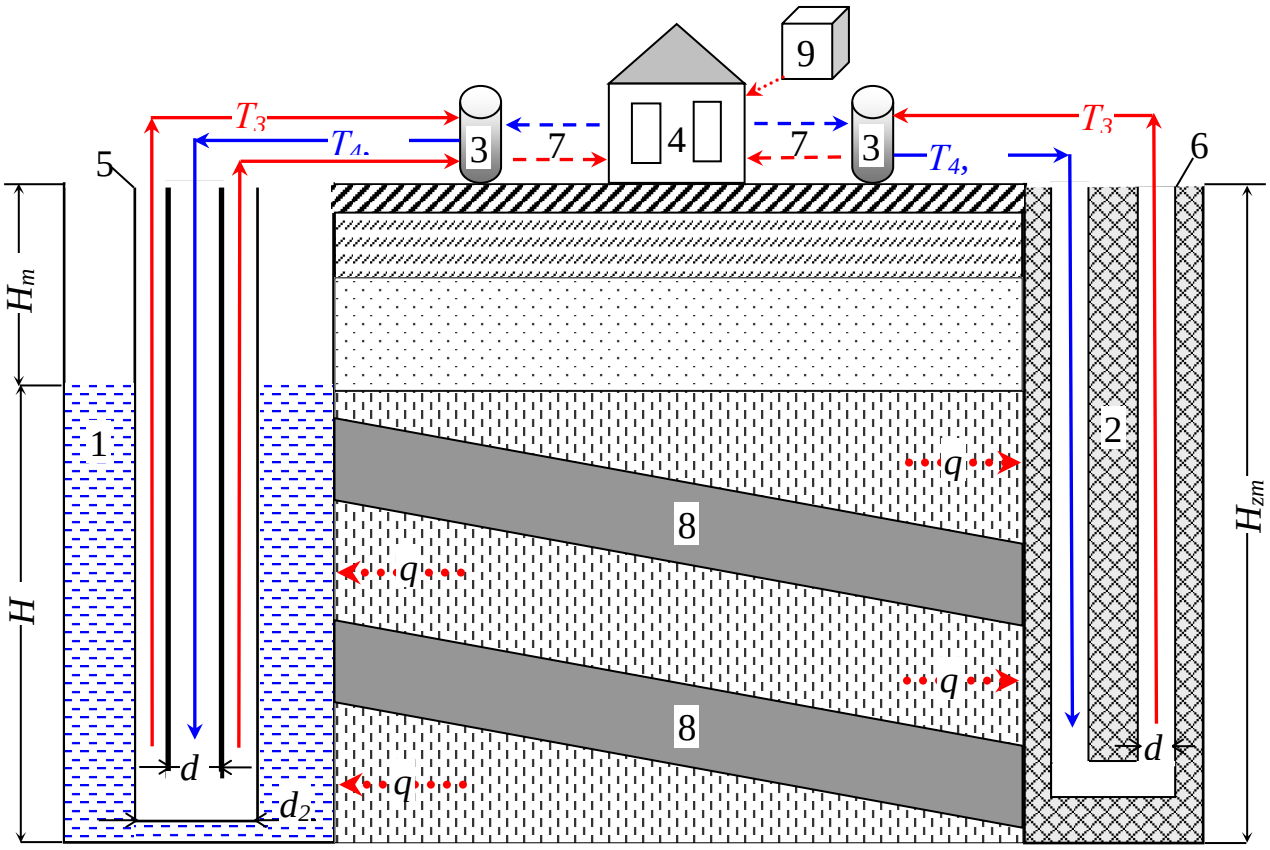


Рисунок 2.6 – Схема закритої геотермальної системи з коаксіальним та U-подібним зондом в межах території непрацюючої шахти: 1, 2 – відповідно зона обводнення та закладення гірничих виробок; 3 – тепловий насос; 4 – споживачі теплової енергії; 5, 6 – коаксіальний та U-подібний зонд; 7 – прямий і зворотний рух теплоносія з насоса до споживачів; 8 – вуглевміщуючі породи, 9 – котельня, яка працює на традиційних енергоносіях (газ, вугілля) в періоди пікового попиту на теплову енергію. Інші позначення див. табл. 2.4.

Запропонована технологічна схема використання шахтних вод як основа геотермального модулю має ряд переваг, у тому числі екологічних (контроль рівня підземних вод шляхом регулювання витрати відбору води, зниження впливу на навколишнє середовище через економію викопного палива) і енергетичних (опалення будівель). Однак для практичної реалізації схеми необхідно виконати техніко-економічне обґрунтування ефективності її роботи, завдання якого полягають у наступному:

Таблиця 2.4 – Діапазони термодинамічних та гірничотехнічних параметрів для розрахунків геотермальних модулів (рис. 2.5 та 2.6)

Назва	Позначення	Діапазон, значення	Розмірність
Глибинний тепловий потік	q	50 – 70	мВт/м^2
Температура шахтних вод на глибині підтримання їх рівня	T_1	10 – 33	°С
Температура шахтних вод після охолодження в поверхневому теплообміннику	T_2	6	°С
Температура теплоносія на виході з коаксіального та U-подібного зонда	T_3	10 – 18*	°С
Температура теплоносія після охолодження в тепловому насосі	T_4	6	°С
Водовідлив або витрата у циркуляційній системі	Q_1	0,1 – 7	млн. м^3/рік
Витрата теплоносія у зонді	Q_2	2 – 20	м^3/год
Потужність зони обводнення гірничих виробок	H_w	60 – 1000	м
Глибина до рівня шахтних вод	H_{mw}	30 – 1000	м
Потужність зони закладення гірничих виробок	H_{zm}	*	м
Зовнішній діаметр внутрішньої труби коаксіального зонда	d_1	0,08 – 0,1	м
Зовнішній діаметр зовнішньої труби коаксіального зонда	d_2	0,1 – 0,3	м
Зовнішній діаметр труби U-подібного зонда	d_3	0,035 – 0,08	м
Зовнішній діаметр U-подібного зонда	d_p	0,15 – 0,3	м

* параметри, що уточняються для конкретних об’єктів або за розрахунками.

- оцінити максимально можливий тепловий потік, що виникає при відборі підземних вод з різних горизонтів шахти;

- визначити коефіцієнт перетворення теплових насосів залежно від температури шахтних вод;

- виконати порівняльний аналіз використання шахтних вод в теплових насосах з іншими видами низькопотенційних джерел теплової енергії;

- шляхом визначення витрат електроенергії на роботу відцентрового і теплового насоса, а також вартості виробленого ними тепла, оцінити економічний ефект від роботи запропонованої геотермальної системи;

- кількісно оцінити запобігання викидів CO_2 за рахунок застосування теплових насосів і параметрів регулювання скиду шахтних вод, що забезпечують їх мінімальний вплив на поверхневі водотоки.

Принципова загальна схема геотермального модулю на основі закритої системи, встановленого на закритій шахті (рис. 2.6), включає розташовані в вертикальних гірничих виробках коаксіальні або U-подібні зонди, в яких циркулює теплоносій (наприклад, 25-38% водний розчин етиленгліколю). На виході з теплового насосу теплоносій має температуру T_4, яка нижче температури оточуючих шахтних вод, гірських порід або матеріалу для закладення виробленого простору.

Теплова енергія з порушеного породного масиву q, який повністю або частково затоплений, нагріває теплоносій до температури T_3. Нагрітий теплоносій надходить у випарник теплового насоса, віддає тепло і знову нагнітається в зонд з температурою T_4. Отримана насосом теплова енергія подається споживачу через опалювальний контур і в систему гарячого водопостачання. Для покриття піків споживання теплової енергії будівлями в холодну пору року використовується додаткова котельня, яка працює на традиційних енергоносіях (вугілля, газ).

Обґрунтування щодо адаптація конструктивної схеми геотермального модулю до конкретних геолого-гідрогеологічних та гірничотехнічних умов мають включати такі етапи.

1. Визначення ємності затоплених підземних виробок, припливів води з окремих горизонтів для оцінювання температури води на шахтному полі.

2. Визначення потреб у тепловій енергії та охолодженні приміщень влітку для існуючих споживачів. Оцінка можливостей розміщення нових споживачів теплової енергії, зокрема, теплиць чи басейнів.

3. Оцінювання раціональних глибин встановлення геотермальних модулів та визначення їх типів (відкриті чи закриті систем, діапазон встановлення чи глибина й витрата відбору води) за критерієм можливості використання теплової енергії в місцевих кліматичних умовах.

4. Розрахунок теплових насосів для нагріву та охолодження.

2.4. Дослідження гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод при експлуатації геотермальних модулів

Експлуатація геотермальної циркуляційної системи в режимі опалення або охолодження приміщень пов’язана з відбором певного об’єму води для термічного використання на поверхні в теплообмінниках. Витрата відбору шахтних вод має бути обґрунтована не лише потребами споживачів та наявною потужністю, але також і з точки зору підтримання гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод, насамперед поблизу вертикальної виробки (стволі чи колишній дегазаційній свердловині), куди вода скидається після використання, а також на шахтному стволі, де вода відбирається.

Для підвищення теплової потужності геотермального модулю відбір води в режимі опалення взимку, як показує рис. 2.1, доцільно проводити з глибин нижче рівня води з вищою температурою, що дозволяє збільшити коефіцієнт перетворення *COP* та отримувати більше теплової енергії. Обмеженнями у цьому є технічні можливості занурювального насосу та зростання мінералізації з глибиною.

У разі незначної різниці в мінералізації води на поверхні та на глибині відбору можна розглядати варіант зворотного скиду на поверхню води в той самий шахтний ствол, що значно скорочує втрати на транспортування. Але це прискорить охолодження води в стволі, що знизить ефективність геотермального модулю. Тому за наявності відповідної інфраструктури (трубопроводів та насосних станцій) доцільно розглянути альтернативний варіант скиду до іншого шахтного ствола чи вертикальної виробки на певній відстані від місця відбору, що дозволить довше підтримувати більш високу температуру відкачуваної води.

Попередні оцінки витрати відбору води Q можуть бути виконані, виходячи з теплових потреб, оцінених в прикладі 1 (рис. 2.3) на основі формули

$$Q = \frac{q}{C_m \rho_f \Delta T}, \tag{2.33}$$

де q – теплова потужність, що має бути забезпечена модулем;

C_m – масова теплоємність води;

ρ_f – густина води;

ΔT – різниця температур при термічному використанні води в теплообміннику.

Розрахована за формулою (2.33) витрата Q буде змінюватися протягом року пропорційно до змін теплової потужності q, яка зменшується в літній період і зростає у зимовий, що продемонстровано на рис. 2.3 та 2.4.

Внаслідок змінного в часі відбору теплих та скиду охолоджених шахтних вод рівень підземних вод навколо місць відбору та скиду також буде змінюватися, як показано на рис. 2.7.

При цьому рівень шахтних та пов’язаних з ними підземних вод з більшою мінералізацією біля місця їх скиду до шахти може досягти підошви прісного водоносного горизонту, який може використовуватися для місцевого водопостачання. Зі світової практики контрольованого затоплення шахт рекомендовано підтримувати рівень шахтних вод нижче базису ерозії, або

нижче рівня підошви самого нижнього водоносного горизонту, який використовується для водопостачання [77,78]. Цей гідродинамічно безпечний рівень води дозволяє мінімізувати витрати на відкачку й уникнути змішування підземних питних та мінералізованих шахтних вод, а також попередити підтоплення, яке спостерігається на територіях колишнього вуглевидобутку після припинення водовідливу [79].

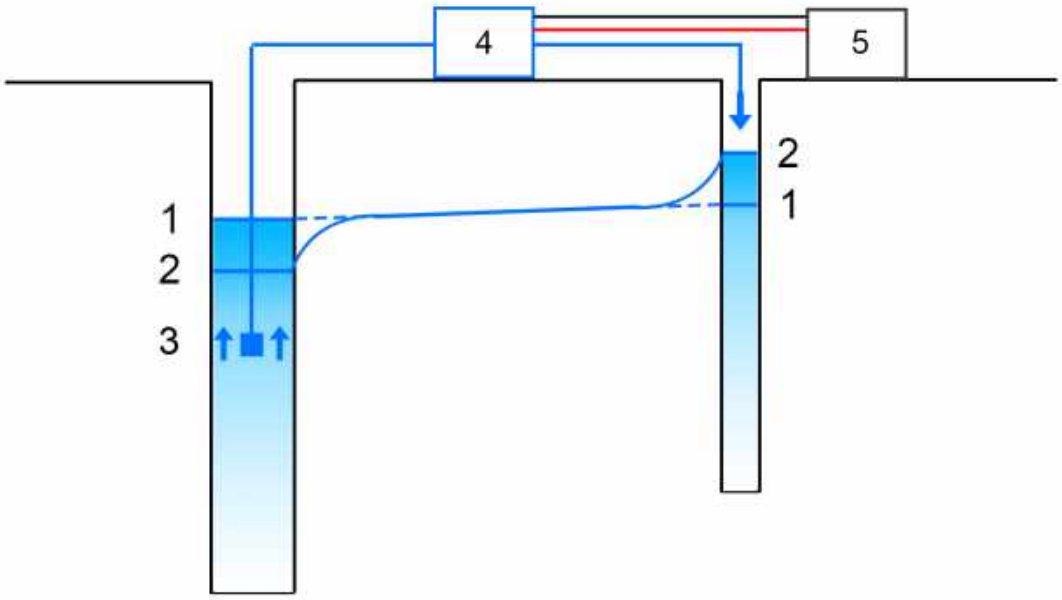


Рисунок 2.7 – Схема відбору та скиду шахтної води в геотермальній циркуляційній системі зі зміною рівня шахтних та підземних вод: 1 та 2 – рівень шахтних вод до та під час експлуатації геотермальної системи відповідно, 3 – насос 4 – теплообмінник, 5 – споживач теплової енергії

За наявності детальних даних щодо геометрії виробок, розподілу виробленого підземного простору за глибиною та площею, фільтраційних параметрів, перетоків із сусідніми шахтами має виконуватися чисельне моделювання тепломасоперенесення. Для попередніх розрахунків зміни рівня шахтних та підземних вод може бути використані аналітичні залежності.

Наприклад, підйом рівня підземних і шахтних вод навколо вертикальної виробки, через яку скидається термічно використана вода, можна наближено

оцінити за формулою зміни рівня води в умовах кусково-сталого дебіту свердловини [80]

$$S = \frac{Q_t}{4\pi Km} R_c,\ R_c = -\sum_{j=1}^{n} \frac{Q_j - Q_{j-1}}{Q_t} E_i\left(-\frac{r^2}{4a\left(t - t_{j-1}\right)}\right), \qquad (2.34)$$

де Q_t – максимальна або взагалі деяка фіксована витрата свердловини протягом усього періоду відкачування;

Q_t – витрата в інтервалі часу j, $j = 1,2,\ldots n$; n – кількість інтервалів зміни витрати відбору;

r – відстань від осі свердловини до точки розрахунку;

K – усереднений коефіцієнт фільтрації затопленого породного масиву, порушеного гірничими роботами;

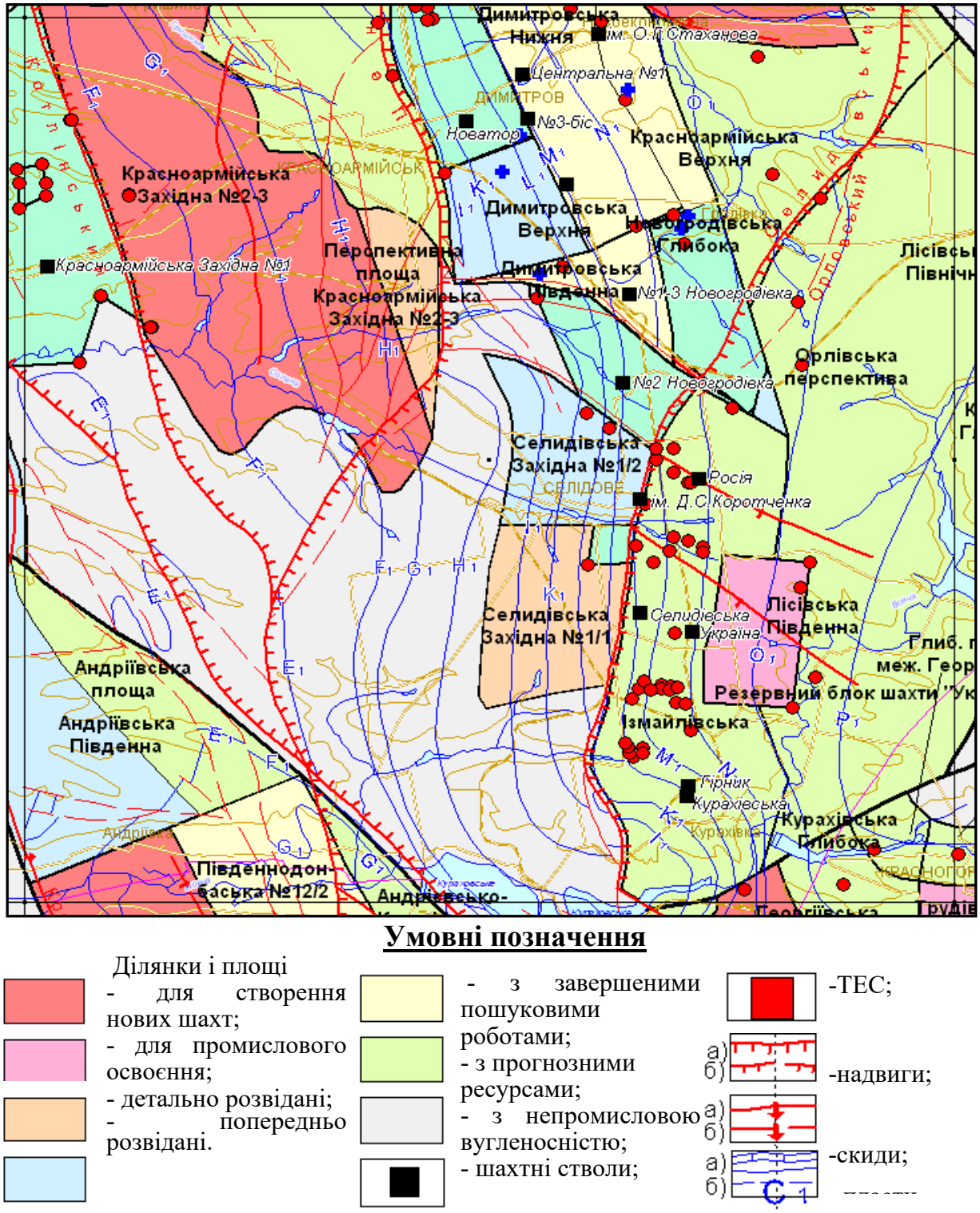
m – потужність обводненої зони в затопленому масиві;

a – рівнепровідність, $a = Km/n_a$;

n_a – дефіцит водонасичення гірських порід або вільна пористість.

Виконаємо далі оцінку зміни рівня води та можливість досягнення ним підошви водоносного горизонту з прісною водою для умов затопленої шахти № 2 «Новогродівська». Усереднені значення фільтраційних параметрів були визначені на основі результатів вирішення зворотних задач геофільтрації при епігнозі відновлення рівня шахтних вод після відключення водовідливу (рис. 1.14) і становлять: коефіцієнт фільтрації K = 0,08-0,1 м/добу, потужність зони обводнення m = 400 – 550 м, n_a = 0,05 – 0,08. Розташування шахти на геолого-промисловій карті району показано на рис. 2.8.

При розрахунках проаналізовані два варіанта зміни теплової потужності протягом року. Варіант 1 передбачає відбір води з позначки рівня шахтних вод +121 м з температурою 12,2 °С, що дозволяє досягти теплової потужності 150 кВт (табл. 2.2). Варіант 2 передбачає відбір води нижче рівня води в шахтному стволі з глибини 294 м з температурою 18,5 °С, що дозволяє збільшити теплову потужність до 300 кВт. Результати розрахунків за цими варіантами представлені в табл. 2.10 та на рис. 2.9.



Умовні позначення

Ділянки і площі
- для створення нових шахт;
- для промислового освоєння;
- детально розвідані;
- попередньо розвідані.

- з завершеними пошуковими роботами;
- з прогнозними ресурсами;
- з непромисловою вугленосністю;
- шахтні стволи;

-ТЕС;

а) б) -надвиги;

а) б) -скиди;

а) б) С 1

Рисунок 2.8 – Геолого-промислова карта району розташування шахт Селидівської групи [81]

Таблиця 2.10 – Результати розрахункової оцінки підвищення рівня підземних вод навколо місця скиду термічно використаної води

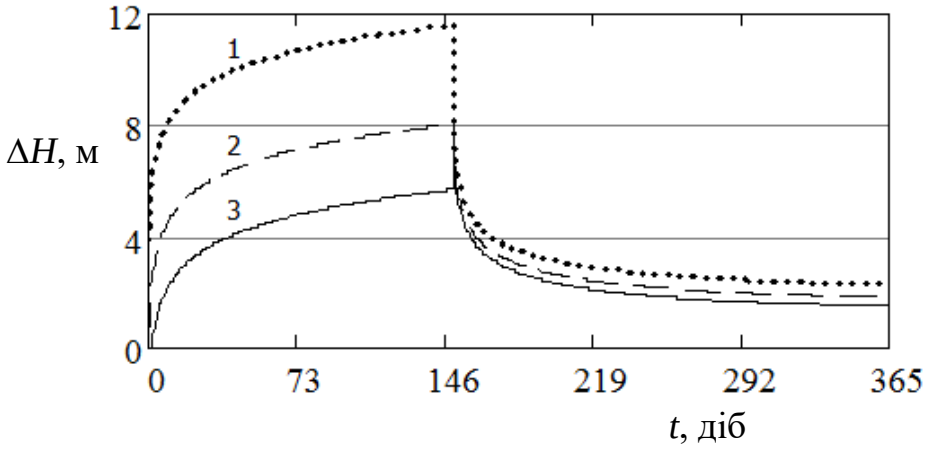
	H_p, м	T_{mw}, °C	q, кВт	Q, м^3/добу	Місяці року	ΔH_{max}, $\Delta H_{max,p}$, м
Варіант 1	84	12,2	150	515	XI, XII, I, II, III	8,1
			20	70	IV, V, VI, VII, VIII, IX, X	1,8
Варіант 2	294	18,5	300	1030	XI, XII, I, II, III	16,1
			40	140	IV, V, VI, VII, VIII, IX, X	3,7

У табл. 2.10 позначено ΔH_{max} – максимальний підйом води на відстані 20 м від місця скиду; $\Delta H_{max,p}$ – рівень води після зменшення відбору перед початком нового циклу на відстані 20 м від місця скиду. Розрахунки виконані для мінімальних значень з діапазону фільтраційних параметрів K, m, та n_a, за яких оцінюваний підйом рівня води буде максимальним.

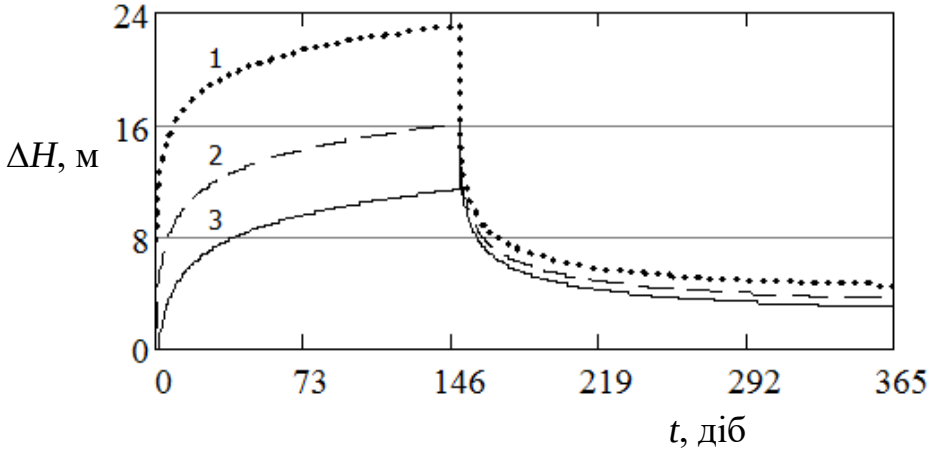
Якщо врахувати дренуючий ефект відбору еквівалентного об’єму води на відстані 200-300 м від місця скиду та більші значення фільтраційних параметрів, то загальний підйом рівня виявиться меншим, ніж формується на кінець опалювального сезону, як показано на рис. 2.9.

Скидання води через вертикальну виробку призведе до тимчасового підйому рівня води протягом опалювального сезону, після чого рівень відновиться практично до попередніх значень. Прогнозоване підвищення рівня підземних вод за варіантом 1 до 12 м (рис. 2.9,а) не досягне положення підошви нижнього водоносного горизонту над вуглевмісними породами, оскільки наразі дзеркало підземних вод на шахті № 2 «Новогродівська» знаходиться на рівні від +121 м до +125 м [55], а підошва водоносного горизонту – на позначці від +150 м до +160 м [57]. При більш інтенсивному відборі води за варіантом 2 підйом води до 24 м (рис. 2.9,б) може досягти підошви нижнього водоносного горизонту, але лише на відстанях до 20 м від місця скиду. Отже, попередньо можна стверджувати, що при відборі шахтних вод за варіантами 1 та 2 їх рівень

залишається в гедродинамічно безпечному діапазоні, і дозволяє уникати змішування більш солоних шахтних з водами вище розташованого водоносного горизонту. Крім того, при меншій потребі в тепловій енергії у березні та листопаді витрату відбору води можна зменшити на 20 – 25%. Для остаточного висновку щодо гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод на ділянці розміщення геотермального модулю має проводитися чисельне моделювання з урахуванням фільтраційної неоднорідності підробленого масиву, нестаціонарних режимів експлуатації модулю, конкретних місць відбору та скиду води.



а)



б)

Рисунок 2.9 – Зміна рівня підземних та шахтних вод на різній відстані *l* від місця скиду протягом року з початку відбору води: 1) *l* = 5 м, 2) *l* = 20 м, 1) *l* = 50 м; а) варіант 1, б) варіант 2.

За хімічним складом води на даній ділянці сульфатні магнієво-кальцієво-натрієві з помірною мінералізацією 3,1 – 3,4 г/дм^3 [57], що дозволяє зробити попередній висновок щодо можливості їх використання як теплоносія без значного відкладення твердого осаду на елементах теплообмінників.

При відборі води з шахтного ствола там формується пониження, близьке за абсолютною величиною, яка оцінена в табл. 2.10 та на рис. 2.10. Це призведе до зростання фільтраційного градієнту до 0,1 на лінії течії між місцями відбору та скиду води і прискорення фільтрації охолодженої води до місця відбору зі швидкістю до 0,2 – 0,3 м/добу. Переміщення охолодженої води до місця відбору протягом інтенсивного відбору становитиме 30 – 45 м, тобто значно менше, ніж відстань у 300 м між пунктами відбору та скиду. Отже такий режим скиду не призведе до зниження теплової потужності геотермального модулю, з урахуванням того, що скидання охолодженої води здійснюється на поверхню шахтних вод, а відбір – нижче цього рівня. Зниження рівня води в місці відбору не може бути швидко компенсоване у разі скидання до іншого шахтного стволу на значній відстані, тут сформується пониження, за абсолютною величиною близьке до підйому рівня води в місці скиду.

Розглянутий геотермальний модуль може бути інтегровано до системи місцевого теплопостачання через близьке розташування поля шахти № 2 «Новогродівська» до населеного пункту Новогродівка Донецької області.

2.5. Показники зміни енергетичного профілю закритих шахт з встановленням геотермальних модулів

Інвестиційні проекти, бізнес-плани, технологічні регламенти та відповідна проектна документація для створення та експлуатації геотермальних модулів на різних ділянках базується на геологічних даних та конструктивних і технологічних параметрах. Специфіка встановлення геотермальних модулів полягає в тому, що необхідно визначати тепловий ресурс ділянки надр, яка не

має чітко окреслених меж [82]. Для випадку непрацюючих шахт він може бути визначений трьома групами факторів:

- природними, головним чином, геологічними та геотермальними умовами,
- геотехнологічними (гірничотехнічними) параметрами,
- техніко-економічними показниками.

Тому на стадії проектування геотермальних модулів необхідно достовірно оцінити діапазони основних параметрів, частина яких може бути задана директивно, а решта розрахована за функціональними залежностями.

Геотермальні умови непрацюючих шахт визначаються діапазоном геотермічного градієнту від 0,027 до 0,039 °С/м. До технологічних параметрів відносяться глибина і розміри гірничих виробок, відстань між ними, потужність зони обводнення, продуктивність і конструкція системи шахтного водовідливу, ємність підземних виробок, розташування та ємність ставків-відстійників шахтних вод, довжина і пропускна здатність теплотрас в межах шахтного поля і прилеглих територій, системи опалення тощо. Ці та інші параметри або їх очікувані інтервали задаються, виходячи з наявної на закритій шахті матеріально-технічної бази та інфраструктури. Енергетичні параметри характеризують виробничу потужність геотермального модуля; балансові співвідношення між кількістю виробленої ним теплової енергії і температурою циркулюючого теплоносія в підземному контурі, технічного теплоносія в поверхневих теплових системах підігріву або термічної трансформації і мережевого теплоносія у споживача. Ці параметри, з одного боку, обмежуються геологічними, геотермальними й геотехнологічними умовами шахтного поля, з іншого, лімітуються споживачем або розраховуються для досягнення оптимальних показників.

Для проектування і експлуатації геотермальних модулів в межах непрацюючої шахти необхідно обґрунтувати раціональні показники відповідно до природних умов і технологічних параметрів, які надалі підлягають оптимізації за економічними критеріями на основі розрахунків. Для цього

можна скористатися рівняннями для експрес-розрахунків основних параметрів і показників геотермальних систем, розроблених для різних технологій використання геотермальної енергії [28]:

- оптимальна теплова потужність (ГДж/год):

$$Q = -aH^3 + bH^2 - cH + d; \quad (2.35)$$

$$a = 1{,}6\cdot10^{-4}\cdot T^{2{,}295};\ b = 7{,}1\cdot10^{-3}\cdot T^2 - 0{,}38\cdot T + 7{,}269;$$

$$c = 12{,}5\cdot10^{-3}\cdot T^2 - 0{,}698\cdot T + 16{,}232;\ d = 1{,}846\cdot T - 37{,}8;$$

- річна економія (т у.п):

$$S_{эк} = a\cdot T^b; \quad (2.36)$$

$$a = 5{,}13\cdot10^{-5}\cdot e^{(0{,}254\cdot H)};\ b = -0{,}119\cdot H + 4{,}4;$$

- питомі капіталовкладення на будівництво (тис. дол./(ГДж/год)):

$$K = -a\cdot T^2 - b\cdot T + c; \quad (2.37)$$

$$a = -0{,}00317\cdot H^3 + 0{,}01595\cdot H^2 + 0{,}01272\cdot H - 0{,}0052;$$

$$b = 4{,}128\cdot H - 1{,}6341;\ c = 27{,}285\cdot H^3 - 164{,}04\cdot H^2 + 431{,}96\cdot H - 175{,}94;$$

- чиста дисконтна вартість *NPV* (тис. дол./(ГДж/год)):

$$NPV = -a\cdot\ln(T) - b, \quad (2.38)$$

$$a = 6{,}0268\cdot H^3 - 33{,}501\cdot H^2 + 60{,}809\cdot H - 7{,}205;$$

$$b = 24{,}595\cdot H^3 - 135{,}05\cdot H^2 + 249{,}29\cdot H - 60{,}86,$$

де a, b, c, d – чисельні коефіцієнти;

H – глибина відбору шахтних вод, км;

T – температура термальних вод, °С.

Аналіз розрахунків за формулами (2.35) – (2.38) для умов Донбасу (рис. 2.11) показує, що на економічні показники геотермальних модулів суттєво впливають рівень та глибина відбору шахтних вод, температура води та гірських порід. Теплова потужність та річна економія палива знижуються з глибиною через зростання витрат на прокачування теплоносіїв; питомі капітальні вкладення нелінійно зростають з глибиною.

Залежність інвестицій та прибутку від глибини відбору води обмежує раціональні глибини потенційних місць відбору шахтних вод та встановлення

геотермальних зондів: при 23 ºС це менше 0,9 км, при 25 ºС – близько 1 км, а при 30 ºС – 1,1 км. Відбір вод з горизонтів, що знаходяться нижче цих позначок, призводить до від'ємних показників *NPV*, а значить, збитковості проекту. У разі розташування на території закритих шахт Донбасу геотермальних модулів значення *NPV* завжди позитивні і свідчать про те, що протягом усього періоду експлуатації модуль відшкодує капітальні витрати і забезпечить отримання прибутку відповідно до стандарту дисконтної ставки. Звичайно, що ця попередня оцінка має бути уточнена та деталізована розрахунками та моделюванням тепломасоперенесення на конкретних об’єктах.

Для гірничо-геологічних і теплофізичних умов шахти № 2 «Новогродівська» за умов відбору води з діапазону глибин H = 0,5 – 0,6 км очікуваний діапазон температури T становитиме 27 – 29 ºС при $NPV > 0$ для геотермального модуля. Його проектна теплова потужність становитиме 150 – 200 ГДж/добу, що відповідає оптимальній продуктивності геотермальних циркуляційних систем на даній глибині (рис. 2.10,а) і забезпечить економію палива за опалювальний сезон у 80 – 120 т умовного палива. (рис. 2.10, б).

Використання теплового ресурсу закритих шахт доцільно проводити за такими етапами відповідно за пріоритетністю та можливістю реалізації.

1. *Встановлення геотермального модулю на існуючому водовідливі* ще працюючих або дренованих шахт шляхом встановлення теплових насосів, які використовують відкачувану воду як теплоносій, наприклад, на шахті «Благодатна» у Західному Донбасі. Для цього використовуються існуюча інфраструктура (насосні станції, трубопроводи), додатково може створюватися теплонасосний комплекс біля трубопроводу для відбору тепла; при цьому зростуть витрати електроенергії на роботу теплових насосів, які оцінюються відповідно до коефіцієнту перетворення *COP*. Особливістю потужних водовідливів є суттєвий надлишок теплової енергії (до кількох МВт), для використання якого на місці зазвичай недостатньо потреб існуючих споживачів. У разі суттєвого перевищення теплоенергетичного потенціалу водовідливу перспективним є створення на місці нових споживачів, таких, як

плавальні басейни та теплиці. Головною екологічною проблемою залишається, як і для працюючих шахт, вплив скиду шахтних вод на якість поверхневих вод.

2. *Встановлення геотермальних зондів в існуючих виробках для опалення невеликих будинків* на територіях поблизу відпрацьованих шахтних полів. Хоча закриті геотермальні системи мають меншу теплову потужність, вони можуть бути використання для опалення та гарячого водопостачання невеликими споживачами потужністю кілька десятків кВт (будинки опалювальною площею до 500 м^2), віддаленими від централізованого опалення. Для цього способу використовуються існуюча інфраструктура з вертикальними виробками, наприклад, колишні дегазаційні та інші свердловини.

3. *Встановлення невеликих циркуляційних відкритих систем* потужністю до 200 кВт для опалення та гарячого водопостачання будівель на території шахт, що використовуються як офісні приміщення. Для цього може бути необхідне створення додаткової інфраструктури для підключення об’єктів для опалення до теплових насосів і прокладення додаткових трубопроводів для шахтної води як теплоносія.

4. *Розширення існуючих циркуляційних відкритих систем та систем на основі шахтного водовідливу* зі збільшенням теплової потужності до кількох МВт. При цьому використовуються більш складні способи освоєння теплового ресурсу, у тому числі сезонна акумуляцію теплової енергії з роздільним заповненням та відбором теплоносія з підземних ємностей, використання шахтних вод для охолодження приміщень влітку.

При збільшенні потужностей геотермальних систем з’являється залишковий ресурс, який доцільно спрямувати на забезпечення тепловою енергією нових споживачів. Найбільш раціональним є будівництво басейнів та створення теплиць, причому витрати теплової енергії на експлуатацію повністю можуть бути перекриті ресурсом потужного водовідливу шахтних вод.

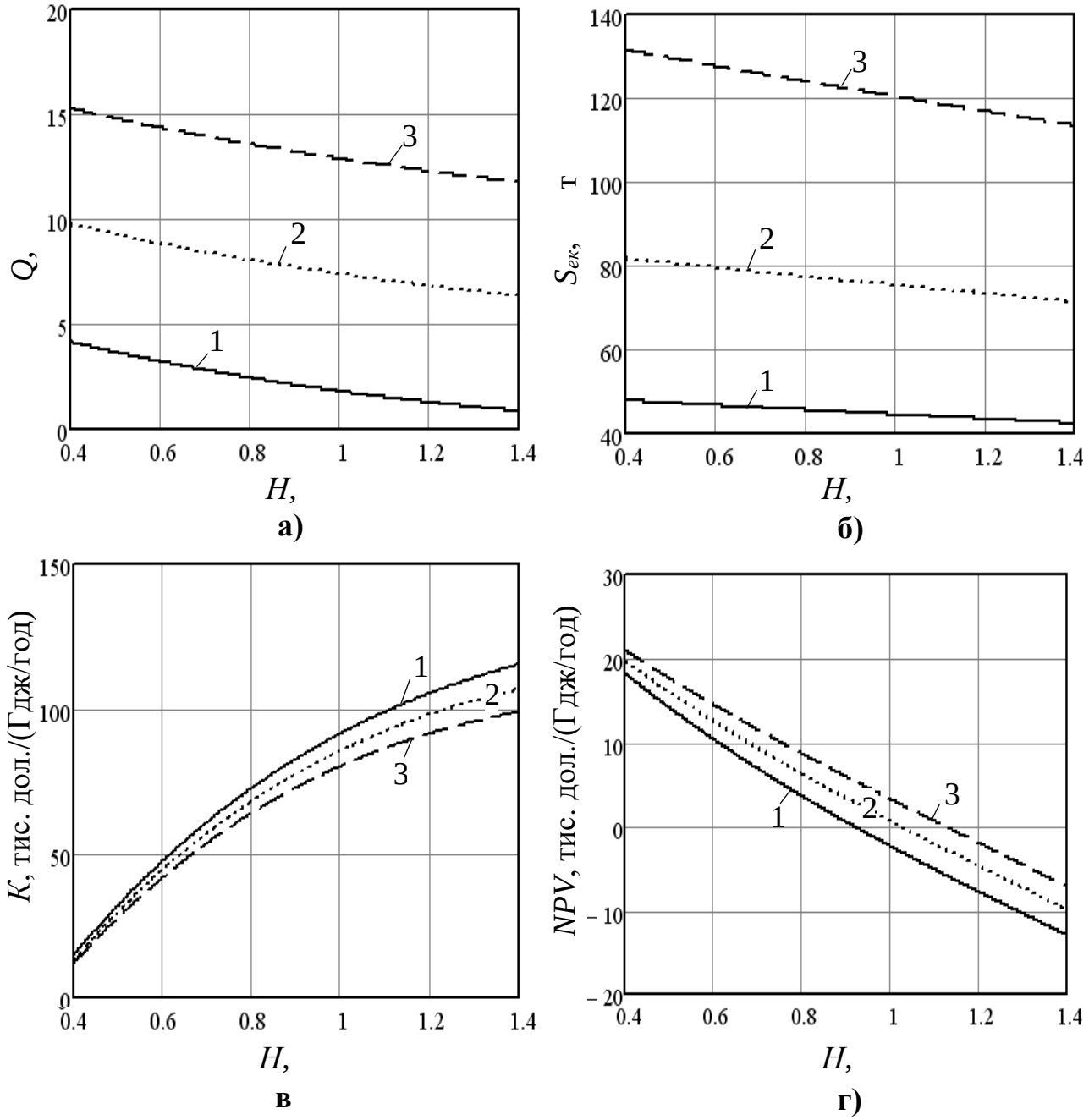


Рисунок 2.10 – Оптимальна продуктивність геотермального модуля (а); річна економія палива від його роботи (б); капіталовкладення в будівництво (в) і чиста дисконтна вартість проекту (г): 1 – 3 – відповідно при температурі теплоносія 23; 25 і 30 ºС

Наприклад, витрати тепла для критого басейну площею 300 м^2 при теплових втратах з поверхні води 180 Вт/м^2 та витраті на гаряче водопостачання до 40 кВт (душ, сауна) становлять орієнтовно 100 кВт [83].

Таку теплову потужність можна створити на одному з водовідливів шахт (табл. 2.1) або на основі відкритої циркуляційної системи на одній з шахт (табл. 2.2) навіть при доволі низькому $COP = 3{,}5$ та споживаною електричною потужністю до 30 кВт. Такої ж кількості енергії, відповідно до розрахунків за [84], вистачить для обігріву теплиці площею 200 – 250 м^2 протягом зимового періоду.

При експлуатації теплових насосів зросте споживана електрична енергія, але суттєво зменшаться потреби в тепловій енергії зі звичайних джерел. За попередніми розрахунками за табл. 2.1, 2.2 відповідно до критерію ξ_E виробництво теплової енергії на основі палива в місці експлуатації геотермальних модулів може бути зменшено на 30 – 50%.

3. РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ТЕРМОГІДРОДИНАМІКИ НАВКОЛО ГЕОТЕРМАЛЬНИХ МОДУЛІВ В НЕПРАЦЮЮЧИХ ШАХТАХ

Різноманіття геолого-гідрогеологічних та гірничо-технічних умов на потенційних ділянках встановлення геотермальних модулів обумовлює доцільність розробки комплексу математичних моделей, адаптованих до особливостей систем вилучення низькопотенційної енергії з шахтних вод та гірських порід. В даному розділі представлені розроблені авторами моделі теплоперенесення в межах систем закритого типу на основі геотермальних зондів, які встановлюються у вертикальних гірничих виробках з циркуляцією в них теплоносія гідродинамічно ізольовано від підземних та шахтних вод (розділ 3.2) та моделі теплоперенесення в системах відкритого типу (розділи 3.3 та 3.4).

Для систем закритого типу основним змістом моделювання є розрахунок переважно конвективного перенесення тепла в трубах зондів та кондуктивного теплообміну труб з матеріалом-заповнювачем в свердловинах із трубами зондів та з оточуючими гірськими породами; моделювання течій підземних та шахтних при цьому доцільне лише в окремих випадках: 1) помітний потік підземних вод навколо зондів, що не є типовим для затоплених шахт з мінімальним гідравлічним градієнтом, 2) суттєвий приплив шахтних вод з горизонтальних виробок, що помітно змінює вертикальний розподіл температур води. Хоча друга ситуація не є винятковою, відповідну течію можна розрахувати співвідношеннями гідравліки не менш точно, ніж гідромеханічними моделями, особливо за відсутності даних щодо стану та поверхні затоплених виробок. В цих моделях (розділ 3.2) розраховується вертикальне перенесення теплоносія в зондах та горизонтальний теплообмін з оточуючим твердим або рідким середовищем.

Для систем відкритого типу доцільно застосувати такі два підходи:

1) розробити модель гідравлічної течії та неусталеного конвективного переносу тепла на основі аналітичних співвідношень гідравліки,

термодинаміки, геотермії, представляючи затоплені виробки в тривимірному просторі одновимірними течіями в розгалуженій відкритій системі трубопроводів, які кондуктивно обмінюються теплом з оточуючими породами;

2) розробити модель кондуктивно-конвективного перенесення тепла в масштабі шахтного поля або його значної частини з неоднорідностями в масштабі горизонтів та зон ведення гірничих робіт зі зміненими параметрами ємності та гідравлічної провідності, а також найбільших виробок (шахтний ствол, протяжні галереї), через які переважно відбувається циркуляція води як теплоносія.

Перший підхід реалізовано в розділі 3.3 у формі чисельного алгоритму для розрахунку температури води, яка відбирається водовідливом, у горизонтальних та вертикальних сполучених виробках при схематизації шахти у вигляді шахтного ствола, до якого під’єднані дві виробки, які збирають воду з горизонтів відпрацювання, представлених мережею дрібних віддалених виробок на шахтному полі. Цінність такої моделі полягає у тому, що вона дозволяє без дискретизації області фільтрації з достатньою для практики точністю визначити діапазон очікуваної температури води, що відбирається, та його довготривалі зміни у часі.

Другий підхід, описаний у розділі 3.4, передбачає розробку тривимірної чисельної моделі течії підземних та шахтних вод та переносу тепла у порушеному масиві в зоні впливу геотермального модулю для детального кількісного аналізу та прогнозу термодинамічного стану породного масиву і шахтних вод за різних технологічних та природних умов, реакції на техногенне втручання. Це, зокрема, стосується просторової неоднорідності руху підземних вод і температурних полів в умовах гідравлічного зв’язку з покрівлею, що дозволить визначати ефективність геотермального модулю з максимальною ізоляцією мінералізованих шахтних вод від водоносних горизонтів, що використовуються як джерела водопостачання.

Розроблені моделі були протестовані на основі експериментальних даних, огляд яких виконано в розділі 3.1.

3.1. Результати натурних вимірювань при тестуванні та експлуатації геотермальних модулів

Визначення теплофізичних параметрів на основі геотермального тестування. При проектуванні геотермальних зондів в виробках закритих шахт необхідно з належною точністю визначати теплофізичні властивості матеріалу-наповнювача та породного масиву, які визначають теплову реакцію оточуючих зонд порід та інтенсивність відбору тепла з них. Максимально точне врахування цих властивостей дозволить визначити необхідну довжину зонда для забезпечення заданої теплової потужності, оптимізувати витрату теплоносія та досягти максимальної економічної ефективності.

Діапазони теплофізичних властивостей елементів геотермальних модулів на основі узагальнення багаточисельних вимірювань [85–89] представлені в табл. 3.1. Разом з тим, найбільш точне визначення параметрів може бути досягнуто в умовах, близьких до умов експлуатації геотермальних систем.

Для визначення теплофізичних властивостей порід в умовах експлуатації зазвичай проводиться тестування геотермального контуру (англ. GRP – Geothermal Response Test) [24,25,90], яке засноване на передачі в зонд певної кількості теплової енергії з наступним виміром температури охолодженого в зонді теплоносія. Для обробки результатів вимірювань часто використовується спеціальне програмне забезпечення.

Температура порід в непорушеному стані, як правило, вимірюється до початку тестування. Щоб уникнути неточності вимірювань, рекомендується витримати інтервал протягом 3 – 5 діб після установки зонда в гірничу виробку для повернення температури порід до природних значень.

Для визначення теплопровідності порід при тестуванні використовується метод підрахунку передачі тепла від лінійного джерела, яке схематизоване як нескінченно тонке джерело тепла в однорідному середовищі; дана схема є широко визнаним стандартним методом аналізу теплофізичних даних. Крім схеми лінійного джерела, також використовуються схема джерела тепла у

формі циліндра з певним ненульовим діаметром. У цьому разі теплопровідність визначається шляхом зворотного моделювання, в результаті якого визначаються найбільш ймовірні діапазони теплопровідності.

Таблиця 3.1 – Значення теплофізичних властивостей складових геотермальних зондів і оточуючого їх середовища [28, 29, 40, 41]: λ – теплопровідність, a – температуропровідність, C_p – питома теплоємність.

Матеріал	λ, Вт/(м·С)	a, 10^{-6} м^2/с	C_p, кДж/(кг·°С)
Поліетиленові труби	0,15 – 0,25	0,115 – 1,5	1,0 – 1,2
Сталь	15 – 50	11 – 16	0,46 – 0,67
Теплоносій (водний розчин етиленгліколю)	0,385 – 0,55	0,11 – 0,13	3,04 – 4,02
Матеріал-заповнювач	0,68 – 2,05	0,56 – 0,13	1,6 – 2,1
Вугленосна товща	0,2 – 3,8	0,5 – 1,5	0,8 – 1,7
Шахтні води	0,55 – 0,65	0,13 – 0,16	4,0 – 4,2
Покривні породи:			
Пісковики	0,24 – 4,4	1,12 – 1,19	0,75 – 0,84
Глини	0,1 – 0,2	0,25 – 1,15	0,8 – 1,6
Пісок	0,7 – 6,5	0,2 – 0,3	0,7 – 0,9
Вапняки	0,7 – 2,5	0,39 – 1,70	0,4 – 1,7
Суглинки	0,47 – 1,56	0,6 – 0,8	1,0 – 2,1

Термічний опір гірничої виробки з геотермальним зондом не може бути виміряний безпосередньо при тестуванні, але може бути обчислений на основі вимірювань. Оцінене значення теплопровідності використовується в рівнянні лінійного джерела для розрахунку термічного опору виробки, який враховує

теплофізичні властивості всіх елементів гірничої виробки, включаючи труби зонда, зазор між ними, опір заповнювача, діаметр виробки тощо.

Рекомендована тривалість геотермального тестування становить 30 – 100 годин, причому результати 10 перших годин від початку тестування не повинні включатися в аналіз, з тим, щоб гарантувати, що значення теплопровідності визначається на основі даних, характерних для саме усталеного, а не перехідного у часі розподілу температури порід [25]. Мінімальний час проведення тесту може бути також оцінено за формулами у [91,92]. Згідно рекомендацій Американського співтовариства інженерів з опалення, охолодження та кондиціювання повітря (ASHRAE) [93] при геотермальному тестуванні пропонується дотримуватися таких правил:

- час між встановленням зонда у виробку і початком активної фази тесту має бути не менше 5 діб;
- вимірювання температури порід в природному стані необхідно зняти до початку активної фази тестування;
- тривалість тестування має бути не менше 48 годин;
- усереднений показник теплового потоку має бути в діапазоні 50 – 82 Вт/м.

Приклади геотермальних тестів в літературі досить чисельні, але переважна більшість звітів з їх проведення не містить окремих даних, важливих для моделювання. Тому в контексті даної НДР значний інтерес має робота [90], в якій систематизовані результати геотермальних тестів та експлуатації геотермальних зондів на випробувальному полігоні енергетичного центру у м. Вілліх (Німеччина) восени-взимку 2018-2019 рр. Йдеться про дев’ять тестувань геотермальних зондів трьох типів довжиною 30 м (одиночний і здвоєний U-подібний зонд та коаксіальний зонд). Крім того, була перевірена реальна робота зондів у системі опалення протягом опалювального періоду з жовтня 2018 р. по березень 2019 р. Під час тестувань були перевірені різні види матеріалів-заповнювачів з різними теплофізичними властивостями у свердловинах, в яких розміщуються геотермальні зонди (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Властивості матеріалів-заповнювачів свердловин, в яких розміщувались геотермальні зонди під час проведення тестувань [90]: $\rho_{тв}$ – щільність, k_f – коефіцієнт фільтрації, λ – теплопровідність

№	Заповнювач	Склад	$\rho_{тв}$, кг/м^3	k_f, м/с	λ, Вт/м·°С
1	Стандартний	Глинисті мінерали, доменний цемент, кварцовий порошок	1,43	$\leq 10^{-9}$	1,2
2	Термічно покращений	Глинисті мінерали, доменний цемент, кварцовий порошок	1,65	$\leq 2\cdot 10^{-10}$	2,0
3	Глинисті гранули	Глинисті гранули	1,10	10^{-10}	1,2

Зовнішній і внутрішній діаметр одиночного U-подібного зонду дорівнював відповідно 0,04 і 0,0326 м; здвоєного зонду – 0,032 і 0,026 м; внутрішньої труби коаксіального зонду – 0,04 і 0,0326 м, його зовнішньої труби – 0,14 і 0,129 м.

В процесі тестування вимірювальні прилади для збору даних були встановлені у відповідних точках геотермального зонду і оточуючого його середовища (матеріалу-заповнювача свердловини і гірських порід). Для досягнення турбулентного потоку всередині зонда використовувався потужний відцентровий насос з регулюванням частоти. Необхідна теплова потужність забезпечувалася двома проточними водонагрівачами з можливістю поетапного регулювання.

Перед початком фази нагрівання ґрунту теплоносій прокачувався через контур зонда протягом приблизно 30 хв, що дозволило визначити середню незбурену температуру порід. Після стабілізації температури теплоносій прогрівався з потужністю 2 кВт на зонд. Через 48 годин потужність зменшувалася наполовину, а через 24 години нагрівання вимикалося. Оцінена температура порід до початку прогрівання становила від 15,6 до 15,8 °С. Після вимкнення підігріву реєструвалась крива охолодження, за якою визначаються

мінімальні значення ефективної теплопровідності з урахуванням розсіювання тепла у підземних водах.

Для аналізу отриманих даних використовувалося спеціальне програмне забезпечення GeoLogik TRT від Geologik Software GmbH [94], яке дозволяє здійснювати зворотне чисельне визначення параметрів теплового опору свердловини, теплопровідності і об’ємної теплоємності порід на основі виміряних значень. На результати вимірювань істотно впливають такі фактори, як вологість ґрунту, швидкість течії підземних вод, та тепловий градієнт, тому оцінені теплофізичні параметри слід вважати «ефективними».

Результати геотермального тестування аналізувалися як протягом всього періоду експерименту (3222 хв), так і окремо для двох періодів, щоби розрізнити теплофізичні властивості заповнювача та оточуючих порід. Шляхом аналізу вихідної температури було встановлено, що приблизно через 700 хв температурний фронт повністю пройшов заповнювач і теплова енергія стала надходити в оточуючі породи. В результаті обробки вимірювань були розраховані ефективні коефіцієнти теплопровідності для кожного періоду циклу експериментів відповідно до обраного методу інтерпретації даних: лінійне джерело або циліндричне джерело з принципом суперпозиції або без нього (табл. 3.3). Для вимірювань до 700 хв максимальна теплопровідність (2,95 Вт/м·°С) відповідає здвоєному U-подібному зонду, встановленому в глинистих гранулах, найнижча (1,76 Вт/м·°С) – одиночному U-подібному зонду зі стандартним заповнювачем.

За результатами обробки отриманих часових рядів температури, ефективна теплопровідність для оточуючих гірських порід знаходиться в діапазоні 2,44 –3,12 Вт/м·°С. Найнижча ефективна теплопровідність встановлена для одиночного U-подібного зонду зі стандартним заповнювачем, а найвищі значення характерні для коаксіального зонда в глинистих гранулах. Загалом, у всі періоди оцінки можна бачити, що, незалежно від методу оцінки, найвища ефективна теплопровідність вимірюється для зондів, встановлених в глинистих гранулах. Ефективна теплопровідність оточуючих порід також вища, ніж у заповнювача.

Таблиця 3.3 – Значення ефективної теплопровідності матеріалу-заповнювача свердловин із зондами і оточуючих гірських порід, розраховані за результатами геотермального тестування: ЛД – за схемою лінійного джерела, ЦД – за схемою циліндричного джерела, * – з урахуванням принципу суперпозиції

Тип зонда	Матеріал заповнювача за табл. 3.2	Ефективна теплопровідність, Вт/м·°С							
		Заповнювач (0 – 700 хв)				Оточуючі породи (700 – 3222 хв)			
		ЛД	ЛД*	ЦД	ЦД*	ЛД	ЛД*	ЦД	ЦД*
Одиночний U-подібний	1	1,85	2,34	1,76	2,32	2,44	2,73	2,44	2,75
	2	1,92	2,44	1,80	2,40	2,54	2,81	2,54	2,86
	3	2,17	2,85	2,04	2,84	2,85	3,09	2,85	3,10
Здвоєний U-подібний	1	2,27	2,68	2,13	2,50	3,01	2,95	3,01	2,98
	2	2,28	2,77	2,13	2,70	2,99	2,97	2,96	2,96
	3	2,36	2,95	2,21	2,83	3,07	2,94	3,06	2,99
Коаксіальний	1	2,30	2,12	2,16	1,95	2,93	2,74	2,94	2,78
	2	2,29	2,17	2,16	2,05	2,94	2,69	2,93	2,74
	3	2,47	2,43	2,32	2,33	3,12	2,96	3,12	2,94

Результати оцінювання теплопровідності вказують на доволі широке відхилення від середніх значень для одного й того ж матеріалу за різними формулами, яке становить для всіх типів зондів 12 – 16%. Цей діапазон можна вважати як допустимий при варіації параметра теплопровідності при верифікації розроблюваних в наступному розділі математичних моделей теплоперенесення навколо геотермальних зондів.

За результатами тестування також встановлено об’ємну теплоємність різних матеріалів-заповнювачів свердловині і оточуючих гірських порід в діапазоні від 0,07 до 7,47 МДж/м^3·°С (табл. 3.4).

Максимальні значення характерні для одиночного U-подібного зонду з глинистим заповнювачем, а мінімальні – для коаксіального. Всі значення об’ємної теплоємності, розраховані з урахуванням принципу суперпозиції, в кілька разів менше значень без його врахування. Крім того, об’ємна теплоємність заповнювачів завжди вища, ніж оточуючих порід. Порівняно з теплопровідністю оцінена ефективна об’ємна теплоємність для зондів різного типу відрізняється більш ніж на порядок, причому для тих самих матеріалів-заповнювачів, що свідчить про необхідність уточнення методики оцінки даного параметра. Слід зважати на те, що об’ємна теплоємність відіграє важливу роль лише при перехідних процесах, а в режимі усталеного теплоперенесення, який встановлюється після кількох діб, її вплив нівелюється. Тому для моделей стаціонарного теплоперенесення в зондах протягом їх тривалої експлуатації даний параметр може не враховуватися.

Результати типового тесту (рис. 3.1) свідчать про стабілізацію теплового режиму через приблизно одну добу в умовах усталеної витрати теплоносія. Найбільша теплова потужність досягається здвоєним U-подібним зондом при використанні заповнювача з мінімальним коефіцієнтом фільтрації (табл. 3.5).

Заслуговує на увагу промисловий експеримент з визначенням експлуатаційних і термодинамічних показників одиночного U-подібного геотермального зонда в процесі його роботи, що був проведений біля м. Ізмір (Туреччина) [95] (табл. 3.6, 3.7, 3.8).

Натурні вимірювання при експлуатації геотермальних зондів. При експлуатації зондів, що встановлені у шахтних стволах та відбирають тепло з води, можна досягти більшої ефективності, ніж при відборі тепла з ґрунту, за рахунок значно більшого теплообміну з водою. Наочним прикладом такої установки є здвоєний U-подібний зонд, встановлений в стволі затопленої шахти «Едуард» поблизу селища Альсдорф у вугільному районі міста Ахен (Німеччина). У сусідньому місті Хеерлен (Нідерланди) вже функціонує геотермальний модуль на основі системи відкритого типу, який дозволяє проводити опалення будівель площею понад 100 тис. м^2 [18].

Таблиця 3.4 – Значення об’ємної теплоємності матеріалу-заповнювача свердловин із зондами і оточуючих гірських порід, розраховані за результатами геотермального тестування: ЛД – за схемою лінійного джерела, ЦД – за схемою циліндричного джерела, * – з урахуванням принципу суперпозиції

Тип зонда	Заповнювач (табл. 3.2)	Об’ємна теплоємність, МДж/м^3·°С							
		Заповнювач				Породи			
		ЛД	ЛД*	ЦД	ЦД*	ЛД	ЛД*	ЦД	ЦД*
Одиночний U-подібний	1	4,65	1,61	4,66	1,34	1,30	0,70	1,20	0,62
	2	5,68	2,06	6,01	1,92	1,48	0,99	1,53	0,80
	3	7,22	2,97	7,47	2,17	2,42	1,70	2,25	1,55
Здвоєний U-подібний	1	5,86	3,90	6,21	5,47	1,99	2,34	1,85	2,27
	2	5,08	2,52	5,58	2,36	1,61	1,76	1,50	1,66
	3	5,68	2,87	6,03	3,63	1,93	2,50	1,79	2,15
Коаксіальний	1	0,23	0,24	0,23	0,25	0,07	0,09	0,06	0,08
	2	0,22	0,21	0,21	0,20	0,07	0,10	0,07	0,09
	3	0,24	0,22	0,24	0,20	0,08	0,11	0,08	0,10

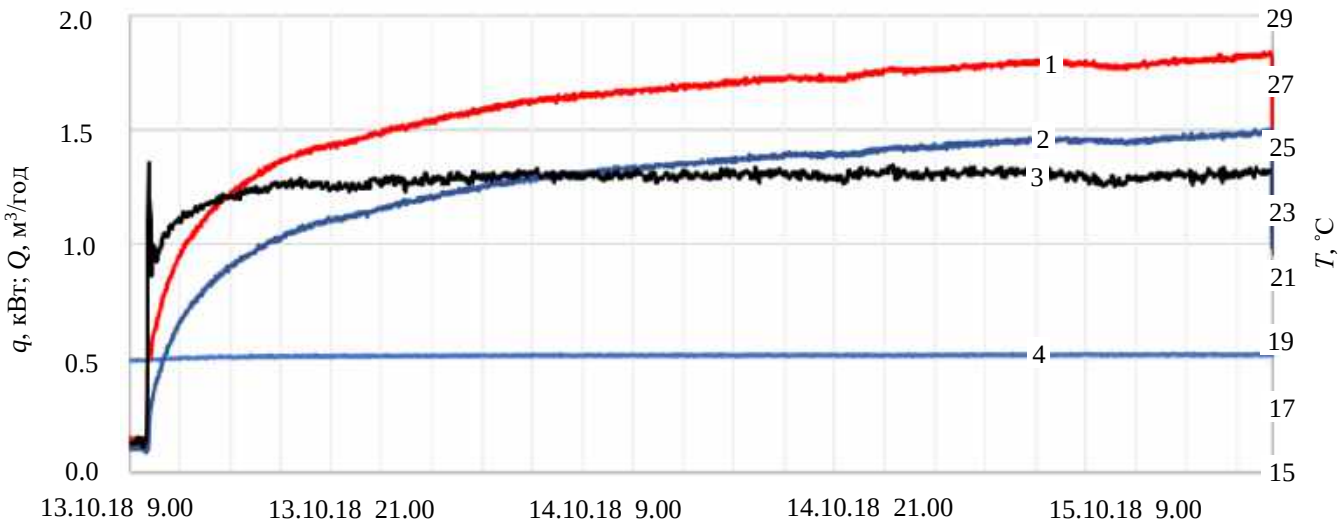


Рисунок 3.1 – Зміна в часі температури теплоносія на вході (1) й виході (2) з одиночного U-подібного геотермального зонда, його теплової потужності (3) та витрати теплоносія (4)

Таблица 3.5 – Результати геотермального тестування за даними [90]. T_1, T_2 – температура теплоносія на виході і вході в зонд

Тип зонда	Заповнювач	T_1,°C	T_2,°C	ΔT, °C	Q, дм^3/год	q, кВт
Одиночний U-подібний	1	27,9	25,5	2,3±0,1	512±5	1,279±0,059
	2	27,8	25,5	2,4±0,1	529±5	1,334±0,059
	3	27,9	25,2	2,7±0,1	525±6	1,514±0,071
Здвоєний U-подібний	1	28,0	25,4	2,6±0,1	583±6	1,622±0,057
	2	27,9	25,4	2,6±0,1	588±6	1,614±0,058
	3	27,9	25,2	2,7±0,1	582±6	1,670±0,064
Коаксіальний	1	27,9	25,5	2,4±0,1	615±7	1,590±0,051
	2	27,9	25,5	2,4±0,1	609±6	1,587±0,045
	3	27,9	25,3	2,6±0,1	607±8	1,703±0,038

Таблиця 3.6 – Теплофізичні та фізичні властивості порід оточуючих одиночний U-подібний геотермальний зонд (згідно вимірювань [95])

Властивості порід	Розмірність	Глибина H і тип порід	
		H = 1,5 м, піщаний ґрунт	H = 2,5 м, суглинистий ґрунт
Теплопровідність	Вт/м·°C	2,699	2,941
Щільність	кг/м^3	2479	2607
Вологість	%	21,7	8,87
Питома теплоємність	кДж/кг·°C	0,84	0,84
Температуропровідність	м^2/год	0,0034	0,0041

Геотермальний зонд на шахті «Едуард» довжиною 860 м занурений у воду з глибини 167 м нижче поверхні. Зовнішній діаметр труб зонду становить 75 мм. Профіль температури шахтної води показано на рис. 3.2,а. За результатами експлуатації зонду протягом листопада 2018 – лютого 2019 рр. (рис. 3.2,б) при зовнішній температурі повітря від –5 °C до +10 °C загальне

виробництво теплової енергії за 105 діб становило 168 МВ·год (рис. 3.3), що дозволило на 70% задовольнити теплові потреби опалюваного будинку.

а) б)

Рисунок 3.2 – Профіль температури води у шахті «Едуард» (Альсдорф, Німеччина) (а) та зміна температури теплоносія під час експлуатація геотермального зонду в цій шахті (б) за даними [34] синя крива – температура на вході в зонд, червона крива – температура на виході з зонду

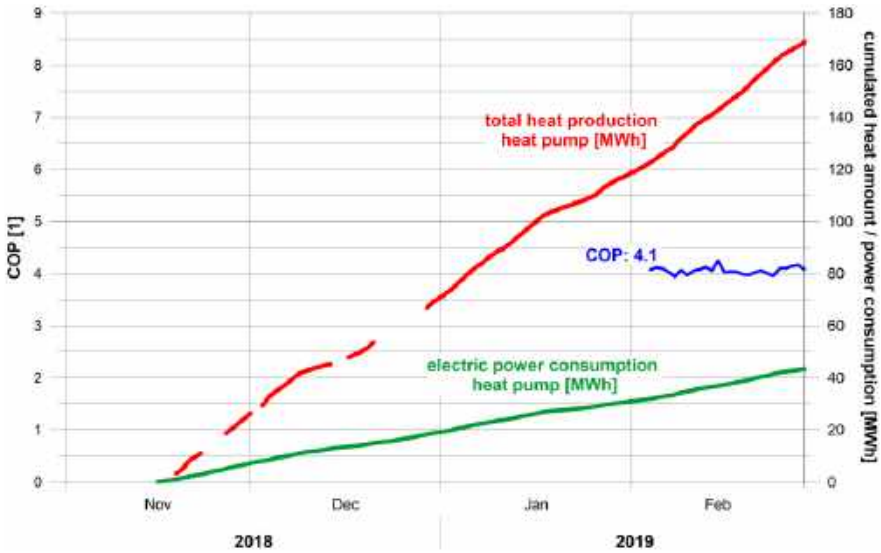


Рисунок 3.3 – Зміна показників енергетичної ефективності під час експлуатації геотермального зонду за даними [34]: синя крива – коефіцієнт перетворення COP, червона крива – кількості виробленої теплової енергії, зелена крива – кількість витраченої електричної енергії

При цьому викиди CO_2 були зменшені на 30% порівняно з опаленням лише на газі. Представлені далі результати експлуатації геотермальних модулів (табл. 3.7, 3.8) використані в розділі 3.3 при тестуванні розроблених моделей.

Таблиця 3.7 – Параметри геотермальних зондів та умови експериментів [34,90,95]

№	Ділянка, країна	Тип зонду	L_p, м	d_{int} / d_{out}, м	d_w, м	b_p, м	Q, м^3/год
1	Вілліх, Німеччина	Одиночний U-подібний зонд	30	0,0326/0,04	0,1524	0,036	0,55
2	Ахен, Німеччина	Здвоєний U-подібний зонд	685	0,0068/0,075	–	–	16
3	Ізмір, Туреччина	Одиночний U-подібний зонд	50	0.026/0,032	0,1143	0,0253	1.6

Коефіцієнт перетворення COP. Одним з основних показників ефективності геотермальних систем є коефіцієнт перетворення теплових насосів, що використовують тепло шахтних вод як низькопотенційне джерело енергії. Цей параметр істотно залежить від температури води й визначається за формулою

$$COP = h\frac{T_2}{T_2 - T_1}, \tag{3.1}$$

де T_1, T_2 – відповідно температура шахтних вод і теплоносія в системі опалення;

h – коефіцієнт термодинамічної досконалості теплового насоса.

Досвід роботи систем відкритого типу показує [17,19,20], що температура шахтних вод при їх відборі на денну поверхню залежно від глибини відбору та геотермічних умов змінюється від 12 ºС до 35 ºС. Коефіцієнт досконалості h залежить від типу і герметичності компресора насосу і оцінюється в діапазоні 0,25–0,75, а в практичних розрахунках його рекомендується приймати 0,5 [22].

Таблиця 3.8 – Значення експериментально визначених параметрів функціонування геотермальних зондів

Ділянка[1]	Тип зонду	Період	Матеріал навколо зонду	T_1, °C	T_2, °C	ΔT, °C	q, кВт
1	Коаксіальний	Жовтень	1 (табл. 3.2)	10,6 ± 1,5	11,4 ± 1,6	0,7 ± 0,3	0,461 ± 0,165
			2 (табл. 3.2)	10,6 ± 1,5	11,5 ± 1,5	0,9 ± 0,3	0,541 ±0,164
			3 (табл. 3.2)	10,6 ± 1,5	11,5 ± 1,5	0,9 ± 0,3	0,536 ± 0,152
		Листопад	1 (табл. 3.2)	7,2 ± 1,4	8,0 ± 1,3	0,8 ± 0,2	0,479 ± 0,105
			2 (табл. 3.2)	7,2 ± 1,4	8,1 ± 1,3	1,0 ± 0,2	0,574 ± 0,112
			3 (табл. 3.2)	7,2 ± 1,4	8,0 ± 1,3	0,9 ± 0,2	0,546 ± 0,103
		Грудень	1 (табл. 3.2)	6,2 ± 0,8	7,0 ± 0,7	0,8 ± 0,1	0,492 ± 0,080
			2 (табл. 3.2)	6,2 ± 0,8	7,2 ± 0,8	1,0 ± 0,2	0,579 ± 0,090
			3 (табл. 3.2)	6,2 ± 0,8	7,1 ± 0,7	1,0 ± 0,2	0,551 ± 0,087
	Одиночний U-подібний	Грудень	1 (табл. 3.2)	2,0 ± 1,1	3,7 ± 1,2	1,7 ± 0,2	0,999 ± 0,119
			2 (табл. 3.2)	2,0 ± 1,1	3,6 ± 1,2	1,6 ± 0,2	0,961 ± 0,132
			3 (табл. 3.2)	2,0 ± 1,1	3,8 ± 1,2	1,8 ± 0,2	1,106 ± 0,124
		Січень	1 (табл. 3.2)	0,7 ± 0,9	2,3 ± 0,9	1,6 ± 0,2	0,960 ± 0,070
			2 (табл. 3.2)	0,7 ± 0,9	2,2 ± 1,0	1,5 ± 0,2	0,921 ± 0,074
			3 (табл. 3.2)	0,7 ± 0,9	2,4 ± 1,0	1,7 ± 0,1	1,050 ± 0,081
		Лютий	1 (табл. 3.2)	0,6 ± 0,7	2,1 ± 0,8	1,5 ± 0,2	0,863 ± 0,092
			2 (табл. 3.2)	0,6 ± 0,7	1,9 ± 0,7	1,3 ± 0,1	0,828 ± 0,081
			3 (табл. 3.2)	0,6 ± 0,7	2,1 ± 0,7	1,6 ± 0,1	0,967 ± 0,083
		Березень	1 (табл. 3.2)	2,0 ± 1,1	3,5 ± 1,0	1,5 ± 0,2	0,877 ± 0,124
			2 (табл. 3.2)	2,0 ± 1,1	3,3 ± 1,0	1,3 ± 0,2	0,792 ± 0,126
			3 (табл. 3.2)	2,0 ± 1,1	3,6 ± 1,0	1,6 ± 0,2	0,957 ± 0,142
2	Здвоєний U-подібний	Січень	Шахтна вода	20,76 ±0,51[2]	24,21 ± 0,1[2]	3,45[2]	63,84[1]
		Лютий		19,68 ±0,88[2]	23,48 ±0,29[2]	3,8[2]	74,40[1]
3	Одиночний U-подібний	Лютий	Твердий заповнювач, ґрунт	6,8	8	1,2	2.21[2]

[1] номер ділянки згідно табл. 3.7, [2] розраховано за експериментальними даними.

Значення для ділянок 1 та 2 наведені як середньомісячні за результатами експерименту.

Згідно даних експлуатації шести геотермальних систем відкритого типу на закритих шахтах (рис. 3.4), коефіцієнт перетворення теплового насоса *COP* знаходиться у більш вузькому діапазоні 0,35–0,45, причому відхилення розрахованих за формулою (3.1) значень від фактичних стає мінімальним при $h \approx 0{,}4$, що на 20% менше, ніж прийняте у [22] для розрахункових оцінок геотермального потенціалу закритих шахт значення $h \approx 0{,}5$. Параметр *COP*, а отже й ефективність геотермальних систем зростає зі зменшенням температури теплоносія в контурі опалення та для більш теплої шахтної води (рис. 3.5). При зростанні температури теплоносія в контурі опалення вплив температури шахтних вод на коефіцієнт перетворення зменшується.

Температура теплоносія в системі опалення визначається її типом і температурою зовнішнього повітря. Так, для системи опалення «тепла підлога» температура теплоносія в середньому дорівнює 30 ºС, тоді як в радіаторах при температурі повітря –20 ºС може бути збільшена до 70 ºС.

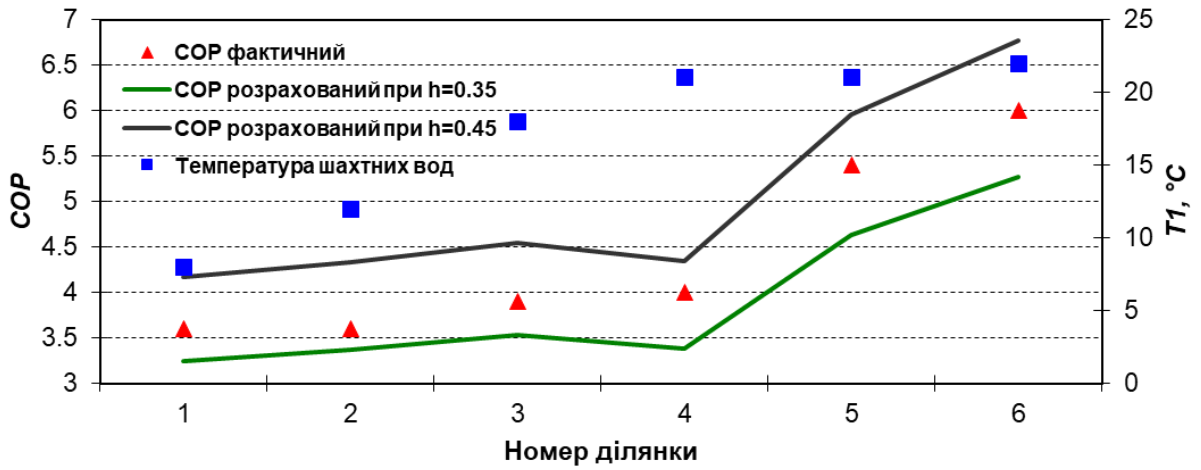


Рисунок 3.4 – Коефіцієнт COP (фактичний та розрахований при діапазоні значень коефіцієнту досконалості теплового насосу h = 0,35–0,45) і температура шахтних вод T_1 для геотермальних систем з температурою теплоносія T_2 в системі опалення [18]: 1 – Фрайберг, замок (Німеччина), T_2 = 42°C; 2 – Новошахтинськ (Росія), T_2 = 45°C; 3 – Мьєрес-Поцо Барредо (Іспанія), T_2 = 50°C; 4 – Фрайберг, університет (Німеччина), T_2 = 55°C; 5 – Мьєрес-Поцо Барредо, лікарня (Іспанія), T_2 = 55°C; 6 – Хеерлен (Нідерланди), T_2 = 43°C.

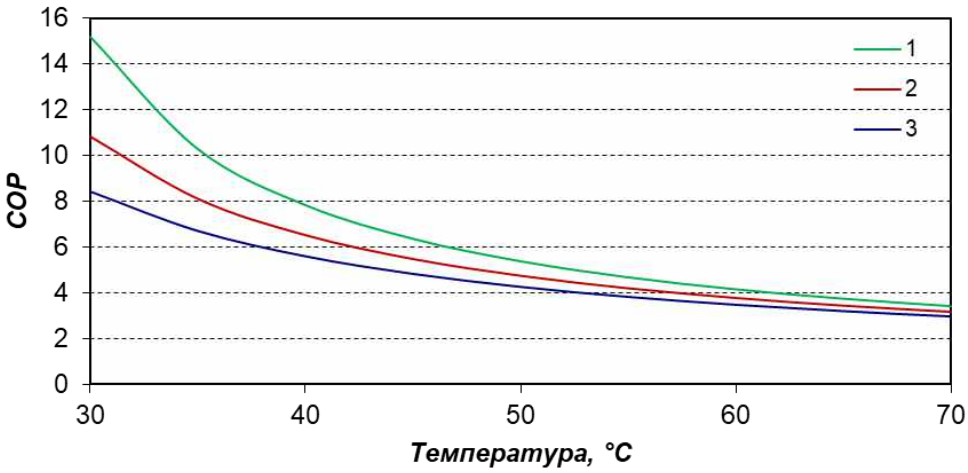


Рисунок 3.5 – Зміна коефіцієнту перетворення теплового насосу залежно від температури шахтних вод: 1 – Мьєрес-Поцо Барредо (Іспанія, T_1 = 20 ºС), 2 – Кінгстон (США, T_1 = 16 ºС), 3 – Шетлстон (Великобританія, T_1 = 12 ºС).

3.2. Моделі теплоперенесення в системах закритого типу на основі геотермальних зондів

Розглянемо теплоперенесення в зондах різного типу з урахуванням їх геометрії та особливостями теплообміну з оточуючим середовищем. Далі розглянуто такі типи зондів:

1) одинарний U-подібний зонд у ґрунті,

2) здвоєний U-подібний зонд у ґрунті,

3) коаксіальний зонд у ґрунті,

4) одинарний U-подібний зонд у шахтній воді,

5) коаксіальний зонд у шахтній воді.

Здвоєний U-подібний зонд шахтній воді через подібність теплообміну розглядається аналогічно до одинарного U-подібного зонду.

Розглянемо спочатку випадки зондів, встановлених у ґрунті (1-3).

U-подібний або коаксіальний зонд розміщено всередині вертикальної гірничої виробки (дегазаційної або іншої свердловини), при цьому міжтрубний

простір повністю або частково заповнений твердим матеріалом (глинистий матеріал [25,90]).

Для моделі, що обґрунтована далі, приймається таке:

1) розподіл температури по глибині двох труб зонду відносно швидко стає стаціонарним;

2) переважаючими факторами процесу є конвективне перенесення тепла з рідиною в трубах і теплообмін між трубами та оточуючим твердим матеріалом в зондах.

Обґрунтованість цих припущень підтверджується таким. В діапазоні типових витрат теплоносія в геотермальних зондах мінімальна швидкість течії в трубах становить не менше 0,5 м/с. Для зондів з максимально можливою довжиною у кілько сотень метрів [34] тривалість циклу на спуск і підйом теплоносія оцінюється максимально у 1 – 1,5 годині, що на істотно менше звичайного терміну експлуатації геотермального зонда до 20000 годин і більше протягом опалювального періоду [73]. Для більш коротких зондів цей час зменшується прямо пропорційно скороченню їх довжини. Таким чином, при тривалості експлуатації геотермального зонда понад одного місяця з відносно стабільною витратою теплоносія допустимо розглядати стаціонарний розподіл температури в трубах.

Турбулентний режим течії в трубах зонда формується вже при мінімальній витраті теплоносія. З урахуванням відносної малого діаметра труб у кількох сантиметрів поперечна дифузія буде грати незначну роль в порівнянні з поздовжнім конвективним теплоперенесенням і тому може не враховуватися при формулюванні математичної моделі. Нагрівання або охолодження теплоносія буде визначатися найбільш повільною стадією теплообміну, в даному випадку теплопереннням між трубами зонду в твердому матеріалі, що заповнює свердловину в просторі навколо труб зонду, або від майже нерухомої шахтної або підземної води в затопленій виробці.

Для виведення рівнянь теплоперенесення розглянемо спочатку випадок U-подібного зонду. Виділимо вертикальний елемент незначної довжини Δz в трубі, по якій теплоносій подається вниз (рис. 3.6).

Приймаючи теплофізичні властивості рідини і твердої фази постійними на елементі $[z, z+\Delta z]$, рівняння балансу тепла можна записати у вигляді

$$Q\,\rho_f C_f\left[T_1(z+\Delta z)-T_1(z)\right]=\frac{T_{nat}(z')-T_1(z')}{R_\Sigma}\Delta z+q_{12}\Delta z\,, \qquad (3.2)$$

де ρ_f – щільність теплоносія, кг/м^3;

C_f – його теплоємність, Дж/(кг°С);

Q – об'ємна витрата теплоносія, м^3/с;

R_Σ – сумарний термічний опір елемента труби довжиною Δz, (м °С)/Вт;

z – глибина, м;

$z' = z + \Delta z/2$, середня координата інтервалу $[z, z+\Delta z]$; $T_{nat}(z)$ – природна (фонова) для глибини z температура середовища, з яким відбувається теплообмін, °С; $T_1(z)$ – температура теплоносія в трубі, по якій він подається вниз, °С;

q_{12} – інтенсивність теплообміну між трубами.

Розділивши обидві частини рівняння (3.2) на Δz, і переходячи до границі при $\Delta z \to 0$, отримаємо диференціальне рівняння переносу тепла в трубі, по якій теплоносій подається вниз

$$\frac{dT_1}{dz}=A\left(T_{nat}(z)-T_1(z)\right) \qquad (3.3)$$

де $A=-\dfrac{a_{he}}{R_\Sigma Q\rho_f C_f}$,

параметри a_{he} та R_Σ визначаються далі в цьому розділі.

Аналогічним чином, враховуючи протилежний напрям течії в «теплій» трубі, отримаємо рівняння теплоперенесення в ній у вигляді

$$\frac{dT_2}{dz}=-A\left(T_{nat}(z)-T_2(z)\right), \qquad (3.4)$$

де $T_2(z)$ – температура в трубі яка піднімає теплоносій (в «теплій» трубі), °С; інші позначення аналогічні прийнятим вище.

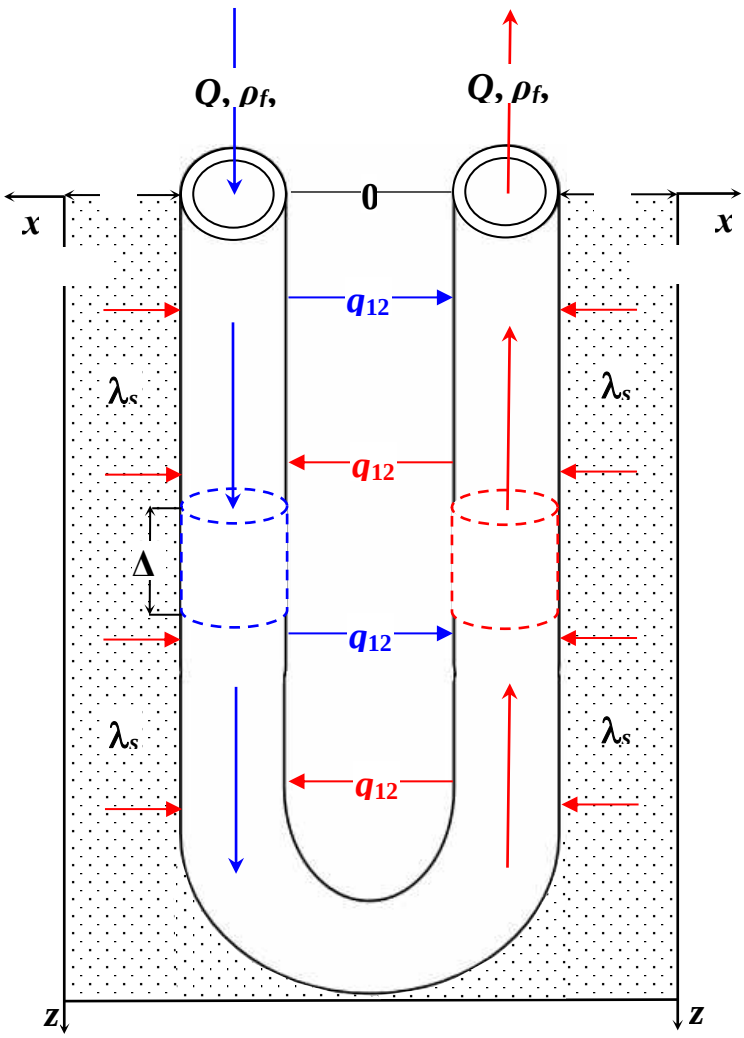


Рисунок 3.6 – Схема відбору тепла одинарним U-подібним зондом

На верхній межі при $z = 0$ задається початкова температура теплоносія

$$T_1(0) = T_{in}, \tag{3.5}$$

а в нижній точці труби – рівність температур на виході з «холодної» труби та вході «теплої» труби

$$T_1(L_p) = T_2(L_p), \tag{3.6}$$

де L_p – довжина зонду.

Результатом розрахунку є розподіл температури уздовж «холодної» та «теплої» труб зонду, загальний тепловий потік, що відбирається зондом

$$q_\Sigma = Q\rho_f C_f \left(T_2(0) - T_{in}\right), \tag{3.7}$$

а також питомий тепловий потік на одиницю довжини зонду

$$q_s = q_\Sigma / L_p \,. \tag{3.8}$$

Вертикальний розподіл природної температури ґрунту приймається згідно експериментальних даних, у разі їх відсутності або 1 – 2 вимірів можна прийняти розподіл як функцію глибини z та геотермального градієнту

$$T_{nat}(z) = T_{nl} + \Gamma(z_{nl} - z), \tag{3.9}$$

де T_{nl} – температура нейтрального шару, °С;

z_{nl} – абсолютна позначка поверхні т. зв. «нейтрального шару», м;

Г – геотермальний градієнт, °С/м.

Рівняння теплоперенесення для здвоєного U-подібного зонду аналогічні рівнянням (3.3), (3.4), при цьому коефіцієнт a_{he} визначається іншим чином, а розрахований тепловий потік подвоюється.

Через малу відстань між теплоносієм у внутрішній та зовнішній трубах (товщина стінки становить кілька мм) рівняння теплоперенесення для коаксіального зонду мають враховувати теплообмін між трубами і записуються у вигляді

$$\frac{dT_1}{dz} = A_1\left(T_{nat}(z) - T_1(z)\right) + A_2\left(T_2(z) - T_1(z)\right) \tag{3.10}$$

$$\frac{dT_2}{dz} = -A_2\left(T_1(z) - T_2(z)\right), \tag{3.11}$$

де $A_1 = -\dfrac{1}{R_{1,cx} Q \rho_f C_f}$, $A_2 = -\dfrac{1}{R_{2,cx} Q \rho_f C_f}$.

Термічні опори $R_{1,cx}$ та $R_{2,cx}$ визначені нижче.

При інтегруванні системи рівнянь (3.10), (3.11) доцільно використати такий наближений спосіб. Спочатку вирішується рівняння (3.10) для визначення розподілу температури в «холодній» трубі без урахування теплообміну з внутрішньою «теплою» трубою, тобто

$$\frac{dT_1}{dz} = A_1\left(T_{nat}(z) - T_1(z)\right) \tag{3.12}$$

Після цього при вже відомій температурі $T_1(z)$ вирішується рівняння (3.11) для $T_2(z)$. Далі отриманий розподіл температури в «холодній» трубі уточняється шляхом вирішення рівняння (3.10), після чого знову визначається $T_2(z)$. Цей крок повторюється до тих пір, поки різниця між двома розподілами в той самій трубі не стане практично однаковою з певною похибкою.

Визначення термічних опорів між елементами геотермальних зондів та оточуючим середовищем має враховувати особливості їх геометрії.

Простий U-подібний зонд. Сумарний термічний опір елемента труби складається з опору передачі тепла через стінку труби зонду R_1, опору передачі тепла через матеріал заповнювача R_2, та опір передачі тепла до стінки свердловини від ґрунту R_3 з відстані d_0, де температура практично дорівнює його незбуреній температурі:

$$R_\Sigma = R_1 + R_2 + R_3, \tag{3.13}$$

$$R_1 = \frac{1}{2\pi\lambda_p}\ln\frac{d_{out}}{d_{int}},\ R_2 = \frac{1}{2\pi\lambda_f}\ln\frac{d_w}{d_{av}},\ R_3 = \frac{1}{2\pi\lambda_s}\ln\frac{d_w + d_0}{d_w}, \tag{3.14}$$

де d_{int}, d_{out} – внутрішній та зовнішній діаметри труби, м;

d_{av} – середня відстань від труби зонду до внутрішньої поверхні стінки свердловини, м;

λ_p, λ_f, λ_s – теплопровідність стінки труби зонда (поліпропілену), матеріалу заповнювача в міжтрубному просторі свердловини та ґрунту навколо свердловини, відповідно, Вт/(м·°С);

Вважається, що металевий матеріал стінки свердловини не робить значного термічного опору. Зміни параметрів щільності та теплоємності теплоносія ρ_f, C_f несуттєві в діапазоні змін температури в геотермальному зонді порівняно з точністю визначення теплопровідності та інших параметрів рівняння (3.3), тому у першому наближенні їх можна прийняти постійними для всієї довжини зонду.

При оцінці теплообміну між трубами слід враховувати, що тепло, яке передається від теплої до холодної трубі, переважно не губиться, а йде на

нагрів теплоносія в холодній трубі. Тому в першому наближенні цей фактор можна не враховувати, прийнявши q_{12} = 0, і вважати, що в «сірій» зоні ромбічної форми (рис. 3.7) відбувається лише теплообмін між трубами, який не впливає на відбір тепла від ґрунту, а теплообмін між трубами зонду та оточуючим матеріалом та ґрунтом відбувається у зовнішніх секторах навколо труби кутом 2β. Частина контуру в перерізі труби зонду (і свердловини), через яку відбувається перенос тепла, можна визначити за формулою

$$a_{he} = \frac{2\beta}{2\pi} = \frac{\beta}{\pi},\ \beta = \pi - \arccos\left(\frac{b}{2r_w}\right), \tag{3.15}$$

де кут β позначено на рис. 3.7.

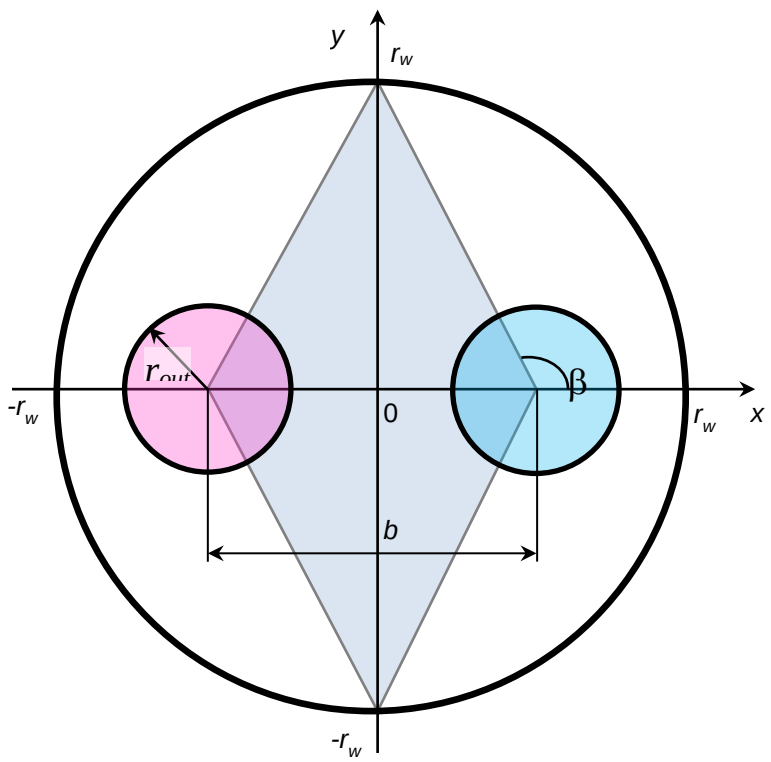


Рисунок 3.7 – Розташування труб одинарного U-подібного зонда в перерізі свердловини

Середня відстань від труби зонду до внутрішньої поверхні стінки свердловини d_{av} може бути обчислена у вигляді інтегралу

$$d_{av} = \frac{1}{\beta}\int_0^{\beta}\left(\rho(\varphi) - r_{out}\right)d\varphi, \tag{3.16}$$

$$\rho(\varphi) = \sqrt{\frac{(b\cos\varphi)^2}{4} + r_w^2 - \frac{b^2}{4}} - \frac{b\cos\varphi}{2}. \tag{3.17}$$

де r_{out} – зовнішній радіус труби, $r_{out} = d_{out}/2$.

Рівняння (3.17) виведено шляхом представлення контуру стінки свердловини в радіальній системі координат з центром у точці (b/2, 0), тобто в центрі правої («холодної») труби, що подає теплоносій донизу. При $\varphi = 0$ з рівняння (3.17) отримаємо, що мінімальна відстань між зовнішньою поверхнею труби та стінкою свердловини становить $\rho(0) = r_w - b/2 - r_{out}$.

Здвоєний U-подібний зонд. З урахуванням геометрії розташування труб (рис. 3.8) формула (3.14) приймає вигляд

$$a_{he} = \frac{2\beta}{2\pi} = \frac{\beta}{\pi},\ \beta = \frac{\pi}{4} - \operatorname{arccot}\left(\frac{r_w 2\sqrt{2}}{b} - 1\right), \tag{3.18}$$

Коаксіальний зонд. Термічні опори між елементами зонду (рис. 3.9) визначаються аналогічно формулі (3.14):

між внутрішньою та зовнішньою трубами

$$R_1 = \frac{1}{2\pi\lambda_p}\ln\frac{d_{out}}{d_{int}}; \tag{3.19}$$

між зовнішньою трубою та стінкою свердловини

$$R_{\Sigma,cx} = R_2 + R_3, \tag{3.20}$$

$$R_2 = \frac{1}{2\pi\lambda_f}\ln\frac{d_w}{d_{pw}},\ R_3 = \frac{1}{2\pi\lambda_s}\ln\frac{d_w + d_0}{d_w}. \tag{3.21}$$

Тут d_{int} та d_{out}, як і в формулах (3.14), позначають внутрішній та зовнішній діаметр внутрішньої труби, м;

d_{pw} – відстань між зовнішню поверхнею зовнішньої труби та поверхні свердловини, м;

інші позначення аналогічні прийнятим раніше.

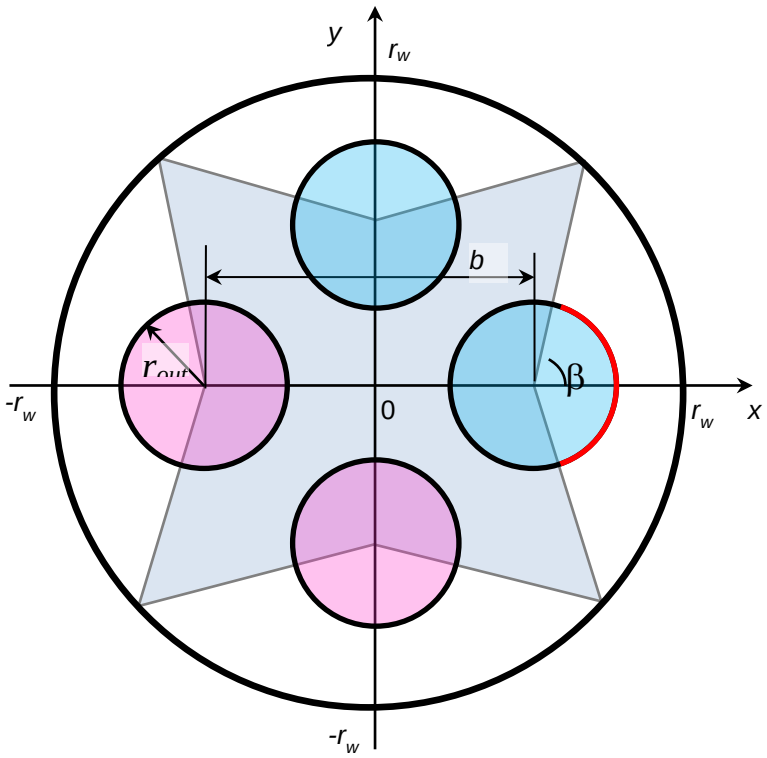


Рисунок 3.8 – Розташування труб здвоєного U-подібного зонда в перерізі свердловини

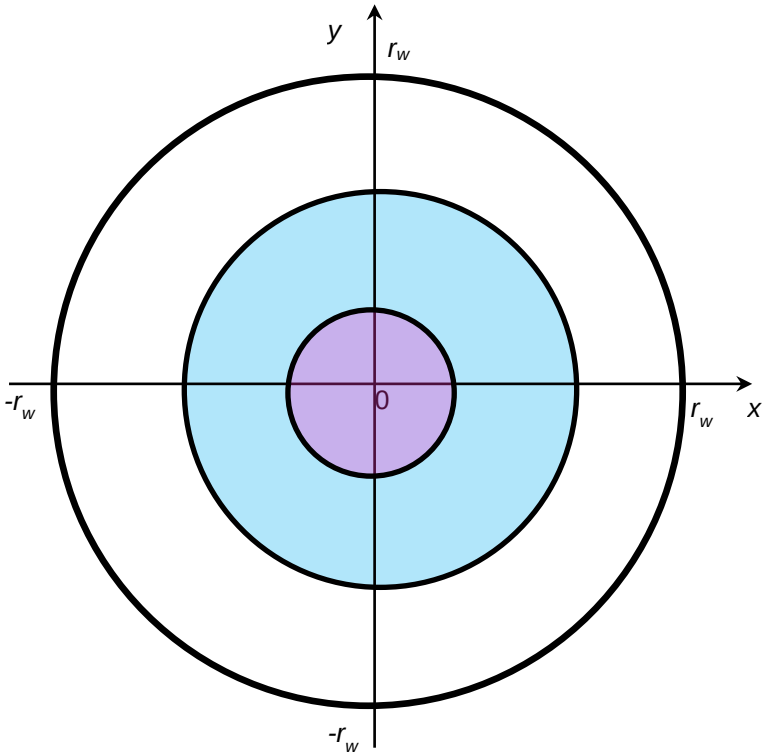


Рисунок 3.9 – Розташування труб коаксіального зонда в перерізі свердловини

Простий U-подібний зонд в шахтній воді. Термічний опір у разі теплообміну з шахтною водою $R_{mw,\Sigma}$ складається з опору стінки труби R_p, який визначається за першою з формул (3.14) або формулою (3.19), та опору в пограничному шарі води R_{bl}, який виникає біля стінки труби. за рахунок різниці температур труби й води.

За межами пограничного шару температура води дорівнює фоновій, тобто незбуреній відбором тепла. Коефіцієнт теплообміну α між стінкою труби і шахтною водою визначається з критерію Нусельта у вигляді

$$\alpha = \frac{\mathrm{Nu}\ \lambda_f}{d_{out}}, \tag{3.22}$$

де Nu – число Нусельта,

λ_f – коефіцієнт теплопровідності шахтної води, визначений для її середньої температури навколо труби, Вт/м·К;

d_{out} – зовнішній діаметр труби, що контактує з водою, м.

В умовах затоплення гірничих виробок у них відбувається повільний рух води, її перемішування посилюється перетоками між горизонтальними виробками та підйомом пухирців газу, які утворюються в затоплених порушених гірничими роботами вуглевмісних породах, причому з часом відбувається стратифікація та утворення шарів води з різними значеннями густини та температури [78]. Віповідно до натурних спостережень [96], середня швидкість течії води у затоплених виробках становила 0,0001 – 11,1 м/хв (1,7 10^{-6} – 0,185 м/с), причому 95% всіх результатів потрапили у значно вужчий діапазон 0,3 – 1,6 м/хв (0,005 – 0,0267 м/с). Зважаючи на високу гідравлічну шорсткість затоплених виробок, в такому діапазоні швидкостей рух води можна вважати або турбулентним, або перехідним до нього.

У разі встановлення геотермального зонду в затоплений шахтний ствол в цих умовах відбувається вимушена конвекція навколо труб, що посилюватиметься вільною конвекцією за рахунок перепаду температур при теплообміні між трубою та шахтною водою. Через відносно малу величину

діаметру зонду порівняно з діаметром шахтного ствола можна вважати, що характерним гідравлічним розміром є саме діаметр шахтного ствола d_{sh}.

Коефіцієнт теплообміну в умовах переважно вертикального руху води в ствола труби у визначається з критерію Нусельта для поздовжнього обтікання труби [97]:

$$\mathrm{Nu} = 0,664\,\mathrm{Re}^{0,5}\,\mathrm{Pr}^{1/3}\left(\frac{\mathrm{Pr}_f}{\mathrm{Pr}_p}\right)^{0,25}, \tag{3.23}$$

де Re – число Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = \frac{v_w d_{sh}}{\nu}, \tag{3.24}$$

де v_w – середня швидкість вертикального руху води у шахтному стволі.

Термічний опір в пограничному шарі води, який виникає біля стінки труби, можна визначити за формулою

$$R_{bl} = \frac{1}{2\pi\alpha l_{bl}}, \tag{3.25}$$

де l_{bl} – товщина пограничного шару навколо труби зонду, м;

коефіцієнт α визначається з формули (3.22).

Товщину пограничного шару l_{bl} можна наближено оцінювати, виходячи з експериментальних даних [98], згідно з якими гідродинамічні та термодинамічні збурення навколо нагрітого циліндру у воді не поширювалися на відстань, що перевищує його чотири діаметри. Тому наближено можна прийняти $l_{bl} = 4\,d_{out}$. Розрахунки показують, що навіть при меншій відстані l_{bl} термічний опір, розрахований за формулою (3.25), є набагато меншим порівняно з термічним опором стінки труби зонду, що розраховується за формулою (3.9).

3.3. Модель гідравлічної течії та теплоперенесення у геотермальній системі відкритого типу

Розглянемо функціонування геотермальної системи відкритого типу зі скидом термічно відпрацьованих вод у поверхневі водотоки, до початку роботи якої на території шахтного поля вже підтримується певний рівень шахтних вод, абсолютна відмітка якого згідно нормативних документів має запобігати підтопленню території та бути менше місцевого базису ерозії (рис. 3.10).

Насосом, встановленим у шахтному стволі, вода відбирається на денну поверхню і подається у проміжний теплообмінник, теплова енергія з якого вилучається тепловим насосом і використовується для опалення розташованих недалеко від шахти будівель та інших цілей. Після термічного використання шахтна вода скидається до очисних споруд, а далі – у гідрографічну мережу.

У процесі відбору вод зі ствола шахти рівень води в ньому знижується, в результаті чого формується воронка депресії на шахтному полі. Теплі води із затоплених гірничих виробок підтягуються до насоса, звільняючи місце в виробленому просторі для більш холодних вод, які надходять з верхніх горизонтів. Таким чином відбувається поступове заміщення теплих вод в виробках більш холодними. Разом з тим, більш холодні води, що надходять до виробок, поступово нагріваються геотермальним потоком з надр Землі.

За такої схеми поповнення запасів підземних вод в межах шахтного поля відбувається переважно за рахунок інфільтрації атмосферних опадів, і частково за рахунок припливу з сусідніх шахт. Через це витрата відбору шахтних вод зі ствола має перевищувати надходження інфільтраційних вод, що дозволить попередити підтоплення території.

Вважається, що перед початком експлуатації геотермального модулю рівень води в затопленій шахті практично стабілізувався. Розглянемо випадок шахти, яка гідравлічно не пов’язана з сусідніми шахтами, тобто несуттєві припливи з них можливі лише через слабопроникні міжшахтні цілики.

Рівень води в шахтному стволі визначається з рівняння водного балансу території шахти

$$Q_{gw} + Q_{mw} + Q_{inf} - Q_0 = \frac{\omega_{sh}\Delta H_{sh}}{\Delta t}, \tag{3.26}$$

де Q_0 – витрата відбору води з шахтного ствола, м^3/добу;

Q_{gw} – приплив води з верхнього водоносного горизонту до ствола, м^3/добу;

Q_{mw} – приплив води з затоплених виробок до шахтного ствола, м^3/добу;

Q_{inf} – приплив інфільтраційної води з площі, яку займає шахта, до шахтного ствола, м^3/добу;

ΔH_{sh} – зміна рівня води H_{sh} в шахтному стволі протягом проміжку часу Δt, м;

ω_{sh} – площа поперечного перетину шахтного ствола, м.

Враховуючи достатню гідравлічну проникність обсадки шахтного ствола, яка не може гідравлічно ізолювати його від оточуючих порід, приплив підземних вод з верхнього безнапірного горизонту може бути оцінено за формулою [99]

$$Q_{gw} = \pi K_f \frac{\left(H_{Rm} - z_b\right)^2 - \left(H_{sh} - z_b\right)^2}{\ln\left(R_m / r_{sh}\right)}, \tag{3.27}$$

де K_f – коефіцієнт фільтрації верхнього водоносного горизонту, м/добу;

H_{Rm} – рівень підземних вод на межі зони впливу ствола, який схематизується як досконалий колодязь, м;

H_{sh} – рівень води в шахтному стволі, м;

z_b – рівень підошви безнапірного водоносного горизонту, м;

R_m – радіус впливу шахтного ствола у верхньому водоносному горизонті, м;

r_{sh} – радіус шахтного ствола, м.

Радіус впливу (зони депресійного пониження навколо) шахтного ствола може бути оцінено за формулами Кусакіна, Зіхарда та ін. [100].

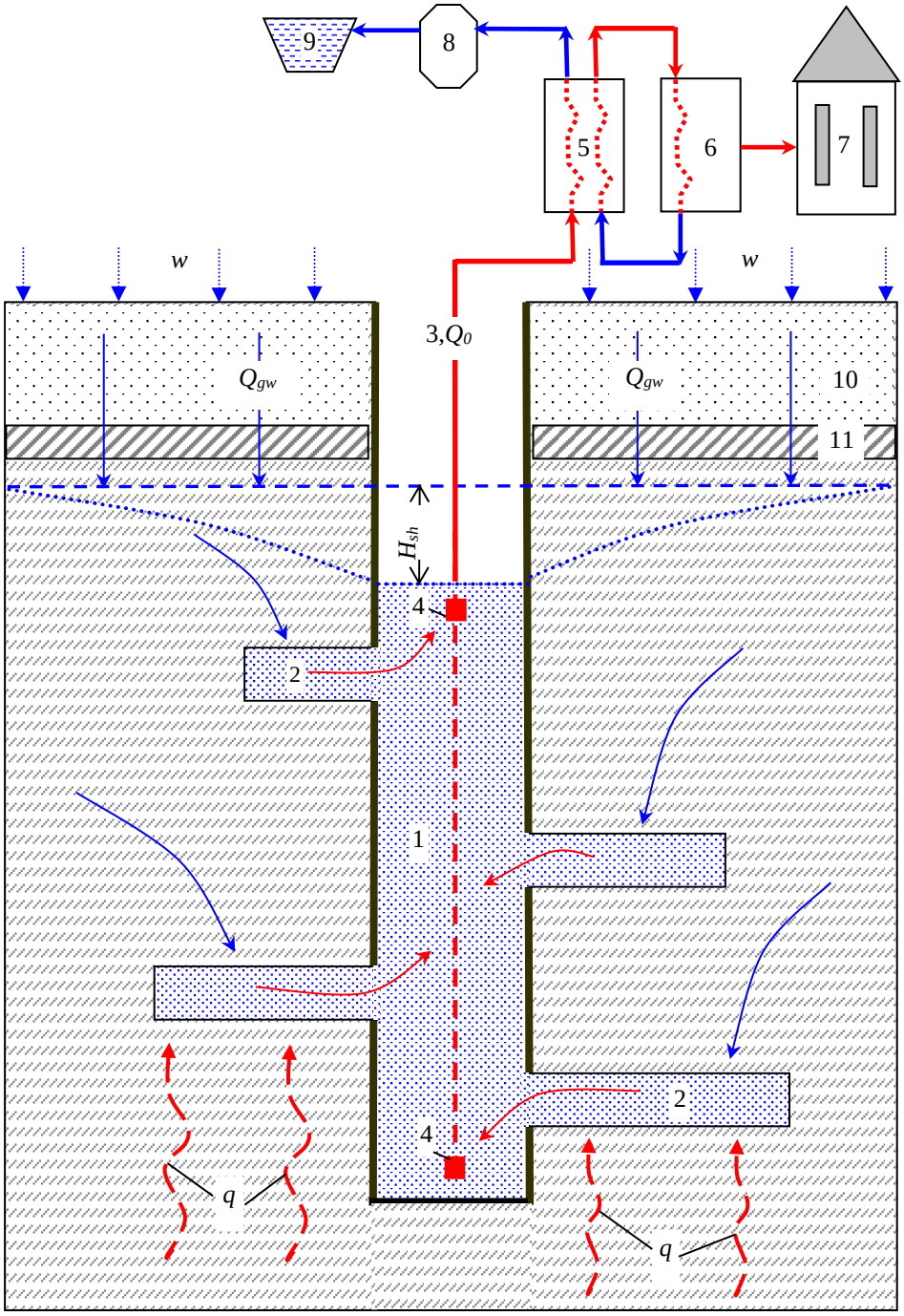


Рисунок 3.10 – Схема геотермальної системи відкритого типу з скидом шахтних вод в поверхневі водотоки: 1 – шахтний ствол; 2 – затоплені гірничі виробки; 3 – труба для відбору шахтної води; 4 – місця можливого розташування насоса в стволі; 5 – проміжний теплообмінник; 6 – тепловий насос; 7 – споживач теплової енергії; 8 – очисні споруди; 9 – поверхневий водотік; w – інфільтрація; H_{sh} – зміна рівня води в шахтному стволі; q – геотермальний потік; Q_0 – витрата відбору води з шахтного ствола, Q_{gw} – приплив підземних вод з верхнього водоносного горизонту до ствола

Приплив інфільтраційної води до шахтного ствола та пов’язаних з ним виробок визначається за формулою

$$Q_{inf} = S_m w_{inf}, \tag{3.28}$$

де w_{inf} – інтенсивність інфільтрації або коефіцієнт фільтрації водотривкого шару під першим від поверхні водоносним горизонтом, м/добу.

Приплив шахтних вод до ствола через шарувату товщу може бути розраховано за формулою Каменського [101]

$$Q_{mw} = 2\pi \sum_{i=1}^{n} K_{w,i} m_{w,i} \frac{H_{Rm} - H_{sh}}{\ln\left(R_m / r_{sh}\right)}, \tag{3.29}$$

де $K_{w,i}$ – коефіцієнт фільтрації в i-му горизонті видобутку, м/добу;

$m_{w,i}$ – його потужність, м;

інші позначення ті самі, що прийняті вище.

Пониження в шахтному стволі встановлюється як результат динамічної рівноваги, коли увесь відбір води повністю компенсується її припливом із зони виробок, яка поповнюється зверху за рахунок інфільтрації. При розрахунку за рівнянням (3.26) максимально можливе пониження в шахтному стволі $\Delta H_{sh,max}$ та зміна рівня за рахунок припливу шахтних та інфільтраційних вод ΔH_{miw} за проміжок часу Δt становитиме

$$\Delta H_{sh,max} = \frac{Q_0 \Delta t}{\omega_{sh}}, \quad \Delta H_{miw} = \frac{\left(Q_{mw} + Q_{inf}\right)\Delta t}{\omega_{sh}}. \tag{3.30}$$

Зі збільшенням пониження величина ΔH_{miw} зростає й досягає $\Delta H_{sh,max}$. Після цього рівень води в стволі стабілізується на глибині $H_{st,0}$, а увесь відбір води забезпечується за рахунок припливу шахтної води з горизонтальних виробок.

Оскільки вода у виробках на різній глибині має різну температуру, необхідно розглянути співвідношення між припливами до шахтного ствола з виробок з різних горизонтів відпрацювання.

Розглянемо відбір води з постійною витратою з шахтного ствола, від якого йдуть виробки з двох горизонтів, розташованих на різній глибині

(рис. 3.6). Припущення про стаціонарність течії у виробках можна підтвердити кількісними оцінками на основі середніх швидкостей руху води у виробках під час її відбору. Рух води у стволі, що гідравлічно поєднує три та більше горизонти відпрацювання, розглядається аналогічно.

Приплив води з горизонтів відпрацювання «1» і «2» визначимо, виходячи з рівнянь втрати напору уздовж підземних виробок та шахтного ствола. Згідно такого підходу, виробки схематизуються як труби великого діаметру, а рух шахтної води в ній може бути описаний рівняннями напірної течії у складному трубопроводі у вигляді розімкнутої мережі [102,103].

При цьому загальна витрата відбору води Q_{mw} вважається заданою. Швидкісним напором можна знехтувати, оскільки при відборі шахтної води до кілька тисяч м^3/добу середня швидкість руху води у виробках не перевищує кілька мм/с, тоді швидкісний напір $v_w^2/2g$ не перевищуватиме 10^{-6} м. Вважаємо також, що ствол і затоплені виробки знаходяться в умовах майже гідростатичної рівноваги під практично однаковим тиском.

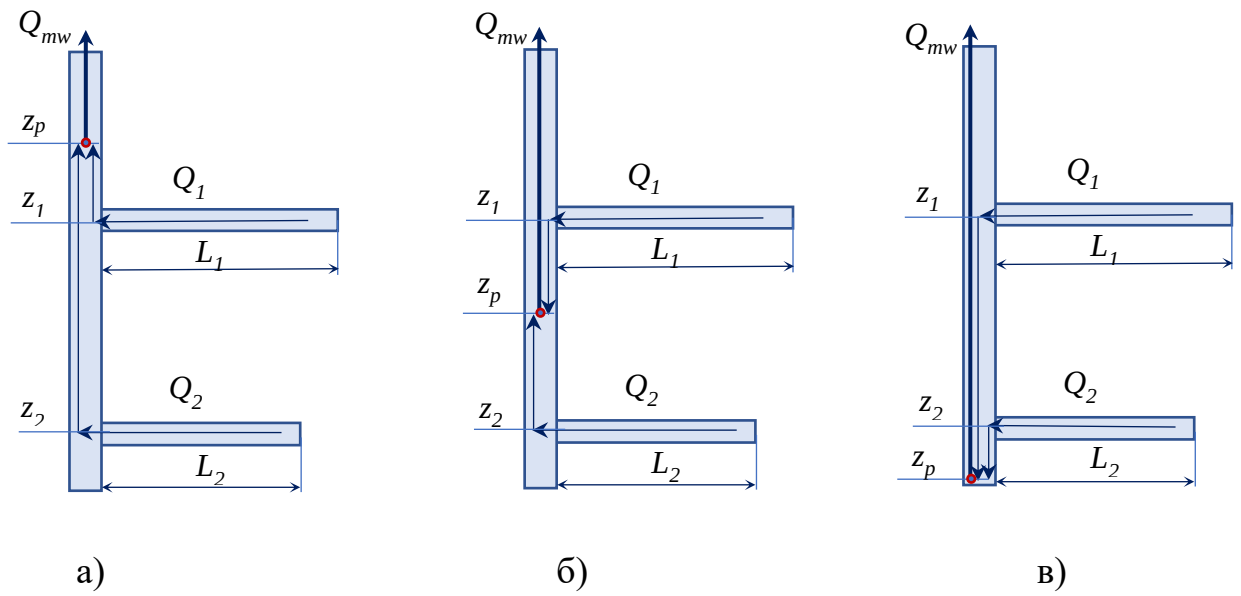


Рисунок 3.11 – Гідравлічні схеми відбору шахтної воді з різної глибини: а) $z_p > z_1 > z_2$, б) $z_1 > z_p > z_2$, в) $z_1 > z_2 > z_p$. Рух води показано стрілками, червона точка – місце відбору води.

На рис. 3.11 прийнято такі позначення:

Q_1, Q_2 – припливи з горизонтів «1» і «2», м^3/с;

z_1, z_2 – висотне положення горизонтів «1» і «2», м;

z_p – висотне положення точки відбору води зі ствола, м;

L_1, L_2 – середні довжини гідравлічної течії у горизонтах «1» і «2», м.

Для випадку двох горизонтів відпрацювання слід розглянути три можливі випадки стосовно положення точки відбору води (рис. 3.11). При цьому

$$Q_{mw} = Q_1 + Q_2 . \tag{3.31}$$

<u>Випадок «а»: точка відбору знаходиться вище верхнього горизонту відпрацювання</u> ($z_p > z_1 > z_2$). Рівняння втрати напору записується у вигляді

$$\begin{cases} \dfrac{Q_{mw}^2}{K_{sh}^2} l_{1p} + \dfrac{Q_1^2}{K_1^2} L_1 = \Delta z_1, \\ \dfrac{Q_{mw}^2}{K_{sh}^2} l_{1p} + \dfrac{Q_2^2}{K_{sh}^2} \Delta z + \dfrac{Q_2^2}{K_2^2} L_2 = \Delta z_2; \end{cases} \tag{3.32}$$

де K_{sh} – витратна характеристика гідравлічної течії у шахтному стволі, м^3/добу;

K_1 та K_2 – витратні характеристики гідравлічної течії у горизонтах 1 та 2 відповідно, м^3/добу;

$l_{1p} = \left| z_p - z_1 \right|$ – відстань між точкою відбору води до горизонтальної виробки, з якої припливає вода з горизонту «1», м;

$\Delta z = z_2 - z_1$ – відстань між горизонтальними виробками, з яких припливає вода з горизонтів «1» і «2», м;

Δz_1, Δz_2 – перепад напору між точкою відбору води та віддаленими кінцями виробок горизонтів «1» та «2», м.

Для затоплених виробок в умовах майже гідростатичної рівноваги можна прийняти $\Delta z_1 = \Delta z_2$.

Спростивши систему (3.32), прийдемо до квадратного рівняння відносно Q_2

$$\frac{\left(Q_{mw}-Q_2\right)^2}{K_1^2}L_1=Q_2^2\left(\frac{\Delta z}{K_{sh}^2}+\frac{L_2}{K_2^2}\right), \tag{3.33}$$

після розв'язання якого з урахуванням (3.30) знайдемо приплив з верхнього горизонту відпрацювання Q_1.

<u>Випадок «б»: точка відбору знаходиться між верхнім та нижнім горизонтами відпрацювання</u> ($z_1 > z_p > z_2$). Рівняння втрати напору записується у вигляді

$$\begin{cases}\dfrac{Q_1^2}{K_{sh}^2}l_{1p}+\dfrac{Q_1^2}{K_1^2}L_1=\Delta z_1,\\ \dfrac{Q_2^2}{K_{sh}^2}l_{2p}+\dfrac{Q_2^2}{K_2^2}L_2=\Delta z_2;\end{cases} \tag{3.34}$$

де $l_{2p}=\left|z_p-z_2\right|$ – відстань між точкою відбору води до горизонтальної виробки, з якої припливає вода з горизонту «2», м;

інші позначення ті самі, що прийняті вище.

Спростивши систему (3.34), прийдемо до рівняння

$$\left(Q_{mw}-Q_2\right)^2\left(\frac{l_{1p}}{K_{sh}^2}+\frac{L_1}{K_1^2}\right)=Q_2^2\left(\frac{l_{2p}}{K_{sh}^2}+\frac{L_2}{K_2^2}\right), \tag{3.35}$$

вирішуючи яке, знайдемо Q_2, а потім – приплив з верхнього горизонту відпрацювання Q_1.

<u>Випадок «в»: точка відбору знаходиться нижче нижнього горизонту відпрацювання</u> ($z_1 > z_2 > z_p$). Рівняння втрати напору записується у вигляді

$$\begin{cases}\dfrac{Q_{mw}^2}{K_{sh}^2}l_{2p}+\dfrac{Q_1^2}{K_{sh}^2}\Delta z+\dfrac{Q_1^2}{K_1^2}L_1=\Delta z_1,\\ \dfrac{Q_{mw}^2}{K_{sh}^2}l_{2p}+\dfrac{Q_2^2}{K_2^2}L_2=\Delta z_2;\end{cases} \tag{3.36}$$

де всі позначення ті самі, що прийняті вище.

Спростивши систему (3.36), прийдемо до рівняння

$$\left(Q_{mw}-Q_2\right)^2\left(\frac{\Delta z}{K_{sh}^2}+\frac{L_1}{K_1^2}\right)=Q_2^2\frac{L_2}{K_2^2}, \tag{3.37}$$

вирішуючи яке, знайдемо Q_2, а потім – приплив з верхнього горизонту відпрацювання Q_1.

Витратні характеристики гідравлічної течії визначаються за формулами [102–104]

$$K_{sh} = C_{sh}\omega_{sh}\sqrt{R_{sh,h}}\,,\ K_1 = C_1\omega_1\sqrt{R_{1,h}}\,,\ K_2 = C_2\omega_2\sqrt{R_{2,h}}\,, \tag{3.38}$$

де C_{sh}, C_1, C_2 – коефіцієнт Шезі для ствола та виробок у горизонтах «1» і «2», м$^{0.5}$/с;

ω_{sh}, ω_1, ω_2 – площа поперечного перетину ствола та усереднені площі поперечного перетину виробок у горизонтах «1» і «2», м^2;

де $R_{sh,h}$, $R_{1,h}$, $R_{2,h}$ – гідравлічний радіус ствола та усереднені гідравлічні радіуси виробок у горизонтах «1» і «2», м$^{0.5}$/с.

Коефіцієнт Шезі для течій у трубах може бути розрахований за формулою [104]

$$C = \sqrt{8g/\lambda}\,, \tag{3.39}$$

де λ – безрозмірний коефіцієнт для труб, який визначається для ламінарного режиму течії за формулою $\lambda = 64/\mathrm{Re}$, де Re – число Рейнольдса, а для перехідного та турбулентного режиму запропоновано цілу низку емпіричних формул [104,105].

У разі детальної інформації для кожного горизонту відпрацювання з різними інтервалами глибин, об’ємами виробок та їх розподілом за площею поперечного перетину формули (3.38) можуть бути уточнені шляхом представлення системи виробок як більш розгалуженої розімкнутої мережі складного трубопроводу зі змінними витратними характеристиками на окремих ділянках з використанням відповідних співвідношень [102,104].

Стаціонарний режим гідравлічної течії у виробках при відборі води з постійною витратою формується протягом кількох днів. Наприклад, при Q_{mw} = 2000 м/добу середня швидкість руху води в шахтному стволі діаметром до 6 м сягатиме близько 70 м/добу. За такої швидкості розподіл температури води на ділянці шахтного ствола довжиною 200 – 400 м, де відбувається

змішування стане практично усталеним через 3 – 7 діб. До того ж, за витрати відбору кілька тисяч м^3/добу об'єм води у шахтному стволі оновиться за 5 – 7 діб. Зважаючи на це, у разі сталості витрати Q_0 припливи з різних горизонтів відпрацювання Q_1 та Q_2 можна вважати фактично стаціонарними, а температуру води, яка відбирається з шахтного ствола, визначати відповідно до припливів води та її температури з різних горизонтів за формулою змішування:

$$T_{mw,p} = \frac{T_{mw,1}Q_1 + T_{mw,2}Q_2 + T_{gw}Q_{gw}}{Q_1 + Q_2 + Q_{gw}}, \tag{3.40}$$

де $T_{mw,1}$, $T_{mw,2}$ – температура води, що надходить з горизонтів «1» і «2», °С;

T_{gw} – температура води у верхньому водоносному горизонті, °С;

Температуру води, що надходить з виробок, визначимо за припущення, що у всьому об'ємі виробок постійно відбувається теплообмін за рахунок змішування з більш холодною водою, яка фільтрується зверху (інфільтраційною водою) та підігріву геотермальним потоком знизу.

За умов незначних коливань рівнів шахтних вод та пов'язаних з ними підземних вод приплив до зони затоплених виробок із-за меж шахтного поля доволі несуттєвий і ним можна знехтувати. Тоді циркуляція води в затопленій шахті формується за рахунок припливу інфільтраційної води зверху до затоплених виробок, з яких більш тепла вода відбирається з шахтного ствола. Рівняння балансу тепла у виробках горизонту відпрацювання для такої схеми циркуляції може бути записано у вигляді

$$q_{gth,i} - q_{in,i} - q_{out,i} = C_{w,i}\rho_{w,i}V_{w,i}\frac{\Delta T_{mw,i}}{\Delta t},\ i = 1,2; \tag{3.41}$$

де $q_{gth,i}$ – тепловий потік знизу до затоплених виробок горизонту «i», Вт;

$q_{in,i}$ – втрати тепла через приплив зверху до затоплених виробок горизонту «i» води з меншою температурою, Вт;

$q_{out,i}$ – тепловий потік до шахтного ствола із затоплених виробок горизонту «i» при відборі води, Вт;

C_w та ρ_w – теплоємність та густина води, які визначаються за її середньої мінералізації та температури у виробках горизонту «i», Дж/(кг К) та кг/м^3 [105];

$\Delta T_{mw,i}$ – зміна середньої температури води у виробках горизонту «i» за проміжок часу Δt, °С.

Геотермальний потік до виробок можна наближено визначити як

$$q_{gth,i} = S_{hw,i} G_E , \tag{3.42}$$

де $S_{hw,i}$ – площа горизонтальної проекції виробок горизонту «i», м^2;

G_E – питомий геотермальний потік, Вт/м^2.

Площу проекції виробок можна оцінити за планами гірничих робіт, помноживши сумарну довжину всіх виробок на їх середню ширину. Уточнити це значення можна, розділивши виробки на різні типи з типовими середніми розмірами в горизонтальній проекції.

У разі відсутності даних про загальну площу горизонтальної проекції виробок $S_{hw,i}$ її можна встановити чи оцінити на основі об'єму підземного виробленого простору горизонту «i» $V_{w,i}$. Виходимо з того, що більшість підземних виробок має арочну форму, яка близька до пів-еліпса з шириною основи (мала піввісь), близькою до висоти (половина великої пів-осі). Для урахування різноманіття виробок за розміром виділимо l типів виробок з площею поперечного перетину $S_{w,i,j}$ ($j = 1,\ldots,l$), які займають частки $p_{w,i,j}$ виробленого простору на i-му горизонті, причому

$$V_{w,i} = \sum_{j=1}^{l} V_{w,i,j} , \; V_{w,i,j} = V_{w,i}\, p_{w,i,j} , \; \sum_{j=1}^{l} p_{w,i,j} = 1, p_{w,i,j} \geq 0 . \tag{3.43}$$

Площу горизонтальної проекції виробок $S_{hw,i}$ можна визначити як добуток їх загальної довжини $L_{w,i,j}$ та ширини основи $d_{w,i,j}$ за формулою

$$S_{hw,i} = \sum_{j=1}^{l} L_{w,i,j}\, d_{w,i,j} = \sum_{j=1}^{l} \frac{V_{w,i,j}}{S_{w,i,j}} \sqrt{\frac{2S_{w,i,j}}{\pi}} = \sum_{j=1}^{l} \frac{V_{w,i,j}\sqrt{2}}{\sqrt{\pi S_{w,i,j}}} . \tag{3.44}$$

Оцінену площа проекції виробок слід уточнити за планами гірничих робіт. Значення $S_{hw,i}$ при розрахунках можуть бути збільшені на 5-10% для

урахування передачі тепла від тих шарів порід, що безпосередньо оточують виробки за межами контуру їх горизонтальної проекції.

Втрати тепла через приплив зверху до затоплених виробок можна розрахувати за формулою

$$q_{in,i} = Q_i C_{w,i} \rho_{w,i} \left(T_{in,i} - T_{mw,i} \right), \tag{3.45}$$

де $T_{in,i}$ – температура води, що припливає зверху, °С;

параметри $C_{w,i}$ та $\rho_{w,i}$ визначаються при температурі $T_{in,i}$.

Температуру $T_{in,i}$ можна визначити як температуру гірських порід T_r на поверхні горизонту «i» при $z = z_{i,t}$, тобто $T_{in,i} = T_r \left(z_{i,t} \right)$, а розподіл температури гірських порід T_r за глибиною z можна наближено прийняти за рівнянням (3.9).

Тепловий потік з виробок до шахтного ствола розраховується за формулою

$$q_{out,i} = Q_{mw,i} C_{w,i} \rho_{w,i} \left(T_{mw,i} - T_{sh,wa} \right), \tag{3.46}$$

де $T_{sh,wa}$ – середня температура води в шахтному стволі, °С;

параметри $C_{w,i}$ та $\rho_{w,i}$ визначаються при температурі $T_{mw,i}$.

Зміна температури шахтної води при її підйомі на поверхню ΔT_{mw} розраховується за формулою

$$\Delta T_{mw} = \Delta T_{mw,sh} + \Delta T_{mw,pw} + \Delta T_{mw,pa}, \tag{3.47}$$

де $\Delta T_{mw,sh}$ – зміна температури води, яка підіймається в шахтного ствола до місця відбору, внаслідок теплообміну з оточуючими породами з меншою температурою через обсадку ствола, °С;

$\Delta T_{mw,pw}$– зміна температури води в трубі, по якій вона підіймається на поверхню, на той ділянці, яка контактує ззовні з водою в шахтному столі, °С;

$\Delta T_{mw,pa}$ – зміна температури води в трубі, по якій вона підіймається на поверхню, на той ділянці, яка контактує ззовні з повітрям у шахтному столі, °С.

Величини $\Delta T_{mw,sh}$, $\Delta T_{mw,pw}$, $\Delta T_{mw,pa}$ можуть бути наближено розраховані за формулами

$$\Delta T_{mw,sh} = \frac{q_{sh}}{C_{w,sh}\rho_{w,sh}Q_0},\ \Delta T_{mw,pw} = \frac{q_{pw}}{C_{w,pw}\rho_{w,pw}Q_0},\ \Delta T_{mw,pa} = \frac{q_{pa}}{C_{w,pa}\rho_{w,pa}Q_0}, \quad (3.48)$$

де теплоємність та густина води C_w та ρ_w визначаються при відповідній температурі,

а теплові потоки розраховуються за формулами

$$q_{sh} = \frac{T_{mw,sh} - T_{r,sh}}{R_{\Sigma,sh}} L_{sh},\ q_{pw} = \frac{T_{w,pw} - T_{mw,sh}}{R_{\Sigma,pw}} L_{p,w},\ q_{pa} = \frac{T_{w,pa} - T_{a,sh}}{R_{\Sigma,pa}} L_{p,a}, \quad (3.49)$$

де $T_{mw,sh}$ – середня температура води в шахтному стволі між найглибшим горизонтом відпрацювання та місцем відбору води, °С;

$T_{r,sh}$ – середня температура оточуючих порід навколо шахтного ствола між найглибшим горизонтом відпрацювання та місцем відбору води, °С;

$T_{w,pw}$ – середня температура води в трубі, по якій вона підіймається на поверхню, на той ділянці, яка контактує ззовні з водою в шахтному столі, °С;

$T_{w,pa}$ – середня температура води в трубі, по якій вона підіймається на поверхню, на той ділянці, яка контактує ззовні з повітрям у шахтному столі, °С;

$R_{\Sigma,sh}$ – сумарний термічний опір передачі тепла від води до оточуючих порід через обсадку ствола, м·К/Вт;

$R_{\Sigma,pw}$ – сумарний термічний опір передачі тепла від труби в якій підіймається вода, до води в шахтному стволі, м·К/Вт;

$R_{\Sigma,pa}$ – сумарний термічний опір передачі тепла від труби в якій підіймається вода, до повітря в шахтному стволі, м·К/Вт;

$$L_{sh} = z_p - z_2,\ L_{p,w} = z_{mwl} - z_p,\ L_{p,a} = z_s - z_{mwl}, \quad (3.50)$$

z_{mwl} – висотна позначка рівня шахтних вод, м;

z_s – висотна позначка рівня поверхні, м.

Термічні опори в формулах (3.49) враховують передачу тепла через обсадку ствола, стінку труби, та від них до шахтної води у стволі, і можуть бути обчислені таким чином:

$$R_{\Sigma,sh} = R_{sh,c} + R_{sh,w},\ R_{\Sigma,pw} = R_{pw,p} + R_{pw,w},\ R_{\Sigma,pa} = R_{pw,p} + R_{pw,a}. \quad (3.51)$$

Термічний опір при охолодженні при теплообміні води в шахтному стволі включає опір обсадки ствола $R_{sh,c}$ та опір при передачі тепла від води до обсадки $R_{sh,w}$ (якщо не враховувати передачу тепла в породах)

$$R_{sh,c} = \frac{1}{2\pi\lambda_c}\ln\frac{d_{sh,out}}{d_{sh,int}},\ R_{sh,w,c} = \frac{1}{2\pi\alpha_{c,w}\, l_{bl,c,w}}; \quad (3.52)$$

термічний опір труби, по якій підіймається вода, включає опір стінок труби $R_{pw,p}$, опір при передачі тепла від зовнішньої стінки труби до води у стволі $R_{pw,w}$ та опір при передачі тепла від зовнішньої стінки труби до повітря у стволі $R_{pw,a}$, при цьому втрати тепла передачу тепла від води в трубі до її стінки вважаються незначними:

$$R_{pw,p} = \frac{1}{2\pi\lambda_p}\ln\frac{d_{p,out}}{d_{p,int}},\ R_{pw,w} = \frac{1}{2\pi\alpha_{p,w}\, l_{bl,p,w}},\ R_{pw,a} = \frac{1}{2\pi\alpha_{p,a}\, l_{bl,p,a}}. \quad (3.53)$$

Тут λ_c – теплопровідність обсадки шахтного ствола, Вт/(м·К);

λ_p – теплопровідність стінки труби, по якій підіймається вода, Вт/(м·К);

$d_{sh,out}$ та $d_{sh,in}$ – зовнішній та внутрішній діаметри шахтного ствола, м;

$d_{p,out}$ та $d_{p,in}$ – зовнішній та внутрішній діаметри труби, м;

$\alpha_{c,w}$, $\alpha_{p,w}$ та $\alpha_{p,a}$ – коефіцієнти теплообміну між обсадкою ствола і шахтною водою, поверхнею труби і шахтною водою або повітрям, відповідно, Вт/(м^2·К);

$l_{bl,c,w}$, $l_{bl,p,w}$ та $l_{bl,p,a}$ – товщини пограничного шару навколо обсадки шахтного ствола у воді, навколо труби у воді та у повітрі, відповідно, м.

Пограничний шар визначається як шар води або повітря, в якому відбувається найбільші зміни температури внаслідок теплообміну; його максимальна товщина згідно експериментальних досліджень з обтікання циліндрів оцінюється у $4 \cdot d_{out}$ [98]. Коефіцієнти теплообміну між поверхнею обсадки труби і водою, поверхнею труби та водою і повітрям визначаються за критеріальним числом Нусельта для швидкості течії, яка оцінена за середньою

витратою. Ці значення для контакту «бетонна обсадка - вода» і товщини пограничного шару $(2-4)\cdot d_{out}$ становлять 22 – 45 Вт/м^2·К; для контакту «пластик-вода» і товщини пограничного шару $(2-4)\cdot d_{out}$ вони становлять 35 – 71 Вт/м^2·К; для коефіцієнту теплообміну на контакті «пластик-повітря» прийнято значення 5 Вт/м^2·К.

Більш детальна оцінка втрат тепла при транспортування теплої води вгору можлива з використанням диференціальних рівнянь конвективного теплообміну, які детально розглянуті в розділі 3.2 даного звіту для геотермальних зондів.

Максимальна теплова потужність геотермальної системи з урахуванням охолодження при підйомі води обчислюється за формулою

$$q_{gts} = Q_0 C_w \rho_w \left(T_{mw,p} - \Delta T_{mw,sh} - \Delta T_{mw,pw} - \Delta T_{mw,pa} - T_{min} \right), \tag{3.54}$$

а різниця між $q_{gtm,0}$ та q_{gtm} дає оцінку теплових втрат при підйомі шахтної води в стволі. Втрати тепла при цьому оцінюються за формулою

$$q_{gts} = Q_0 C_w \rho_w \left(\Delta T_{mw,sh} + \Delta T_{mw,pw} + \Delta T_{mw,pa} \right). \tag{3.55}$$

При розрахунках враховуються зміни густини та теплоємності води залежно від температури та середньої мінералізації шахтних вод.

Енергетичну ефективність розглянутої геотермальної системи можна оцінити за допомогою запропонованого авторами в підрозділі 2.1 енергетичного критерію.

3.4. Тривимірна чисельна модель руху шахтних та підземних вод і теплоперенесення в складних геолого-гідрогеологічних умовах

Порушений масив вугленосних порід, в якому зазвичай розміщуються геотермальні модулі, містить підземні виробки різної геометрії, і по суті, є неоднорідним гідравлічно проникним середовищем, в якому виділяються зони ведення гірничих робіт з підвищеною пористістю та проникністю, та цілики та зони, де гірничі роботи не проводилися, з меншою проникністю.

Концептуально таке середовище може моделюватися кількома підходами [107 – 111]:

1) як неоднорідне з різною гідравлічною проникністю,
2) як неоднорідне з «подвійною пористістю»,
3) як сукупність двох середовищ – твердого й рідкого, причому рух води в останньому описується рівняннями гідромеханіки (Нав'є – Стокса).

Перший підхід є, у певному розумінні, традиційним, він використовувався у ряді досліджень [112,113] і дозволяє використовувати програмне забезпечення, яке широко використовується при моделюванні течій підземних вод [114,115]. Основним завданням при цьому є коректна параметризація чисельної моделі, зокрема, визначення проникності та пористості різних частин області фільтрації. Використання схеми «подвійної пористості» [116], в якій вся пористість поділяється на «швидку», яка займає невелику частину об'єму в області фільтрації, та «повільну», яка займає значну частину цього об'єму, є в цілому перспективним. Але визначення критичного параметру моделі «подвійної пористості» – середнього розміру блоку, який суттєво впливає на результат, ще потребує теоретичного обґрунтування для порушеного породного масиву. Крім того, ємнісний параметр «подвійної пористості» більш важливий для перехідних процесів, тоді як експлуатація геотермальних модулів зазвичай здійснюється у стаціонарному режимі. Третій підхід з використанням фактично двох різних моделей, як правило, невиправдано ускладнює чисельний алгоритм розрахунку для великої за простяганням області фільтрації з досить розгалуженою мережею виробок, хоча в масштабі окремих виробок можна отримати цікаві результати, особливо для кількох сполучених виробок, в яких циркулює шахтна вода [117].

З урахуванням того, що описана у розділі 3.3 гідравлічна модель застосовна для відносно простих гідрогеологічних та гірничотехнічних умов і доцільна для попередніх оцінок ефективності геотермальних систем, в цьому розділі для моделювання течій підземних та шахтних вод буде використовуватися перший підхід, на основі якого буде представлена

скінченнорізницева модель течії підземних і шахтних вод та теплоперенесення у підробленому масиві гірських порід, що на прикладі конкретного шахтного поля дозволить враховувати складність реальних геолого-гідрогеологічних та гірничотехнічних умов.

Тривимірна течія підземних та шахтних вод через неоднорідне пористе середовище може бути описана рівнянням у частинних похідних [114]

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(K_x \frac{\partial h}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(K_y \frac{\partial h}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(K_z \frac{\partial h}{\partial z}\right)+W=S_s \frac{\partial h}{\partial t}, \tag{3.56}$$

де K_x, K_y та K_z – значення коефіцієнту фільтрації (гідравлічної проникності) уздовж осей координат x, y і z, які вважаються паралельним до основних осей гідравлічної провідності (поздовжньої та поперечної), м/добу;

h – потенціометричний напір, м;

W – об'ємний потік на одиницю об’єму, яким відтворюється вплив джерел ($W > 0$) та/або стоків ($W < 0$) води, добу$^{-1}$;

S_S – питома ємність середовища, м$^{-1}$; $S_s = \frac{1}{V_a}\frac{dV_w}{dh}$, де dV_w – об’єм води, яка вивільняється або входить з об’єму V_a водоносного горизонту при зміні напору в ньому на dh;

t – час, діб.

Як правило, коефіцієнти рівняння (3.58) та член W є функціями координат, іноді також і часу.

На внутрішніх та зовнішніх межах області фільтрації у затопленій шахті, як правило, ставляться такі межові умови:

а) змінний у часі та просторі напір на межі, зокрема, у шахтному стволі або у підземній галереї

$$H\big|_{\Gamma} = H_{\Gamma}\left(x, y, z, t\right); \tag{3.57}$$

б) перетік через бокові межі, наприклад, перетікання з сусідніх шахт або до них через з’єднувальні виробки

$$\left.\frac{\partial H}{\partial n}\right|_{\Gamma} = q_{\Gamma}\left(x, y, z, t\right); \tag{3.58}$$

в) взаємозв’язок між підземними та поверхневими водами (наприклад, рікою)

$$\left.\frac{\partial H}{\partial n}\right|_{\Gamma} = \frac{H - H_{\Gamma}}{\Phi}; \tag{3.59}$$

де Ф – фільтраційний опір, наприклад, донних відкладів, 1/м.

Зони зміни проникності внаслідок наявності виробок відтворюються змінними коефіцієнтами фільтрації K_{xx}, K_{yy} та K_{zz}.

Тривимірне рівняння переносу тепла в затопленому порушеному породному масиві описується рівнянням [118,119]

$$\begin{aligned}&\frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda\frac{\partial T}{\partial x} - \rho_w C_w v_x T\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(\lambda\frac{\partial T}{\partial y} - \rho_w C_w v_y T\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\lambda\frac{\partial T}{\partial z} - \rho_w C_w v_z T\right) + \\ &+ q_{\Sigma} = \left(n\rho_w C_w + \left(1-n\right)\rho_{sk} C_{sk}\right)\frac{\partial T}{\partial t},\end{aligned} \tag{3.60}$$

де T – температура води, °С;

v_x, v_y, v_z – компоненти швидкості фільтрації, м/добу;

n – пористість, б/р;

ρ_w та ρ_{sk} – густина шахтної води та гірських порід, кг/м^3;

C_w та C_{sk} – теплоємність шахтної води та гірських порід, Дж/(кг·К);

q_{Σ} – питоме надходження (вилучення) тепла за рахунок джерел (стоків) тепла, наприклад, відбору тепла водовідливом, скидання води у шахтний ствол чи інші виробки, Вт/м^3;

інші позначення аналогічні прийнятим раніше.

На межах області фільтрації (шахтного поля) ставляться умови сталості температури, яка за глибиною відповідає вертикальному розподілу, який визначено експериментально або формулою (3.9):

$$T\big|_{\Gamma} = T_{\Gamma}\left(x, y, z\right). \tag{3.62}$$

Вертикальні виробки (ствол, свердловини) в масштабі шахтного поля відтворюються в моделі як точкові в плані джерела – свердловини. Надходження тепла через кілька таких свердловин з координатами (x_i, y_i), дебітами Q_i, та різницею температури відносно фонової температури в породному масиві ΔT_i протягом періоду часу $(0, t]$ визначається за співвідношенням

$$\int_0^t q_i d\tau = C_w \rho_w \int_0^t Q_i(\tau) \Delta T_i(\tau) d\tau . \tag{3.62}$$

Аналогічно визначається кількість тепла, яке відбирається свердловиною, що відбирає воду.

В момент часу, що приймається за початковий (початок експлуатації геотермального модулю або циркуляції теплоносія), в області фільтрації задаються напір і температура підземних та пов’язаних з ними шахтних вод. При цьому розподіл початкової температури на однаковій глибині за умови подібності літологічних різниць за висотою може бути прийняти однорідним

$$T(x, y, z, 0) = T_r(z), \tag{3.63}$$

де T_r – розподіл температури гірських порід за глибиною z, °C.

Для верифікації математичної моделі теплоперенесення однією з важливих характеристик є баланс тепла в зоні впливу геотермального модулю на шахтному полі. За період часу $[0, t]$ він визначається на основі рівності теплових потоків від внутрішніх джерел (стоків), втрат тепла через верхню межу області, геотермального потоку з глибини.

Відповідно до методу скінченних різниць [114], диференційні рівняння (3.58) та (3.62) замінюється різницевими, які визначаються на множині дискретних точок у просторі та часі, а часткові похідні замінюються членами, обчисленими з різниці значень напору у цих точках. Процес призводить до системи алгебраїчних різницевих рівнянь; їх рішення дає значення напору в певні моменти і час. Скінченнорізницева апроксимація межових умов для рівнянь фільтрації та теплоперенесення виконується за рекомендаціями [114,

119]. Для контролю похибки чисельного рішення розмір блоків в зонах активної циркуляції води та теплообміну рекомендується зменшувати.

Розглянемо далі застосування чисельної моделі фільтрації та теплоперенесення на прикладі потенційної ділянки для розміщення геотермальної системи на полі закритої шахти № 2 «Новогродівська» з використанням фактичних даних [57]. Обчислювальна реалізація математичної моделі виконана за допомогою програми ModFlow 2009 (Schlumberger W.S., Канада), призначеної для скінченнорізницевого рішення рівнянь фільтрації і перенесення у водонасичених породах. Чисельна модель відтворює вплив нестаціонарних джерел і стоків води й тепла (водовідлив та скид термічно відпрацьованих вод), описує перехідні режими теплоперенесення зі змінною температурою води при закачуванні і відборі, неоднорідною структурою стосовно фільтраційних та ємнісних параметрів. Отримати відповідне аналітичне рішення такої задачі теплоперенесення не представляється можливим.

Створена модель відображає область фільтрації та теплоперенесення з двома промисловими пластами, менш проникний шар між ними, а також покрівлю пласта l_1 і підошву пласта $к_8$. Особливості геологічної будови даної ділянки були описані у [57]. Модель включає п’ять шарів з кутами падіння, які відповідають їх природному заляганню, область фільтрації має площу до 20 км^2 (4000×5000 м) і вкрита блоками сітки розміром 100×100 м (рис. 3.8). Потужності продуктивних товщ на моделі приймалися відповідно до залежності проникності підробленого породного масиву від кратності його підробки, і в середньому дорівнюють у 10 – 40 перевищують потужність вугільного пласта.

Для завдання зовнішніх меж області фільтрації та теплоперенесення використовувалися рекомендації [107,109], згідно яких тектонічне порушення (Новогродівський скид на півночі шахтного поля) є екраном на шляху руху підземних вод, тобто непроникної в гідродинамічному відношенні межі на ділянці скиду – співвідношення (3.60) при $q_Г = 0$. На південному заході і

південному сході, де вугільні пласти мають безпосередній гідравлічній зв'язок з обводненими палеоген-неогеновими відкладами, задано граничної умови третього роду (3.61), які відображають взаємозв'язок величини витрати потоку підземних вод палеоген-неогенового горизонту в продуктивну товщу з різницею гідродинамічних напорів в них. При цьому опір, якій обумовлює взаємозв'язок витрат і різниці напорів на виходах вугільних пластів, визначається за сумарною величиною провідності пластів і палеоген-неогенових відкладів, перерахованої відповідно до розмірів розрахункових блоків. У місцях перетоків підземних вод між шахтами ім. Д.С. Коротченка – № 2 «Новогродівська» і № 1-3 «Новогродівська» задавалися граничні умови другого роду з витратами, які відповідають їхньому питомому значенню (табл. 3.9).

Таблиця 3.9 – Розподіл значень питомих перетоків в зонах бар’єрних ціликів між шахтами

Абс. відм. інтервалу глибин, м	Питомий перетік, м^2/доб	
	«ім. Коротченко» – № 2 «Новогродівська»	№ 2 «Новогродівська» – № 1-3 «Новогродівська»
–300…–250	0,36	0,16
–250…–200	4,20	0,12
–200…–150	0,40	0,21
–150…–100	0,36	0,02
–100…–50	0,36	0,10
–50…±0	0,26	0,15
±0…+50	0,58	0,24

Внутрішніми межами моделі течії підземних та шахтних вод на полі шахти № 2 «Новогродівська» є очисні і підготовчі виробки, які відображаються граничними умовами першого роду з величиною гідродинамічного напору, що

дорівнює абсолютній відмітці підошви вугільних пластів. Положення цих меж визначалося шляхом побудови плану гірничих виробок і перенесенням контурів виїмкових дільниць на шари моделі.

Розподіл температури шахтних вод перед початком експлуатації геотермального модулю задавався відповідно до формули (3.9); на зовнішній межі області фільтрації – шахтного поля, яка знаходяться на значному віддаленні від самого геотермального модулю, задається нульовий тепловий потік. На шахтному стволі – внутрішній межі задається умова другого роду з відомою витратою води та температурою, яка розраховується при моделюванні.

Об’єм пустот в межах шахтного поля представлявся у вигляді суми тріщино-порового й виробленого простору. Його зміна на моделі задавалося пошарово на основі планів гірничих робіт в кожному горизонті відпрацювання відомою потужністю. Відповідно до прийнятої розрахункової схеми, шахтний ствол являв собою досконалу свердловину, в яку рухається потік вод з водоносних горизонтів, що змінюється у часі. При схематизації фільтраційних властивостей масиву гірських порід, згідно з результатами [120,121], коефіцієнт фільтрації вугільних пісковиків для інтервалу 0 – 200 м приймався в діапазоні 0,1 – 0,3 м/добу, а для інтервалу від 200 м до 500 м – 0,01 – 0,05 м/добу.

Виходячи з існуючих теоретичних уявлень [122 – 126] щодо гідравлічної проникності відпрацьованого породного масиву, величина пористості і коефіцієнта фільтрації в межах модельованих гірничих виробок задавалася збільшеною в середньому в 7 – 10 разів порівняно із зонами поза межами ведення гірничих робіт. Інфільтрація у верхньому шарі моделі задавалася за величиною 25% від середньорічної кількості атмосферних опадів в регіоні. Зони підвищеної інфільтрації (відстійники шахтних вод, ерозійні розчленування рельєфу) моделювалися нерівномірним за площею інфільтраційним живленням.

Ємнісні властивості товщі порід, що залягають вище верхньої межі ведення гірничих робіт (+120 м), визначалися пружноємністю водоносного

горизонту кори вивітрювання карбону (10^{-3}) і гравітаційної водовіддачею палеоген-неогенових пісків (0,1). Середня величина ефективної пористості в інтервалі +120...+155 м (базис розвантаження підземних вод в долині р. Солоної) приймалася рівною 0,3.

Кінематична в’язкість води в діапазоні температур 18 – 25 °С, очікуваному при експлуатації геотермального модулю на шахті № 2 «Новогродівська», змінюється від $1{,}2 \cdot 10^{-6}$ до $0{,}9 \cdot 10^{-6}$ м^2/с, що несуттєво впливає на коефіцієнт фільтрації. При цьому слід враховувати, що зміни температури підземних вод характерні для обмежених за площею ділянок. Тому в першому наближенні допустимо визначати усереднений коефіцієнт фільтрації за середньої температури пласта і підземних вод в зоні активного водо- і теплообміну.

Параметри моделі були задані на основі зворотного моделювання, виконаного раніше для періоду затоплення шахти у [59] і уточнені з виділенням шарів з різними параметрами (табл. 3.10). При цьому властивості порід в шарах 5 та 7 за межами ведення гірничих робіт схематизувалися подібно до непорушених порід у шарах 4 та 6.

Пористість порушених порід у зонах ведення гірничих робіт задавалася шляхом додавання частки виробленого простору до об’єму цих зон, що фактично збільшило даний параметр у кілька разів порівняно з непорушеними породами. Проникність задавалася в діапазоні вирішення зворотних задач, а гідравлічний зв'язок між виробками на різних шарах через шахтний ствол задавався підвищеною проникністю розділяючих шарів у блоках скінченнорізницевої дискретизації, в яких розташовано шахтний ствол з урахуванням їх площі відносно площі горизонтальної проекції блоків. Розподіл зон з різним коефіцієнтом фільтрації для двох шарів, які містять затоплені зони ведення гірничих робіт, а також відповідні значення пористості представлено на рис. 3.12. Середня температура в шарах задавалася відповідно до глибини та геотермального градієнта на шахті.

Таблиця 3.10 – Апроксимація температури в розрахункових шарах чисельної моделі шахті № 2 «Новогродівська»

№ шару	Літологічний тип порід	Діапазон абс. відм., м	Середня температура порід, °С
1	Водоносний горизонт четвертинних еолово-делювіальних супісків і суглинків	+190…+205	10
2	Водотрив пліоцен-нижньочетвертинних червоно-бурих глин	+185…+190	10
3	Водоносний горизонт палеоген-неогенових пісків	+145 – +185	11
4	Непорушений водоносний комплекс середньокам'яновугільних відкладів, приурочений до піщаників	–20 – +145	14
5	Водоносний комплекс середньокам'яновугільних відкладів, порушений веденням гірничих робіт по пласту l_1	–60 – –20	17
6	Непорушений водоносний комплекс середньокам'яновугільних відкладів приурочений до піщаників	-220 – -60	20
7	Водоносний комплекс середньокам'яновугільних відкладів порушений веденням гірничих робіт по пласту $к_8$	-260 – -220	23
8	Непорушений водоносний комплекс середньокам'яновугільних відкладів приурочений до піщаників	-270 – -260	24

Параметри теплообміну враховувалися згідно коефіцієнтів теплопровідності та теплоємності гірських порід та води. Для оцінки впливу інфільтрації на тривалий період цей параметр в моделі варіювався в діапазоні, характерному для метеорологічних умов даного регіону (35 – 45 мм/рік), це дало можливість більш достовірно, з урахуванням невизначеності даних щодо інфільтрації протягом тривалого періоду, визначати діапазон зміни температури шахтних вод, що будуть відбиратися геотермальним модулем протягом періоду її експлуатації.

Conductivity

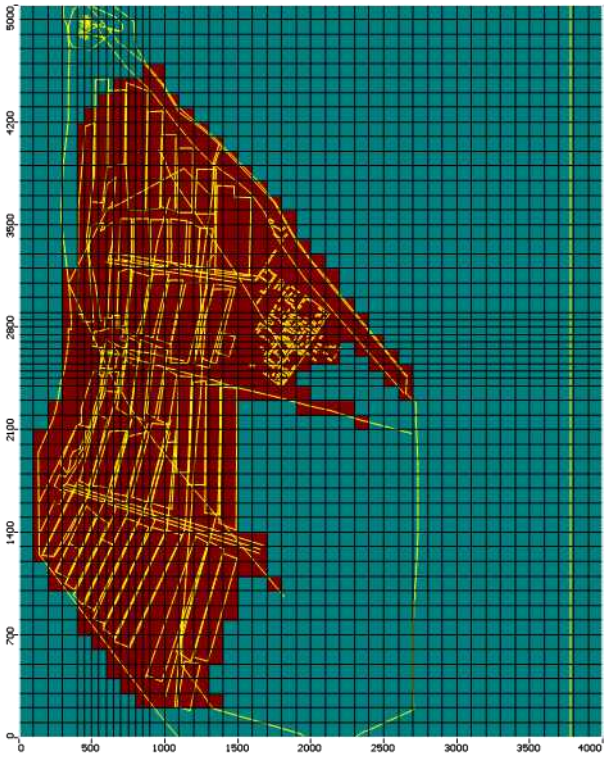
	Zone	Kx [m/d]	Ky [m/d]	Kz [m/d]	Active	Distribution Array
▶	1	0.2	0.2	0.2	✔	
	2	0.0001	0.0001	7E-5	✔	
	3	2.5	2.5	0.8	✔	
	4	0.07	0.07	0.01	✔	
	5	5	5	2	✔	
	6	4	4	1.5	✔	
	7	8	8	5	✔	

а)

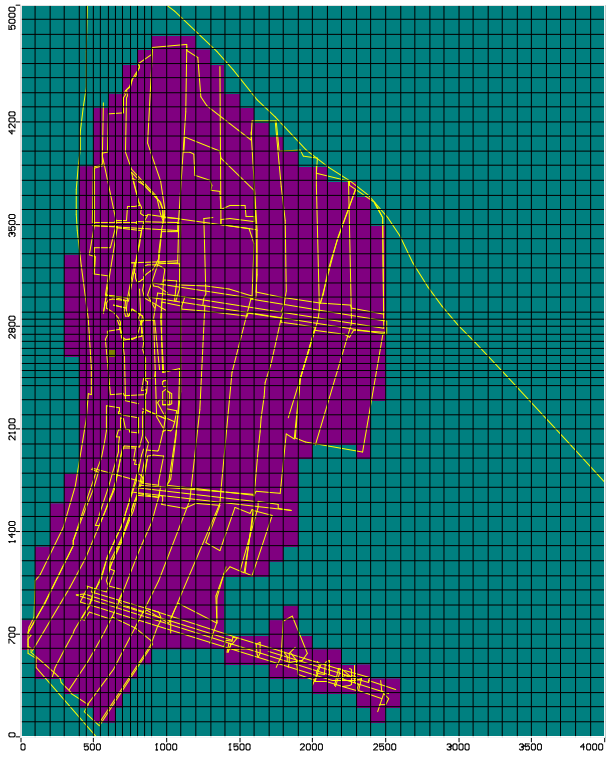
Storage

	Zone	Ss [1/m]	Sy []	Eff. Por. []	Tot. Por. []	Active	Distribution Array
▶	1	0.0001	0.1	0.2	0.3	✔	
	2	0.0001	0.05	0.1	0.3	✔	
	3	3E-5	0.1	0.2	0.3	✔	
	4	1E-5	0.01	0.012	0.02	✔	
	5	1E-5	0.04	0.06	0.07	✔	
	6	1E-5	0.02	0.03	0.04	✔	

б)



в)



г)

Рисунок 3.12 – Представлення неоднорідності відпрацьованого породного масиву шахти № 2 «Новогродівська» з геотермальною системою відкритого типу: а) скріншот значень коефіцієнту фільтрації, б) скріншот значень параметрів ємності, в) розподіл коефіцієнту фільтрації у зоні виробок пласта l_1, г) розподіл коефіцієнту фільтрації у зоні виробок пласта k_8

Надходження тепла з глибини моделювалося граничною умовою першого роду (сталою температурою порід та підземних вод, що контактують з ними) у гідравлічно слабопроникному шарі під нижньою затопленою зоною ведення гірничих робіт, відповідно до глибини та місцевого геотермального градієнта.

Міграція солей при функціонуванні геотермальної системи не моделювалася через незначний градієнт солоності з глибиною та в цілому невисокий вміст солей у шахтних водах на даному об’єкті, що підтверджується розрахунковими оцінками за формулою змішування (3.40).

Оцінена за формулою (3.9) температура добре узгоджується з даними виробничого геологорозвідувального підприємства «Артемівська гідрогеологічна партія» (рис. 3.13), отриманими в ході вимірів на різних горизонтах. Тому розрахований вертикальний розподіл температури може бути прийнятий як початкова умова при моделювання теплоперенесення. Кількість теплової енергії, акумульованої в шахтних водах оцінюється в 1300 ТДж.

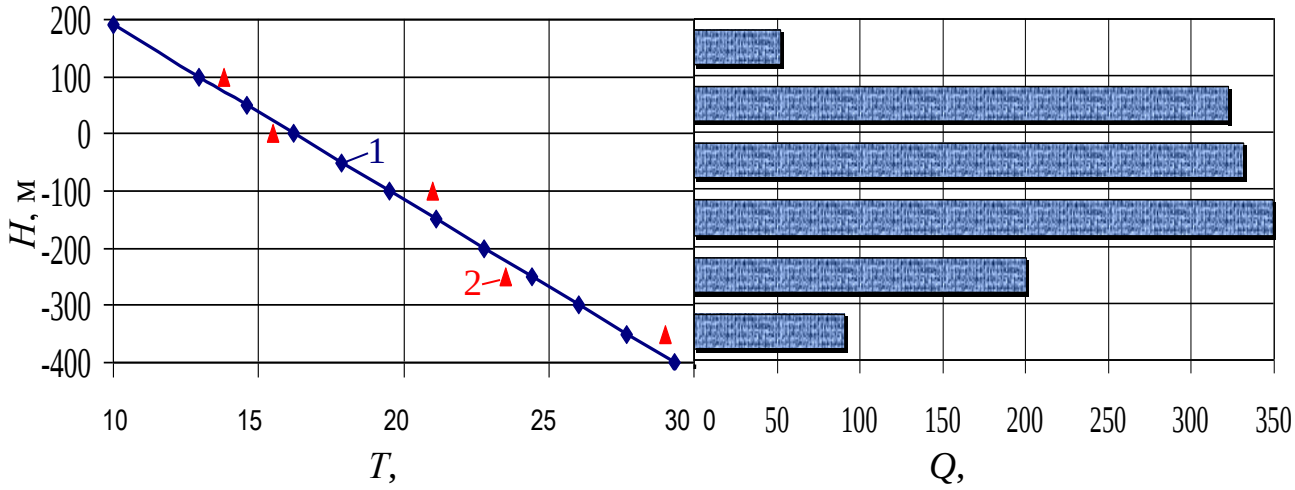


Рисунок 3.13 – Зміна температури і кількості теплоти шахтної води в затопленому масиві шахти № 2 «Новогродівська»: 1 – розрахунок, 2 – фактичні дані.

4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНИХ РЕЖИМІВ ТА ЕКОБЕЗПЕЧНИХ ДІАПАЗОНІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ МОДУЛІВ ПРИ ВИКОРИСТАННІ ІНФРАСТРУКТУРИ ЗАКРИТОЇ ШАХТИ

4.1. Оцінювання екобезпечного рівня шахтних вод для захисту прилеглих територій від підтоплення і засолення поверхневих вод

Наслідки формування техногенного режиму підземних і поверхневих вод після закриття шахти можуть бути досить негативними і часто важко прогнозованими на різні періоди часу. Серед небезпечних явищ і процесів, які супроводжують формування техногенного гідродинамічного режиму, виділяють наступні:

– розвиток деформацій земної поверхні, пов’язаний з обводненням гірських порід і зниженням їх міцності, утворенням провалів і зсувів;

– підтоплення і затоплення підроблених територій;

– пошкодження будівель, промислових споруд і комунікацій;

– забруднення підземних і поверхневих вод, в тому числі тих, які використовуються для питного водопостачання;

– засолення і забруднення ґрунтів.

Виходячи з цього, важливого значення набуває адекватність та точність прогнозування тривалості затоплення гірничих виробок і водоприпливів до шахти на різних стадіях її закриття. Це дозволить своєчасно вживати необхідні заходи з управління водовідливом, зокрема, регулювання витрати відбору води, а також для підтримання безпеки ведення гірничих робіт на суміжних діючих шахтах і захисту навколишнього середовища від зазначених вище негативних явищ і процесів.

При прогнозних розрахунках тривалості затоплення шахт, що ліквідуються, використовуються параметри водоприпливу й об’єму виробленого простору у межах різних інтервалів затоплення, що ґрунтуються на фактичних показниках і повинні мати достатній ступінь надійності

[101,127,128]. Для збору достовірних даних виконавцями проекту були здійснені відрядження в гірничодобувні міста України (Павлоград, Тернівка, Покровськ). Найбільш повна інформація щодо режиму затоплення гірничих виробок була отримана для Селидівської групі шахт, до складу якої входить шахти ім. Д.С. Коротченка, «Селидівська», № 2 «Новогродівська» та № 1-3 «Новогродівська». З урахуванням цього параметри рівневого режиму шахтних вод визначалися для умов шахти № 2 «Новогродівська», яка в даний час знаходиться на завершальній стадії ліквідації. Відповідно до гідродинамічного режиму шахти № 2 «Новогродівська», в прогнозних розрахунках рівня шахтних вод слід враховувати водообмін з сусідніми шахтами ім. Д.С. Коротченка та № 1-3 «Новогродівська» (рис. 4.1).

Виходячи з геологічної будови та гідрогеологічного режиму, підошву верхнього водоносного горизонту на території поля шахти № 2 «Новогродівська» можна прийняти на рівні +190 м. Зважаючи на це та рекомендації [129,130], рівень шахтних вод слід обмежити висотним положенням +185 м, що дозволить уникнути потрапляння шахтних вод до верхнього водоносного горизонту. Для умов розглянутої шахти необхідно виконати прогнозування режиму безпечного та контрольованого підйому рівня шахтних вод до рівня +185 м.

Згідно отриманих даних, з моменту чергового припинення водовідливу на цій шахті (жовтень, 2017 р.) по вересень 2019 р. рівень води у шахтному стволі піднявся на 90,6 м з абс. позначки +30,6 м до абс. позначки +121,1 м. Динаміка затоплення у межах гірничого простору була отримана шляхом періодичних вимірів рівня шахтних вод ТОВ ВГП «Артемівська гідрогеологічна партія» [131] (рис. 4.2). В період затоплення з жовтня 2017 р. по вересень 2019 р. тривалістю приблизно 700 діб швидкість підйому рівня суттєво зменшилася від 0,28 м/добу до майже 0,002 м/добу, і у середньому становила близько 0,11 м/добу.

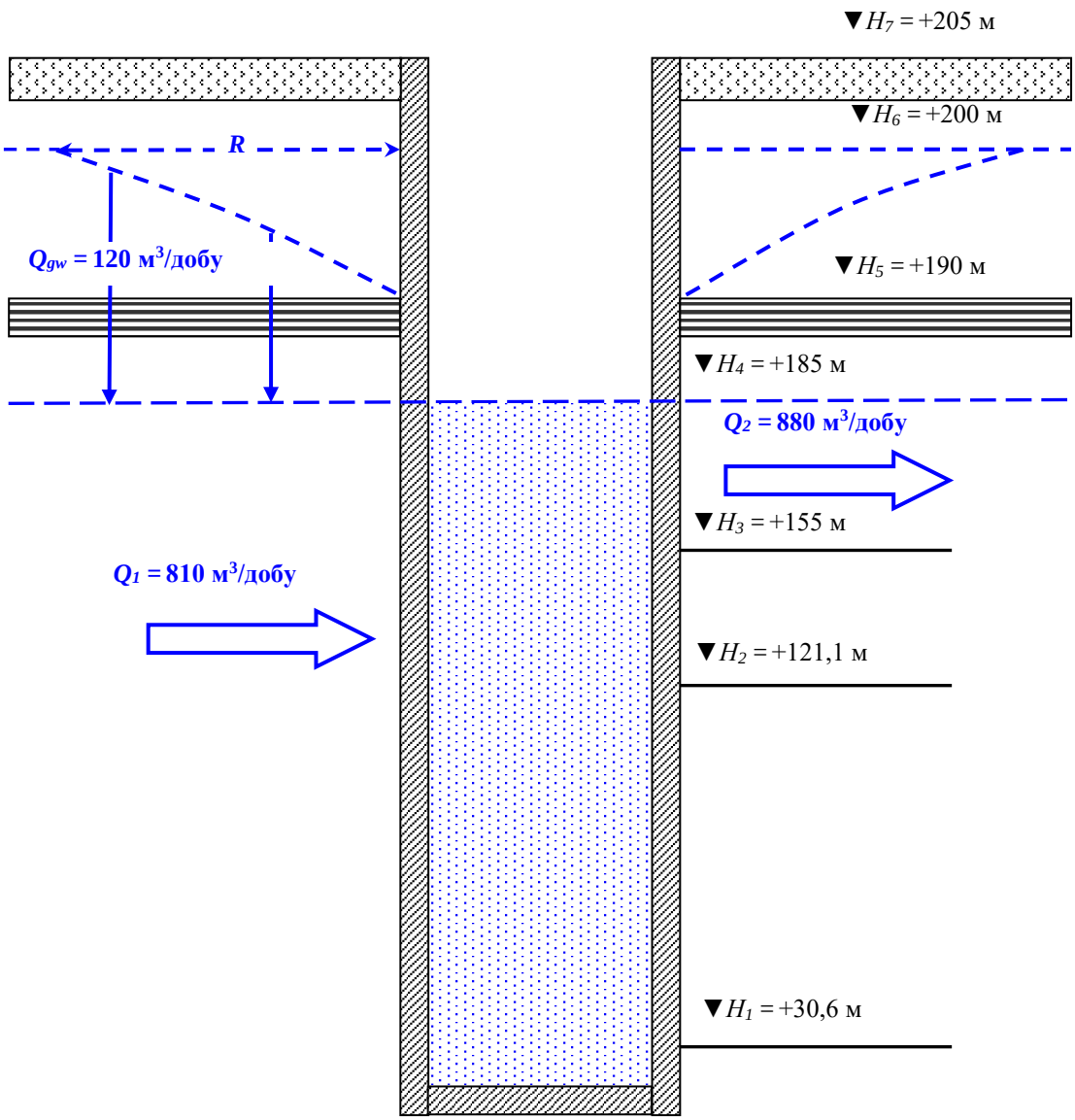


Рисунок 4.1 – Схема затоплення й гідравлічного зв’язку шахти № 2 «Новогродівська»: H_1, H_2, H_3 – абсолютна відмітка рівнів затоплення в різні моменти часу t_1, t_2, t_3; H_4 – проектна позначка затоплення шахти; H_5 – відмітка підошви водотриву; H_6 – відмітка рівня підземних вод у верхньому водоносному горизонті; H_7 – відмітка денної поверхні; Q_1 – перетікання води з шахти ім. Д.С. Коротченка в шахту № 2 «Новогродівська»; Q_2 – перетікання води з шахти № 2 «Новогродівська» в шахту № 1-3 «Новогродівська»; Q_{gw} – приплив підземних вод з верхнього водоносного горизонту; R – радіус зони впливу шахтного ствола у верхньому водоносному горизонті.

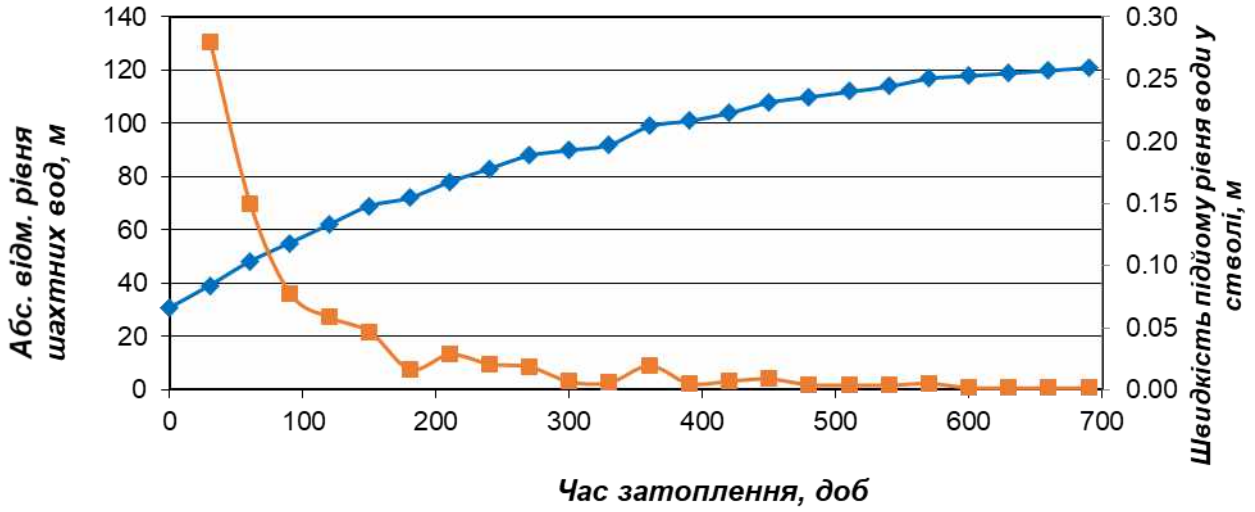


Рисунок 4.2 – Фактична динаміка затоплення гірничого простору шахти № 2 «Новогродівська»

В інтервалі глибин від +121,1 м до +155 м, крім власного водоприпливу у гірничі виробки шахти № 2 «Новогродівська», будуть надходити води із сусідньої шахти ім. Д.С. Коротченка. У межах цього діапазону абсолютних відміток, при сучасному рівні затоплення шахти ім. Д.С. Коротченка (+164,0 м), величина перетікання по вугільним пластам оцінюється у 216 м^3/добу. Крім того, через кору вивітрювання карбону та палеоген-неогенові піски із цієї шахти будуть додатково поступати підземні води з витратою 355 м^3/доб. Наближення виробок пласту l_1 обох шахт до зони Гродівського південного скиду також збільшує водоприплив на 240 – 360 м^3/добу. Отже, величина перетікання вод із шахти ім. Д.С. Коротченка у гірничі виробки шахти № 2 «Новогродівська» за рівнів станом на кінець 2019 р. мала становити 810 – 930 м^3/добу (рис. 4.1). Це формує загальний водоприплив до шахти № 2 «Новогродівська» в інтервалі глибин від +121,1 м до +155 м величиною 2725 – 2845 м^3/добу.

У більш високому інтервалі глибин (+155 – +185 м) перетікання шахтних вод із гірничих виробок шахти ім. Д.С. Коротченка у шахту № 2 «Новогродівська» відсутнє. Проте, води із гірничих виробок шахти

№ 2 «Новогродівська» будуть надходити до виробок шахти № 1-3 «Новогродівська» з витратою 880 м^3/доб (рис. 4.1). Таким чином, в цьому інтервалі абсолютних відміток загальний шахтний водоприплив становить 1035 м^3/доб. З урахуванням цього, середній загальний водоприплив до шахти № 2 «Новогродівська» в межах абс. відм. від +121,1 до +185 м оцінюється у 1910 м^3/добу.

Для попереднього прогнозу подальшого підйому рівня води застосовні кілька підходів. Згідно першого з них, час затоплення гірничих виробок шахти можна оцінити за середньою швидкістю затоплення на попередній стадії за формулою

$$t = \frac{H_4 - H_2}{v_{fl}}, \tag{4.1}$$

де H_4 – проектна позначка затоплення, +185 м (рис. 4.1);

H_2 – позначка затоплення на вересень 2019 р, +121,1 м;

v_{fl} – середня швидкість затоплення протягом цього періоду, 0,13 м/добу.

За формулою (4.1) час затоплення гірничих виробок шахти № 2 «Новогродівська» до абс. відм. +185 м складе 580 діб. Однак у міру підйому шахтних вод швидкість затоплення зменшується через зменшення перепаду напорів на межах області фільтрації (контур живлення – шахтний ствол). Тому у подальших розрахунках за цим методом допустимо приймати значення часу затоплення гірничих виробок, що перевищують 580 діб.

Згідно отриманих при виконанні даної НДР даних щодо Селидівської групі шахт, об’єм виробленого простору на шахті № 2 «Новогродівська» в інтервалі затоплення гірничих виробок від абс. відм. +121,1 до абс. відм. +185 м становить 2,7 млн. м^3. Тоді очікуваний шахтний водоприплив Q_{inflow} визначається за формулою

$$Q_{inflow} = \frac{K_{fill} V_w}{t_{fl}}, \tag{4.2}$$

де K_{fill} – коефіцієнт заповнення, який характеризує ступінь збереження виробок (приймається 0,42 за [127]);

V_w – об'єм виробленого простору у межах зазначеного інтервалу, м^3.

За формулою (4.2), середня величина загального водоприпливу до шахти № 2 «Новогродівська» в межах абс. відм. від +121,1 до +185 м (на завершальній стадії затоплення) складе 1915 м^3/добу.

Отриману середню величину загального водоприпливу до гірничих виробок шахти № 2 «Новогродівська» можна також оцінити за допомогою емпіричної залежності, яка базується на схемі «великого колодязя» [101]

$$Q_{пр} = Q_{ф}\sqrt{\frac{H_{пр}}{H_{ф}}}, \tag{4.3}$$

де $Q_{пр}$ – прогнозний водоприплив, м^3/добу;

$H_{пр}$ – прогнозний інтервал затоплення, м;

$Q_{ф}$ – фактичний водоприплив, м^3/добу;

$H_{ф}$ – фактичний інтервал затоплення, м.

Середній багаторічний власний водоприплив у гірничі виробки шахти № 2 «Новогродівська» до жовтня 2017 р. складав 6840 м^3/добу, при цьому рівень шахтних вод досяг абс. відм. +30,6 м. Враховуючи це, при розрахунках водоприпливу в інтервалі глибин від +121,1 до +155 м в формулі (4.3) $Q_{ф}$ дорівнюватиме 7650 м^3/добу (з урахуванням додаткового перетоку з шахти ім. Д.С. Коротченка у розмірі 810 м^3/добу) і 6840 м^3/добу при затопленні в інтервалі +155 − +185 м. Прогнозний інтервал затоплення $H_{пр}$ приймається як різниця абсолютних відміток денної поверхні (+205 м) і рівня затоплення (+155 і +185 м). Фактичний інтервал $H_{ф}$ як різниця між відміткою денної поверхню і рівнем затоплення на жовтень 2017 р. (+30,6 м). Виходячи з цього за формулою (4.3) знаходимо, що величина водоприпливу до рівня затоплення +155 м буде складати 4096 м^3/добу, до рівня +185 м – 2316 м^3/добу.

У середньому за формулами (4.2) та (4.3) одержуємо оцінку водоприпливу 2115 м^3/добу.

Після досягнення рівня шахтних вод позначки +185 м затоплення шахти для попередження підтоплення території слід враховувати перетікання підземних вод з верхнього водоносного горизонту, яких живиться інфільтрацію атмосферних опадів, у гірничі виробки. Велична інфільтрації в значній мірі залежіть від досить мінливих у багаторічному інтервалі метеорологічних умов і для даного регіону може прийматися в межах 30 – 50 мм/рік. Велична припливу підземних вод з верхнього водоносного горизонту до шахтного ствола оцінюється за формулою [99]

$$Q_{gw} = \pi K_f \frac{\left(H_6 - H_5\right)^2}{\ln\left(R/r_{sh}\right)}, \tag{4.4}$$

де K_f – коефіцієнт фільтрації верхнього водоносного горизонту, м/добу;

r_{sh} – радіус шахтного ствола, м;

позначення H_5, H_6 див. на рис. 4.1.

Підставивши в формулу (4.4) значення K_f = 2 м/добу, r_{sh} = 2,75 м, R = 500 м (R оцінено згідно формул, наведених у [100]) і значення інших параметрів з рис. 4.1 отримаємо величину перетікання підземних вод з верхнього водоносного горизонту 120,7 м^3/добу. До отриманої величині необхідно додати значення припливу інфільтраційної води з поля шахти до шахтного ствола, яке можна знайти шляхом множення величини інфільтрації на площу шахтного поля, яка становить 18 км^2. Сумарний приплив (рис. 4.3) приплив води до шахтного ствола з верхнього водоносного горизонту оцінюється в діапазоні 1600 – 2585 м^3/добу, у середньому 2093 м^3/добу, що добре узгоджується з оціненим за формулами (4.2) та (4.3) значенням 2113 м^3/добу.

Для підтримання гідродинамічно та екологічно безпечного рівня +185 м цей водоприплив має повністю відбиратися та скидатися до гідрографічної мережі за межами зони водозбору на території шахтного поля.

При подальших розрахунках параметрів експлуатації геотермальних модулів для умов шахти № 2 «Новогродівська» будемо виходити з діапазону 2000 – 2200 м^3/добу, який визначає інтервал потужності водовідливних установок в період закриття шахти та досягнення рівня +185 м.

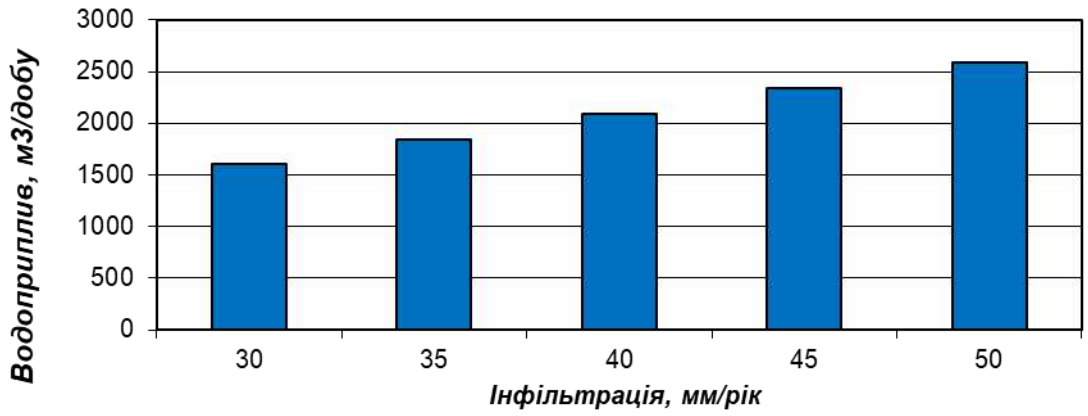


Рисунок 4.3 – Зміна сумарного припливу до шахтного ствола № 2 «Новогродівська» в період стабілізації рівня шахтних вод залежно від величини інфільтрації

4.2. Визначення параметрів оптимальної експлуатації систем закритого типу на основі геотермальних зондів

Для верифікації розроблених математичних моделей теплоперенесення в системах закритого типу на основі геотермальних зондів було проведено тестування моделей за результатами роботи цих систем на різних експериментальних ділянках, описаних у підрозділі 3.1. При верифікації моделей окремі технологічні і теплофізичні параметри геотермальних систем, які не були точно визначені в описі функціонування зондів, варіювалися виходячи з типових значень для умов проведення експериментів. Тестування проводилось у формі вирішення зворотних (епігнозних) задач, коли за результатами вимірювань шуканих функцій (температури теплоносія на виході з зонду та теплового потоку) оцінювалися параметри геотермальної системи та їх вплив на результат.

Верифікація моделі для умов експерименту на дослідному полігоні в м. Вілліх в районі м. Дюссельдорф (Німеччина). Технологічні і теплофізичні параметри геотермальної системи, а також результати оцінювання теплопровідності й теплоємності порід наведені в підрозділі 3.1. При проведенні моделювання брались до уваги результати експериментального

тестування геотермальних зондів більш теплою рідиною [90]. Порівняння результатів розрахунків з експериментальних результатів проведено для одиночного U-подібного зонда. При верифікації моделі розглядалися два варіанти заповнення свердловин: т. зв. стандартний заповнювач і глинисті гранули, коефіцієнт теплопровідності для яких оцінено у 1.2 Вт/м·°С. Відповідно до аналізу результатів GRT-тестування ефективна теплопровідність матеріалу з глинистих гранул була більше, ніж для стандартного матеріалу, що пояснюється, ймовірно, особливостями структури цього матеріалу та процедури заповнення зондів. Тому в розрахунках на моделі коефіцієнт теплопровідності матеріалу з глинистих гранул приймався дещо збільшеним і рівним 1,3 Вт/м·°С.

Коректне порівняння розробленої моделі з результатами експерименту можливо для тривалих проміжків часу, тому воно проводилося для періоду грудень 2018 р. – березень 2019 р., для якого вимірювання були найбільш повно задокументовані (табл. 4.1).

Вертикальний профіль температури оточуючих зонд порід задавалася для кожного місяця на основі даних, отриманих з датчиків, що були встановлені навколо зонду. Для кожного періоду варіанту розрахунку розраховувалася середньомісячна витрата теплоносія та відхилення від цього значення.

Результати чисельного інтегрування рівнянь теплоперенесення в U-подібному зонді показують достатньо високу збіжність з результатами вимірювань. Так, середня абсолютна похибка розрахунку температури теплоносія на виході становила в середньому 0,07 °С з варіаціями в діапазоні 0,03 – 0,15 °С; відносна похибка для того ж параметру становила в середньому 2,36% з варіаціями в діапазоні 1,05 – 5,24%. Середня абсолютна похибка розрахунку теплової потужності становила в середньому 0,042 кВт з варіаціями в діапазоні 0,001 – 0,106 кВт; відносна похибка для того ж параметру становила в середньому 4,59% з варіаціями в діапазоні 0,1 – 12,28%.

Таблиця 4.1 – Результати верифікації моделі теплоперенесення в системі закритого типу на основі одиночного U-подібного геотермального зонду на дослідному полігоні в м. Вілліх в районі м. Дюссельдорф (Німеччина)

Період	Матеріал навколо зонду*	Витрата теплоносія, дм^3/год	Температура теплоносія на вході T_1, ºC	Температура теплоносія на виході T_2, ºC		Відносна похибка, %	Теплова потужність зонда q, кВт		Відносна похибка, %
				Експеримент	Розрахунок		Експеримент	Розрахунок	
Грудень 2018 р.	1	553 ± 14	2,0 ± 1,1	3,7 ± 1,2	3,75	1,35	0,999 ± 0,119	1,047	4,80
	3	564 ± 18	2,0 ± 1,1	3,8 ± 1,2	3,84	1,05	1,106 ± 0,124	1,122	1,44
Січень 2019 р.	1	546 ± 13	0,7 ± 0,9	2,3 ± 0,9	2,33	1,30	0,960 ± 0,070	0,961	0,10
	3	559 ± 11	0,7 ± 0,9	2,4 ± 1,0	2,45	2,08	1,050 ± 0,081	1,031	1,80
Лютий 2019 р.	1	545 ± 9	0,6 ± 0,7	2,1 ± 0,8	2,25	3,33	0,863 ± 0,092	0,969	12,28
	3	559 ± 10	0,6 ± 0,7	2,1 ± 0,7	2,17	5,24	0,967 ± 0,083	0,926	4,23
Березень 2019 р.	1	554 ± 21	2,0 ± 1,0	3,5 ± 1,0	3,61	3,14	0,877 ± 0,124	0,961	9,57
	3	551 ± 22	2,0 ± 1,0	3,6 ± 1,0	3,65	1,39	0,957 ± 0,142	0,981	2,50

* матеріал див. у табл. 3.2.

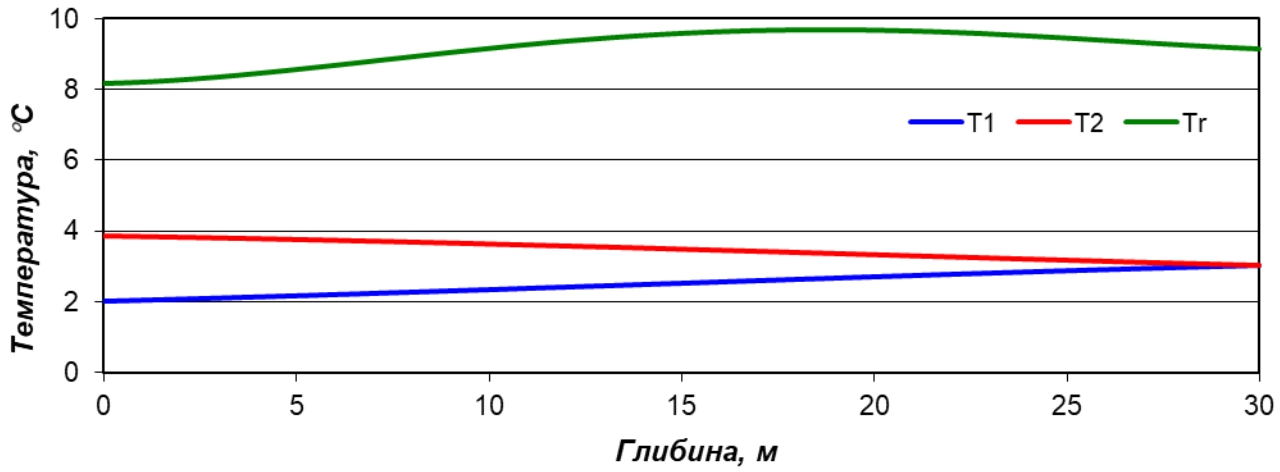
Найкраща узгодженість результатів розрахунків з даними вимірювань досягнута для лютого й березня 2019 р. Так, відносна похибка розрахованої середньомісячної температури теплоносія на виході у лютому 2019 р. сягає 5,24%, то для грудня 2018 р. вона не перевищує 1,35%. При цьому абсолютна похибка для всіх періодів, як правило, не перевищує 0,1 °С, тобто знаходиться в межах похибки переважної більшості відповідних вимірювальних приладів. Узгодженість результатів розрахунків для матеріалу «3» (глинисті гранули) з даними вимірювань дещо краща, ніж для матеріалу стандартного матеріалу «1».

Вертикальний розподіл температури теплоносія у зонді зі стандартним заповнювачем, наведений для грудня 2018 р. та січня 2019 р. – періодів з найбільшим збігом між результатами розрахунків та вимірюваннями (рис. 4.4), є майже лінійним через невелику різницю температур теплоносія та монотонно зростаючим уздовж контуру циркуляції. У переважній більшості відхилення розрахунків від вимірювань є несуттєвими, оскільки похибки знаходяться в діапазоні, який є цілком прийнятним для практичних завдань. Досягнута збіжність розрахунків з результатами експериментів на дослідній ділянці у м. Віллiх підтверджує застосовність розробленої моделі теплоперенесення для практичних розрахунків термодинамічних показників роботи геотермальних систем закритого типу (геотермальних зондів).

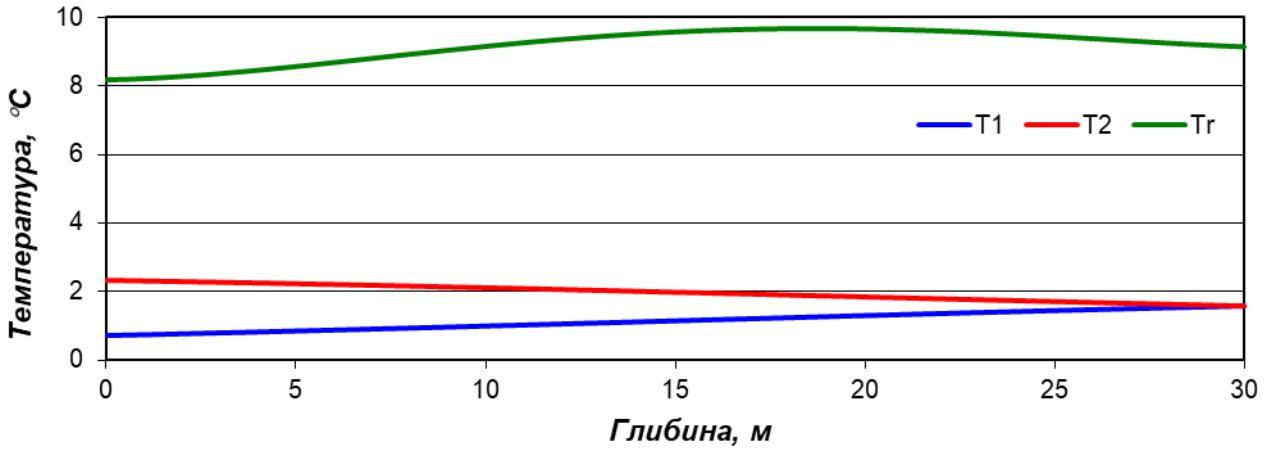
Верифікація моделі для умов експерименту на ділянці Альсдорф, шахта «Едуард» в районі м. Ахен (Німеччина). Технологічні і теплофізичні параметри створеної геотермальної системи наведені в розділі 3.1.

При проведенні розрахунків теплопровідність шахтної води визначалася залежно від її мінералізації відповідно до питомої електропровідності (рис. 3.2,а), яка у шахтному стволі у середньому становить 2 мСм/см, що приблизно відповідає загальної мінералізації 1.4 г/дм^3. Згідно [132,133], такі шахтні води відносяться до слабосолонуватих, а їх середня теплопровідність становить 0,59 Вт/м·°С. Кінематична в’язкість, питома теплоємність, щільність, коефіцієнт теплопровідності і температуропровідності теплоносія який циркулює по зонду

приймалися відповідно рівними $1{,}5\cdot10^{-6}$ м^2/с, 3800 Дж/кг·°С, 1050 кг/м^3, 0,2 Вт/м·°С і $1{,}25\cdot10^{-7}$ м^2/с. При вирішенні зворотних задач визначалися теплові характеристики одиночного U-подібного зонда, тому наведені в табл. 4.2 показники витрати теплоносія і теплової потужності здвоєного зонда ділилися на два. Зміна температури шахтних вод у стволі з глибиною задавалась за графіком на рис. 3.2,а.



а)



б)

Рисунок 4.4 – Розрахована середньомісячна температура теплоносія при його низхідному русі (T_1) і підйомі (T_2) в трубах U-подібного зонда на ділянці у м. Вілліх (Німеччина): а) грудень 2018 р., матеріал «1» з табл. 4.1), б) січень 2019 р., матеріал «3» з табл. 4.1. T_r – апроксимація температури оточуючих порід

Таблиця 4.2 – Результати верифікації моделі теплоперенесення в системі закритого типу на основі здвоєного U-подібного геотермального зонду на ділянці Альсдорф, шахта «Едуард» в районі м. Ахен (Німеччина)

№ варіанту	Місяць	Коефіцієнт теплообміну α, Вт/м^2·°С	Температура теплоносія на виході T_2, °С	Теплова потужність зонда q, Вт
1	Січень 2019 р.	50	23,65	35210
2		60	23,75	36100
3		70	23,78	36400
4		80	23,77	36310
5		90	23,73	35940
6		100	23,67	35390
Середнє значення за результатами розрахунку			23,73	35891
Середнє значення за результатами експерименту			24,21 ± 0,1	31920
Абсолютна похибка			0,48	3971
Відносна похибка, %			1,98	12,44
Середньоквадратичне відхилення			0,053	489
7	Лютий 2019 р.	50	23,47	33650
8		60	23,62	35010
9		70	23,70	35650
10		80	23,71	35780
11		90	23,69	35580
12		100	23,64	35140
Середнє значення за результатами розрахунку			23,63	35135
Середнє значення за результатами експерименту			23,48 ± 0,29	37200
Абсолютна похибка			0,15	2065
Відносна похибка, %			0,63	5,55
Середньоквадратичне відхилення			0,089	787

Найбільш невизначеним серед усіх параметрів моделі теплоперенесення для цього експерименту є коефіцієнт теплообміну між стінкою зонда і шахтною водою. Даний параметр визначається на основі чисел Рейнольдса, Прандтля і Нусельта у шахтному стволі, він також залежить від теплофізичних властивостей води й матеріалу стінок труб зонда. Істотний вплив на коефіцієнт теплообміну має швидкість руху шахтних вод уздовж зонда, яка може бути оцінена на основі результатів натурних спостережень. У зв'язку з відсутністю точних даних про швидкість руху води на даній ділянці діапазон значень коефіцієнта теплообміну оцінювався за допомогою критеріїв подібності в гідро- і газодинаміці згідно рекомендацій [134,135] і становив 50 – 100 Вт/м^2·ºС.

Коректне порівняння розрахунків з результатами експерименту можливо для тривалих проміжків часу, отже воно проводилося для двох періодів тривалістю 1 місяць (січень і лютий 2019 р.), коли вимірювання були найбільш повними.

Результати чисельного інтегрування рівнянь теплоперенесення в U-подібному зонді (табл. 4.2) показують узгодженість розрахованих значень з вимірюваннями у січні 2019 р. та достатньо високу збіжність з вимірюваннями у лютому 2019 р.: розраховане середньомісячне значення температури для січня 23,73 °С виходить за межі діапазону виміряного середньоквадратичного відхилення 24,21 ± 0,1°С, тоді як для розраховане середньомісячне значення температури для лютого 23,63°С відхиляється від виміряного середньомісячного діапазону 23,48 ± 0,29°С лише на половину виміряного середньоквадратичного відхилення, що є цілком прийнятним для практики. Зауважимо, що згідно опису експерименту, наприкінці січня відбулася заміна положення датчику температури, і її показання були скореговані убік зменшення. Ймовірно, саме з цієї причини відхилення між розрахованою та виміряною температурою у січні було вище, ніж у лютому, тому й результати за лютий місяць слід вважати більш достовірними. Це стосується також і відносної похибки розрахунку теплової потужності, яка у січні (12,44 %) суттєво вища, ніж у лютому (5,55 %). Середньоквадратичне

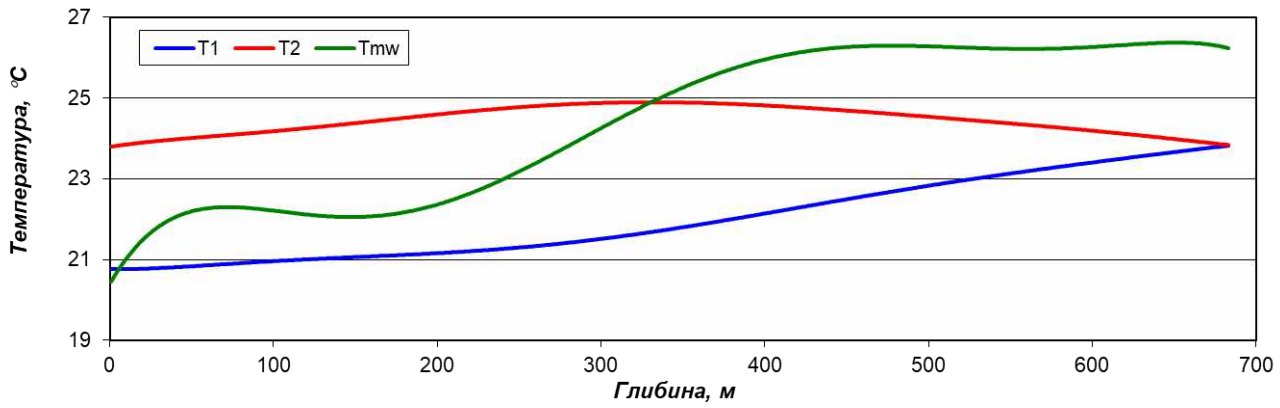
відхилення розрахунку температури теплоносія на виході не перевищує 0.053 ºС у січні та 0.089 ºС у лютому. Отримана точність є в цілому прийнятною для практичних розрахунків систем закритого типу з геотермальними зондами, хоча виміряна температура потребує певного уточнення стосовно положення датчика.

Найбільший збіг між розрахованими та експериментальними даними в січні 2019 р. досягається для варіанту 3 зі значенням коефіцієнту теплообміну α = 70 Вт/м^2·°С; для лютого 2019 р. найбільший збіг досягається для варіанту 7 зі значенням коефіцієнту теплообміну α = 50 Вт/м^2·°С, коли різниця температур мінімальна і становить 0.01 °С.

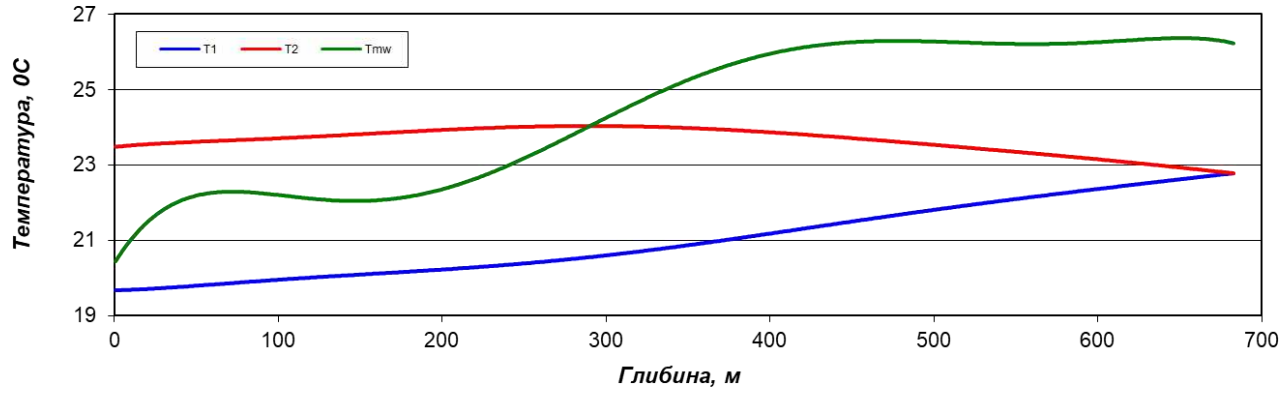
Розподіл зміни температури теплоносія (рис. 4.5) уздовж зонду при експлуатації показує, що основне прогрівання теплоносія відбувається нижче глибини 300 м. При підйомі теплоносія вище цієї глибини він охолоджується відносно максимального значення на майже 1,4 °С.

Тестування за результатами промислового випробування системи закритого типу в м. Ізмір (Туреччина). Технологічні і теплофізичні параметри геотермальної системи наведені у розділі 3.1 [95]. Коефіцієнт теплопровідності порід навколо зонда приймався за геологічним розрізом ділянки: на глибині до 2,5 м залягають піщані і суглинисті ґрунти з теплопровідністю 2,7 – 2,9 Вт/м·°С, тоді як на глибині до 50 м зустрічаються глини, піщаник і вапняк з теплопровідністю від 2.3 до 2.8 Вт/м·°С. В розрахунках цей параметр варіювався в інтервалі 2.2 – 2.9 Вт/м·°С.

При верифікації моделі варіювалась також відстань між центрами труб зонду, що подають й відбирають теплоносій, оскільки поперечний перетин зонду в [46] не наведено. При розрахунках він приймався в діапазоні 0.05 – 0.06 м при внутрішньому діаметрі свердловини 0.1143 м. Теплоємність теплоносія, для діапазону його температур в експерименті (5 – 13 °С) і використаної концентрації етиленгліколю у воді (38%) приймалася в середньому 3.7 кДж/кг·ºС.



а)



б)

Рисунок 4.5 – Розрахована середньомісячна температура теплоносія при його низхідному русі (T_1) і підйомі (T_2) в U-подібному зонді на ділянці Альдорф: а) січень 2019 р., б) лютий 2019 р. T_{mw} – апроксимація температури шахтних вод

Результати чисельного інтегрування рівнянь теплоперенесення в U-подібному зонді (табл. 4.3) показують, що при всіх варіаціях значень теплопровідності порід і відстані між трубами зонду абсолютна й відносна похибка розрахунку температури теплоносія на виході з зонду становить 0,07 ºС і 0,87% відповідно, а його теплової потужності – 2 Вт і 0,09% відповідно. Середньо-квадратичне відхилення температури теплоносія на виході для використаних діапазоні змін параметрів зонду не перевищує 0,166 ºС, теплової потужності зонда – 288 Вт. Отримана точність є прийнятною для практичних розрахунків показників роботи систем закритого типу з геотермальними зондами.

Таблиця 4.3 – Результати верифікації моделі теплоперенесення в системі закритого типу на основі U-подібного геотермального зонду на ділянці біля м. Ізмір

№ варіанту	Теплопровідність порід λ, Вт/м·°С	Відстань між центрами труб зонда *b*, м	Температура теплоносія на виході T_2, ºС	Теплова потужність зонда *q*, Вт
1	2,2	0,05	7,85	1815
2	2,5	0,05	7,96	2018
3	2,9	0,05	8,11	2274
4	2,2	0,06	8,03	2136
5	2,5	0,06	8,16	2363
6	2,9	0,06	8,33	2647
Середнє значення за результатами розрахунку			8,07	2208
Середнє значення за результатами експерименту			8,00	2210
Абсолютна похибка			0,07	2
Відносна похибка, %			0,87	0,09
Середньоквадратичне відхилення			0,166	288

Найбільший збіг між розрахованими і експериментальними даними досягається для варіанту вихідних параметрів 4 зі значеннями λ = 2,2 Вт/м·°С, *b* = 0,06 м, коли різниця між розрахованим та виміряним значенням температури теплоносія на виході з зонду становить 0,03 °С.

Розподіл температури теплоносія в процесі його руху в зонді (рис. 4.6) є близьким до лінійного, причому при русі теплоносія від самої верхньої до самої нижньої точки його температура зростає з 6,8 °С до 7,5 °С, а при зворотному русі – з 7,5 °С до 8,03 °С. При цьому згідно даних спостережень температура порід навколо зонда змінюється з глибиною з 8 °С до 13 °С.

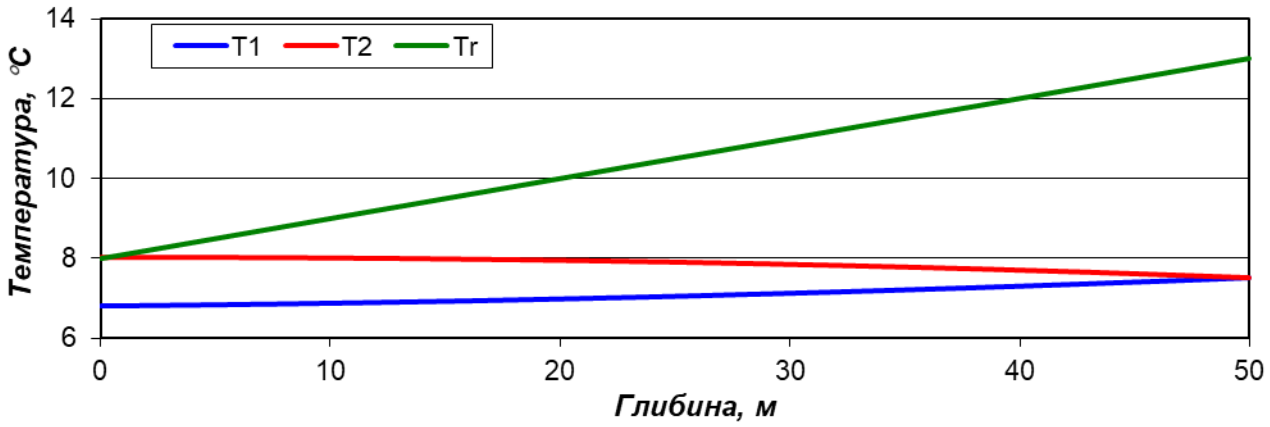


Рисунок 4.6 – Розрахована температури теплоносія при його низхідному русі (T_1) і підйомі (T_2) в трубах U-подібного зонда на ділянці біля м. Ізмір. T_{mw} – температура оточуючих порід

Аналізуючи результати верифікації моделі теплоперенесення в системах закритого типу на прикладі експлуатації геотермальних модулів на трьох експериментальних ділянках, можна зробити висновок, що середнє абсолютне відхилення розрахунків температури теплоносія на виході з зонду знаходиться у межах похибки вимірювань 0,1 °C (Вілліх, Ізмір, та Ахен – лютий), а його збільшення для січень 2019 Ахен найімовірніше, пов’язано з технічними особливостями вимірювань та положенням датчика температури відносно труби з нагрітим теплоносієм. При цьому, середня відносна похибка розрахунку температури теплоносія для ділянки Вілліх становить 2,36 %, для ділянки Ізмір – 0,87 %, для ділянки Ахен (лютий) – 0,63 % і в середньому дорівнює 1,28 %.

Результати розрахунків добре узгоджуються також із експериментальними даними для теплової потужності зонду. Середня відносна похибка розрахунку цієї величини для трьох ділянок складає 3,41 % (без урахування результатів на ділянці Ахен у січені 2019). В цілому, досягнута збіжність розрахунків з результатами експериментів на розглянутих ділянках підтверджує адекватність розробленої моделі теплоперенесення і можливість її застосування для практичних оцінок термодинамічних показників роботи геотермальних систем закритого типу.

Визначення оптимальних параметрів експлуатації геотермальних систем закритого типу. За допомогою розроблених математичних моделей теплоперенесення, адекватність яких була доведена шляхом вирішення зворотних задач, можливо визначити оптимальні параметри використання теплових ресурсів закритих шахт. Так, запропоновані моделі дозволяють прогнозувати температуру теплоносія на виході з зонда і його сумарний тепловий потік, що визначає коефіцієнт перетворення теплового насоса *COP* геотермальної системи, тим самим – її енергоефективність. При цьому на моделі можна варіювати значення технологічних параметрів (витрата і фізико-хімічні властивості теплоносія, діаметр труб і довжина зонда), які позначаються на температури теплоносія і тепловому потоці, таким чином, досягти їх оптимального співвідношення, що забезпечить максимально ефективні показники роботи системи закритого типу в конкретних гірничо-геологічних умовах.

Для демонстрації можливостей оптимізації роботи систем закритого типу були використовувалися дані експлуатації геотермального зонду на ділянці Альсдорф (шахта «Едуард»). Згідно технологічної схеми, теплоносій з зонда надходив в випарник теплового насоса і використовувався в якості низькопотенційного джерела енергії, потім віддавши тепло повертався в зонд для нагріву. Температура теплоносія вторинного контуру, який використовувався для опалення будівель, на виході з компресора насоса знаходилась в діапазоні 45 – 75 °С. При цьому за лютий 2019 р. тепловим насосом було спожито 12 МВт·год електричної енергії і вироблено близько 49 МВт·год теплової. Це забезпечило коефіцієнт перетворення насоса приблизно рівним 4,1 за його середньої потужності 16,5 кВт. Підвищення цього коефіцієнта можна досягти шляхом варіації параметра витрати теплоносія, відтворивши це за допомогою розробленої моделі.

З точки зору енергетичної та екологічної ефективності геотермальної системи енергетичний критерій ξ_E є більш універсальним, ніж *COP*, оскільки враховує не тільки витрати електричної енергії, яка необхідна для його роботи, але

й витрати енергії для відцентрового насоса, що забезпечує циркуляцію теплоносія в зонді. Крім того, енергетичний критерій дозволяє при порівняні спожитої геотермальної системою електричної і виробленої теплової енергії визначити екологічну доцільність геотермальної система, використовуючи тепловий еквівалент електричної енергії.

Для оптимізації і покращення показників роботи геотермальної системи на ділянці Альсдорф, технологічні і теплофізичні параметри, які відповідають умовам роботи системи в лютому 2019 р. (підрозділ 3.1) і використані при верифікації моделі в цьому розділі, змінювалися в технологічно доцільному діапазоні. При варіації витрати теплоносія і температури в системі опалення одночасно визначався коефіцієнт перетворення теплового насоса і енергетичний критерій за формулою (4.5), а також теплова потужність. При цьому витрата теплоносія задавалася в діапазоні від 12 до 20 м^3/год, температура опалення – 50 ºС і 60 ºС.

Значення енергетичного критерію геотермальної системи ξ_E (рис. 4.7) зростають при зменшенні витрат теплоносія. Так, при зниженні витрати з 16 м^3/год (фактична витрата при експлуатації) до 12 м^3/год, значення ξ_E зросло з 2,36 до 2,42, тобто на 2,5 % при T_{pot} = 50 ºС, і з 3,12 до 3,22, тобто на 3,1 %, при T_{pot} = 60º С. При збільшенні витрати теплоносія з 16 м^3/год до 20 м^3/год значення ξ_E зменшується: з 2,36 до 2,29 при T_{pot} = 50 ºС і з 3,12 до 2,98 при T_{pot} = 60 ºС.

Максимальне значення енергетичного критерію ξ_E = 3,22 досягається при зменшенні витрат теплоносія до 12 м^3/год і температури в системі опалення до 50° С. За цих параметрів збільшується коефіцієнт перетворення теплового насоса з фактичного значення 4,1 при 16 м^3/год до 5,5. Але зростання енергетичної ефективності геотермальної системи супроводжується істотним зниженням теплової потужності: з 78,15 кВт при витраті теплоносія 20 м^3/год до 53,25 кВт при його витраті 12 м^3/год. Тому за наявності біля закритої шахти потужних споживачів теплової енергії енергетичний критерій, що є по суті еколого-енергетичним обмеженням, має розглядатися у комплексі з тепловими потребами

споживачів при проектуванні та експлуатації конкретного варіанту геотермальної системи.

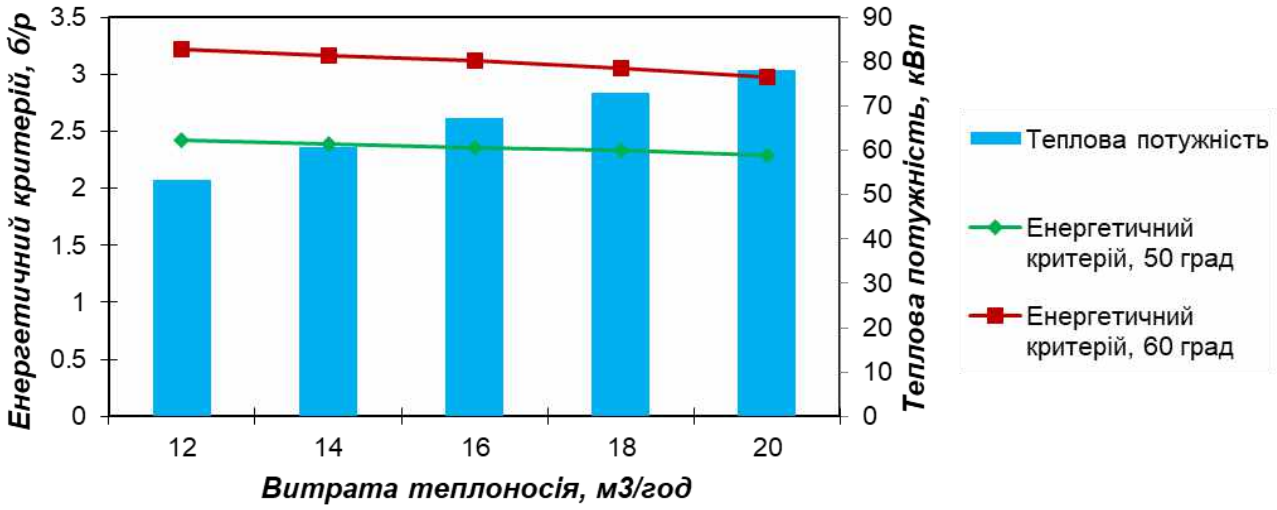


Рисунок 4.7 – Розрахункова оцінка параметрів енергетичної ефективності геотермальної системи закритого типу для ділянки Альдорф у лютому 2019 р. при зміні витрати теплоносія та температурі в системі опалення: 50 ºС та 60 ºС.

4.3. Оцінювання параметрів раціонального використання теплової енергії в системах відкритого типу на основі гідравлічної моделі течії

Раціональне використання теплової енергії шахтних вод в циркуляційних системах відкритого типу потребує кількісного порівняльного аналізу різних варіантів відбору води стосовно глибини й витрати. Розглянемо визначення цих параметрів за допомогою розробленої в розділі 3.3 моделі теплоперенесення на основі співвідношень гідравлічної течії у відкритій мережі виробок і теплообміну шахтних вод з оточуючим породним масивом.

Оцінимо показники експлуатації геотермального модулю для геолого-гідрогеологічних та гірничотехнічних умов шахти № 2 «Новогродівська», які були описані вище в підрозділах 3.4 та 4.1 за даними [55]. Пропонована технологічна

схема роботи геотермальної системи в межах шахти № 2 «Новогродівська» наведена на рис. 2.5. Вихідні дані представлені у табл. 4.4.

В результаті фільтраційних розрахунків для усталеного режиму був визначений приплив з верхнього водоносного горизонту Q_{gw} = 120,76 м^3/добу, тобто оцінений приплив саме шахтної води Q_{mw} = 1879,24 м^3/добу; при цьому рівень води в стволі з урахуванням припливу інфільтраційної води та відбору має стабілізуватися на позначці z_{mwl} = +176,5 м. З урахуванням висотного положення середня температура води з верхнього водоносного горизонту становитиме T_{gw} = 10,35 °C, перед відбором води у горизонті відпрацювання «1» $T_{mw,1}$ = 15,85 °C, а у горизонті відпрацювання «2» $T_{mw,1}$ = 21,85 °C.

Через певну невизначеність даних щодо стану та геометричних характеристик гірничих виробок було розглянуто кілька варіантів вихідних параметрів моделі для проведення розрахунків з метою визначити діапазон змін температури шахтної води, що буде надходити до теплообмінника, та теплової потужності геотермального модулю під впливом різних чинників.

З урахуванням можливих крайніх геометричних позицій розташування насоса в шахтному стволі розглянемо такі два варіанти:

1) близько до рівня шахтних вод вище горизонту відпрацювання «1» (варіант «а» на рис. 3.11),

2) на 5 м нижче горизонту відпрацювання «2» (варіант «в», рис. 3.11).

Площа проекції виробок оцінювалася за їх сумарною довжиною на планах гірничих робіт для двох горизонтів відпрацювання (рис. 2.10) за припущення щодо середньої ширини виробок 3 м. Розподіл виробок за поперечним перетином приймався відповідно до мінімальних показників (Табл. 4.5), що відповідатиме більшому гідравлічному опору та утрудненій течії у більш вузьких виробках.

Таблиця 4.4 – Вихідні дані для розрахунку геотермального модулю

Параметр	Позначення	Значення	Розмірність
Площа шахтного поля	S_m	$1{,}8\cdot10^{7}$	м^2
Інфільтрація	w_{inf}	$1{,}09\cdot10^{-4}$	м/добу
Витрата відбору шахтної води	Q	2000	м^3/добу
Об’єм затоплених виробок на горизонті «1»	$V_{w,1}$	$4{,}3\cdot10^{6}$	м^3
Об’єм затоплених виробок на горизонті «1»	$V_{w,2}$	$3{,}0\cdot10^{6}$	м^3
Висотне положення поверхні землі	z_s	+205	м абс.
Висотне положення підошви верхнього водоносного горизонту	$z_{0,b}$	+190	м абс.
Радіус впливу ствола у верхньому водоносному горизонті	R	500	м
Рівень затоплення виробок	H_R	+185	м абс.
Висотне положення виробки, що поєднує шахтний ствол з виробками горизонту «1»	z_1	–50	м абс.
Висотне положення виробки, що поєднує шахтний ствол з виробками горизонту «2»	z_1	–250	м абс.
Температура «нейтрального шару»	T_{nl}	10	°С
Висота поверхні «нейтрального шару»	z_{nl}	+195	м
Геотермальний градієнт	Г	0,03	°С/м
Середня мінералізація шахтної води	C_m	5	г/дм^3
Радіус шахтного ствола	r_{sh}	2,75	м
Зовнішній діаметр шахтного ствола	$d_{sh,out}$	6	м
Внутрішній діаметри шахтного ствола	$d_{sh,in}$	5,5	м
Площа поперечного перетину шахтного ствола	ω_{sh}	23,75	м^2
Товщина обсадки шахтного ствола	d_c	0,25	м

Таблиця 4.4 (продовження) – Вихідні дані для розрахунку геотермального модулю

Теплопровідність обсадки шахтного ствола	λ_c	1,5	Вт/(м·К)
Зовнішній діаметр труби для підйому води	$d_{p,out}$	0,16	м
Внутрішній діаметр труби для підйому води	$d_{p,in}$	0,14	м
Теплопровідність матеріалу труби для підйому води	λ_p	0,4	Вт/(м·К)
Коефіцієнт теплообміну «вода – обсадка ствола» в шахтному стволі	$\alpha_{p,w}$	52	Вт/(м^2·К)
Коефіцієнт теплообміну «вода – пластикова труба» ззовні труби	$\alpha_{c,w}$	33	Вт/(м^2·К)
Коефіцієнт теплообміну «повітря – пластикова труба» ззовні труби	$\alpha_{p,a}$	5	Вт/(м^2·К)

Таблиця 4.5 – Геометричні параметри виробок [136,137]

Тип виробок	Головні	Очисні	Дільничні
Середня площа поперечного перетину $\omega_{1,2}$, м^2	6	3,7	1,8
Частка об’єму виробок від загального об’єму p_w, -	0,25	0,4	0,35

Порівняльний аналіз результатів розрахунків (табл. 4.6) свідчить про те, що для розглянутої схеми геотермального модулю переважаючими чинниками, що визначають його потужність при усталеному режимі течії, є витратна характеристика та довжина гідравлічного шляху на різних горизонтах відпрацювання, та температура порід, які оточують затоплені виробки, яка залежить від їх глибини. Глибина відбору води виявляється другорядним чинником через низький гідравлічний опір шахтного ствола.

Таблиця 4.6 – Оцінювані показники ефективності геотермального модулю при різному заглибленні пунктів відбору шахтної води

Параметр	Варіанти розрахунку							
	1	2	3	4	5	6	7	8
L_1, м	1700	2500	1700	2500	1700	2500	1700	2500
L_2, м	3000	2500	3000	2500	3000	2500	3000	2500
$S_{w,1}$, м^2 $S_{w,2}$, м^2	390000 270000	390000 270000	780000 540000	780000 540000	390000 270000	390000 270000	780000 540000	780000 540000
z_p, м, абс	+150	+150	+150	+150	–255	–255	–255	–255
Q_1, м^3/добу	1072,2	939,7	1072,2	939,7	1072,0	939,5	1072,0	939,5
Q_2, м^3/добу	807,0	939,5	807,0	939,5	807,2	939,7	807,2	939,7
$T_{mw,p,0}$, °C	17,94	18,34	17,94	18,34	17,94	18,34	17,94	18,34
$T_{mw,p,25}$, °C	16,97	17,36	17,26	17,66	16,97	17,36	17,26	17,66
$\Delta T_{mw,p}$, °C	0,37	0,5	0,37	0,5	0,25	0,29	0,25	0,29
L_{pw}, м	55	55	55	55	460	460	460	460
$q_{gts,0}$, кВт	1048,8	1073,2	1048,8	1073,2	1059,5	1091,8	1059,5	1091,8
$\Delta q_{gts,25}$, кВт	961,6	985,2	987,9	1012,0	971,5	1003,8	998,6	1030,7
COP_0, –	4,98	5,02	4,98	5,02	4,99	5,05	4,99	5,05
COP_{25}, –	4,83	4,87	4,87	4,91	4,85	4,90	4,89	4,94
$E_{el,\,0}$, кВт	583,1	590,8	583,07	590,83	1003	1013	1003	1013
$E_{el,\,25}$, кВт	553,7	561,9	562,8	571,02	973,5	984,7	983	993,6
$\xi_{c,0}$, –	1,79	1,81	1,79	1,81	1,05	1,08	1,05	1,07
$\xi_{c,25}$, –	1,73	1,75	1,75	1,77	0,99	1,02	1,01	1,03

Оцінене охолодження шахтної води при її підйомі в трубі та стволі для заданих параметрів не перевищуватиме 1 °C, що відповідає зниженню теплової потужності модулю на 2-3% порівняно з потужністю при температурі труби в

точці відбору. Слід зважати, що при відборі води нижче рівня нижнього горизонту відпрацювання вода з верхніх горизонтів буде незначно прогріватися при русі вниз.

За умов природної циркуляції води в даному геотермальному модулі відбуватиметься поступове зниження температури води у виробках за рахунок її розбавлення інфільтраційною водою знизу. Прогнозоване зниження температури за проектний період експлуатації модулю 25 років становитиме 0,6–1,0 °С, що відповідає зниженню теплової потужності модулю 5,6–8,3%.

З урахуванням варіацій всіх параметрів моделі температура води, яка подаватиметься до теплообмінників на денній поверхні, становитиме 17,8±0,25 °С, цьому відповідає теплова потужність 1070±21 кВт.

Енергетичний критерій ефективності геотермальної системи суттєво залежить від глибини відбору шахтних вод (L_{pw}). Так, при поверхневому розташуванні насосу (L_{pw} = 55 м) ξ_c змінюється в діапазоні 1,73 – 1,81, що свідчить про перспективність експлуатації системи, при цьому отримана теплова енергія на 80% перевищить енергію палива для виробництва потрібної електричної енергії. При збільшенні глибини відбору (L_{pw} = 460 м) енергетичний критерій знижується приблизно до одиниці (ξ_c = 0,99 – 1,08). Отже, в гірничо-геологічних умовах шахти № 2 «Новогродівська» відбір шахтних вод рекомендується проводити за першим варіантом, розміщуючи насос близько до існуючого рівня шахтних вод вище горизонту відпрацювання «1» (z_p = +150).

Коефіцієнт перетворення теплового насоса геотермальної системи практично не залежить від глибини відбору шахтних вод і змінюється в діапазоні від 4,83 до 5,05. Це пояснюється тим, що глибина відбору вод несуттєво впливає на їх температуру на виході зі ствола внаслідок його низького гідравлічного опору. Встановлений діапазон коефіцієнтів перетворення теплового насоса є достатньо високим, зважаючи на світовий досвід експлуатації геотермальних систем на закритих шахтах.

Для підтримки екологічно безпечного стану підземної гідросфери та попередження засолення поверхневих водотоків необхідно визначити діапазон мінералізації води, яка буде відбиратися на денну поверхню при експлуатації геотермальної системи; це дозволить обґрунтувати заходи з подальшого поводження з шахтними водами після їх термічного використання (скиду, очищення тощо).

Згідно виконаних розрахунків, сумарний водовідбір з шахтного ствола на шахті № 2 «Новогродівська» формується з трьох джерел (виробки першого й другого горизонтів відпрацювання, верхній водоносний горизонт), води яких мають різну мінералізацію та концентрацію мікрокомпонентів.

Відповідно до проведених на даної території гідрогеологічних випробувань [57], вода в гірничих виробках характеризується сульфатним магнієво-кальцієво-натрієвим складом і містять такі основні мікрокомпоненти (мг/дм^3): літій – 0,039 – 0,05, бром – 0,01 – 0,022, свинець – 0,017 – 0,05, марганець – 0,55 – 1,82; при цьому вміст практично всіх компонентів не перевищує ГДК. Мінералізація шахтних вод зростає з глибиною і в середньому становить 3 г/дм^3 для першого горизонту (абс. відм. –50 м) і 3,7 г/дм^3 для другого горизонту (абс. відм. –250 м). Склад вод верхнього водоносного горизонту хлоридно-гідрокарбонатно-сульфатний і кальцієво-магнієво-натрієвий, їх мінералізація не перевищує 0,8 г/дм^3.

Оцінений вище приплив з верхнього водоносного горизонту в шахтний ствол становить 120,76 м^3/добу, а приплив з гірничих виробок залежить від місця розташування насоса в шахтному стволі (табл. 4.7). Для розглянутих варіантів вихідних параметрів при розрахунках можливі чотири співвідношення витрат для обох горизонтів відпрацювання. Середню мінералізацію води, яка формується змішуванням із розглянутих джерел і потрапляють на денну поверхню в результаті роботи геотермального модуля, можна розрахувати зо формулою [99]:

$$M_{сер} = \frac{M_1 Q_1 + M_2 Q_2 + M_{gw} Q_{gw}}{Q_1 + Q_2 + Q_{gw}}, \quad (4.6)$$

де M_1, M_2 M_{gw} – мінералізація води у виробках горизонтів відпрацювання «1», «2» та у верхньому водоносному горизонті, г/дм^3;

Q_1 – приплив з горизонтів відпрацювання «1», «2», та з верхнього водоносного горизонту, м^3/добу.

Таблиця 4.7 – Оцінювана середня мінералізація шахтних вод, які можуть бути термічно використані геотермальною системою на шахті № 2 «Новогродівська»

Q_1, м^3/добу	M_1, г/дм^3	Q_2, м^3/добу	M_2, г/дм^3	Q_{gw}, м^3/добу	M_{gw}, г/дм^3	$M_{заг}$, г/дм^3
1072,2	3,0	807,1	3,7	120,76	0,8	3,15
939,70	3,0	939,6	3,7	120,76	0,8	3,20

Середня мінералізація шахтних вод, які будуть подаватися на денну поверхню при експлуатації геотермального модуля на шахті № 2 «Новогродівська», очікується в діапазоні 3,15 – 3,20 г/дм^3. Оскільки мінералізація цих вод відповідає діапазону мінералізації шахтних вод протягом періоду експлуатації самої шахти (3 – 3,7 г/дм^3), їх утилізація після термічного використання допустима за існуючою системою очистки, з відстоюванням у Масловському ставку-освітлювачі і скиданням в верхів'я струмка Солоного.

Подальший розвиток досліджень у даному напрямку може включати удосконалення запропонованої методики оцінки параметрів геотермальної системи для більшої кількості горизонтів, на яких розташовані затоплені виробки, а також підвищення точності оцінки втрат тепла при транспортуванні шахтних вод за допомогою диференціальних рівнянь конвективного теплообміну.

4.4. Визначення раціональних параметрів експлуатації геотермальної системи відкритого типу шляхом чисельного моделювання

Розроблена у розділі 3.4 тривимірна чисельна модель теплоперенесення була застосована для прогнозного розрахунку гідродинамічного режиму та температури шахтних і підземних вод та гірських порід як основних базових показників термодинамічного стану відпрацьованого породного масиву на закритій шахті № 2 «Новогродівська», де доцільно встановлення геотермальної системи відкритого типу. Розрахунок цих параметрів дозволить визначити енергетичну ефективність геотермальної системи у різних технологічних режимах в умовах даної шахти. Відлік часу при чисельному моделюванні течії води та перенесення тепла розпочинався при досягненні рівня шахтних вод позначки +185 м, що була визначена в розділі 4.1 як верхня межа, вище якої підйом води може призвести до засолення верхнього водоносного горизонту та підтоплення територій.

В результаті моделювання були визначені такі показники:

- рівень шахтних та пов’язаних з ним підземних вод і водний баланс у всіх водоносних шарах у вигляді карт;
- неоднорідний розподіл температури води у вигляді карт, який розраховувався за припущення про умовно миттєве вирівнювання температури при теплообміні між рідкою та твердою фазами породного масиву;
- часові ряди рівня води та температури у контрольних точках, розташованих насамперед у проникних шарах біля шахтного ствола, з якого відбирається вода;
- показники теплової потужності геотермального модуля у різні моменти часу в умовах гідравлічного зв’язку між водоносними горизонтами.

Оскільки чисельний алгоритм розрахунку фільтрації у використаній програмі Modflow не включає визначення параметрів течії у шахтному стволі,

куди припливає вода з різних горизонтів, температуру води, що відбирається і подається наверх для термічного використання та з метою дренування, розраховувалася за формулою змішування подібно до формули (4.6).

Для підтримання рівня води витрата відбору з шахтного ствола корегувалася відповідно до значень інфільтрації *w*з урахуванням оцінок, отриманих у розділі 4.3: 1950 м^3/добу для $w = 35$ мм/рік, та 2500 м^3/добу для $w = 45$ мм/рік. За прийнятим сценарієм моделювання, функціонування геотермальної системи, тобто водовідбір з подальшим термічним використанням шахтної води починається при наближенні рівня води до рівня +185 м у горизонті палеоген-неогенових пісків (шар 3 у табл. 3.10). Розрахунки виконано на період експлуатації 25 років, який є типовим для геотехнічних систем, наприклад, водозаборів при оцінюванні запасів підземних вод [138]).

Збіжність чисельної моделі стосовно водного балансу досить висока: у всіх розрахункових шарах моделі різниця між складовими припливу води та її витрати не перевищує 0,1%, що є достатнім для практичних цілей, зважаючи на варіацію фільтраційних та ємнісних параметрів у розрахункових шарах до 3 порядків. Таким чином, розроблена термогідродинамічна модель шахти № 2 «Новогродівська» з достатньою детальністю враховує особливості геологічної будови, гідродинамічного й температурного режиму. На основі аналізу результатів моделювання (рис. 4.8 – 4.11, табл. 4.8 – 4.10) можна зробити такі висновки.

Завдяки дренуючому ефекту водовідбору з шахтного ствола у всіх водоносних шарах формується зона пониження зі значеннями напору нижче позначки +185 м (рис. 4.8, 4.9), за виключенням незначного перевищення цього рівня у частині горизонту палеоген-неогенових пісків над вуглевмісними породами (рис. 4.10). Але навіть там максимальний рівень не перевищує позначку +187 м, тобто не досягає підошви верхнього водоносного горизонту (+190 м) і стабілізується з часом (рис. 4.11). Завдяки цьому можна попереджувати подальший підйом рівня води, потрапляння більш мінералізованої шахтної води

до верхнього горизонту (розрахункового шару 1), тобто досягти екологічно прийнятного режиму функціонування геотермальної системи з підтримкою безпечного рівня води і ізоляцією шахтних вод від джерел водопостачання для населення.

При цьому значення гідравлічного градієнту у зоні виробок (рис. 4.8,б,г) у розрахункових шарах 5 та 7 (табл. 4.7) суттєво менші, а зона дренування охоплює значну площу за рахунок більшої проникності порід. Наявність зони пониженого напору в затопленій шахті дозволяє контролювати рівень води у верхніх водоносних шарах. Рівень води біля шахтного ствола буде знаходитися біля позначки +185 м. За межами зон з підземними виробками (шахтного поля) можливе формування зони з перевищенням рівнем води позначки +185 м (рис. 4.9,б), але максимальний рівень води не досягне підошви верхнього водоносного горизонту +190 м.

Вплив збільшення багаторічної інфільтрації *w* на рівневий режим у надвугільному горизонті (шарі 3) в діапазоні 35 – 45 мм/рік не є суттєвим: зміна рівня води при зміні *w* у цьому інтервалі не перевищить 0,7 м, у середньому протягом 25 років становитиме 0,13 м біля шахтного ствола та 0,31 м у контрольній точці «2о» на межі шахтного поля.

Горизонтальні припливи до шахтного стволу зі слабопроникних шарів 4 та 6 несуттєві, з них відбувається переважно вертикальне перетікання до нижніх шарів 5 та 7. Тому приплив до шахтного ствола розраховувався як сума припливів з двох проникних шарів 5 та 7, що містять виробки, та шару 3, що відповідає горизонту палеоген-неогенових пісків (табл. 4.8, 4.9).

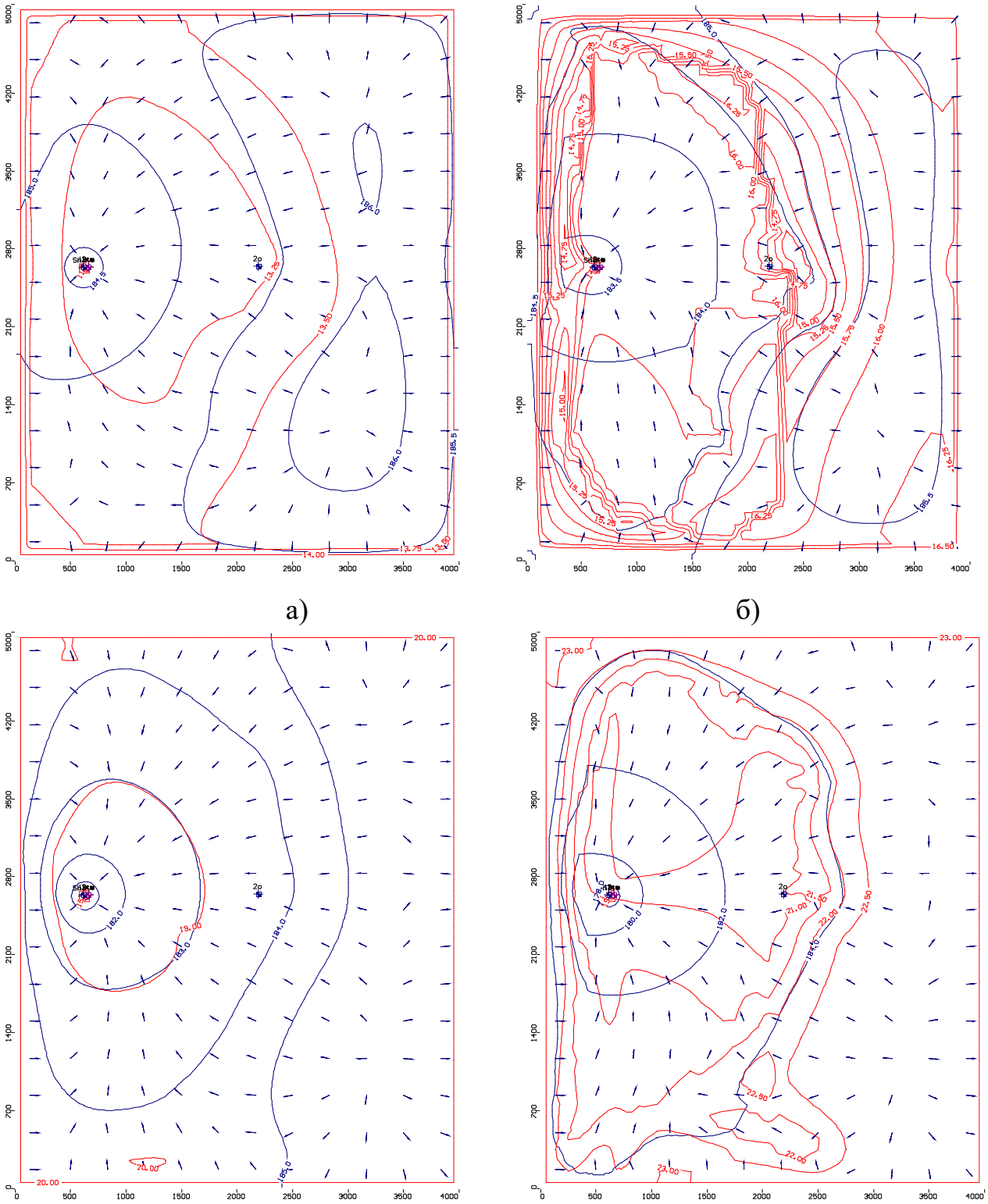
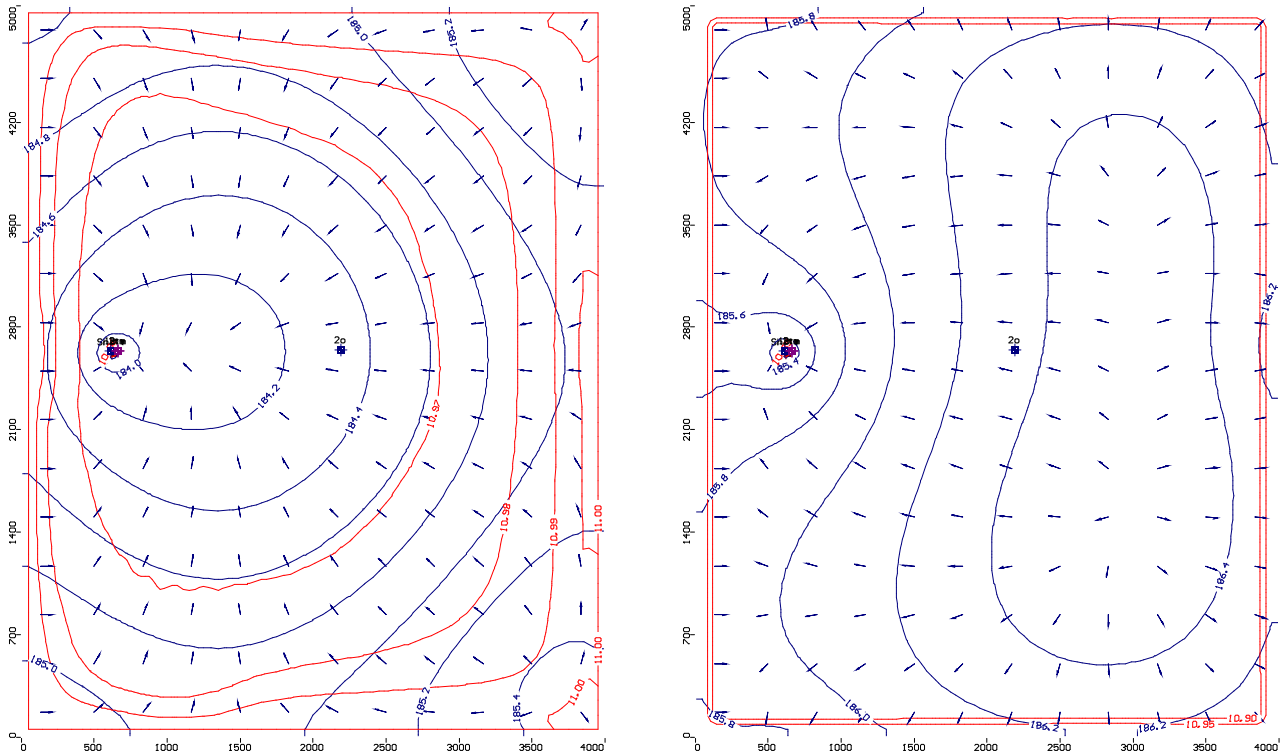


Рисунок 4.8 – Прогнозний рівень шахтних та підземних вод та температура на кінець періоду експлуатації (25 років): а) у шарі 4, б) у шарі 5, в) у шарі 6, г) у шарі 7 (див. табл. 3.10). Сині лінії – п’єзометричний напір, м, червоні лінії – температура, °С. Інфільтрація 35 мм/рік



а) б)

Рисунок 4.9 – Прогнозний рівень підземних вод та температура у горизонті палеоген-неогенових пісків (шар 3, табл. 3.10): а) через 5 років з початку експлуатації, б) на кінець періоду експлуатації (25 років). Інфільтрація 35 мм/рік

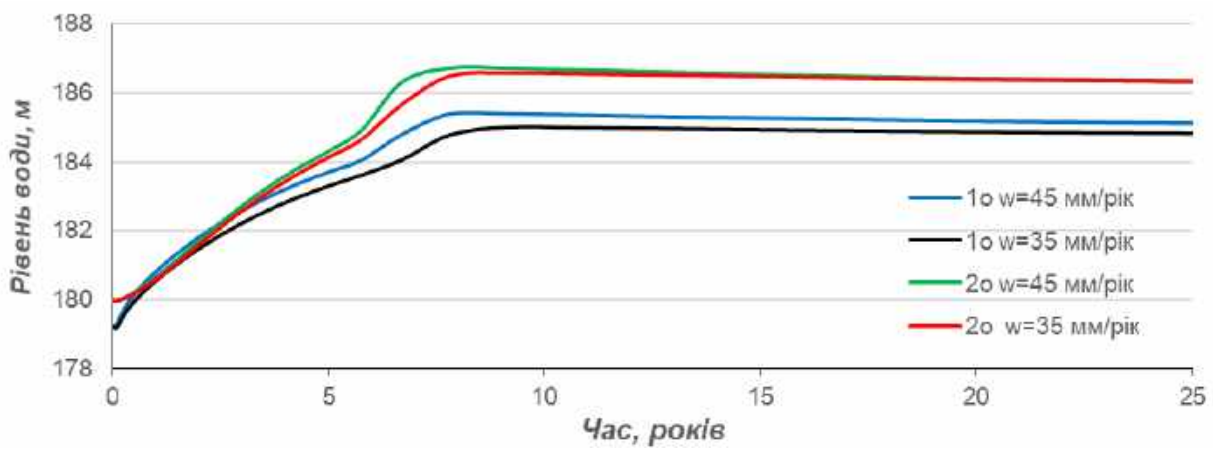


Рисунок 4.10 – Рівень води у контрольних точках на території шахтного поля протягом періоду експлуатації геотермальної системи за різних значень інфільтрації *w*: 1) в точці «1о» біля шахтного ствола, 2) на межі шахтного поля у напрямку м. Новогродівка (точка «2о» на рис. 4.8–4.9)

За розрахунками очікується певне зниження температури шахтних та підземних вод на різних глибинах протягом періоду експлуатації геотермальної системи за рахунок заміщення відкачуваних теплих вод більш холодними, що припливають зверху з інфільтраційним живленням. Збільшення припливу зверху, яке моделюється збільшенням значень багаторічної інфільтрації від 35 мм/рік до 45 мм/рік сприяє більш швидкому заміщенню теплих вод холодними (рис. 4.11, табл. 4.8, 4.9): температура у контрольних точках біля шахтного ствола у нижньому проникному горизонті відпрацювання (шарі 7 моделі) знизиться на 2,06 °С та 2,45 °С, а у верхньому проникному горизонті відпрацювання (шарі 5 моделі) – на 1,1 °С та 1,34 °С відповідно. Розрахований температурний діапазон добре корелює з температурою 16 – 17 °С води, що термічно використовується на шахті «Благодатна» в подібних геолого-гідрогеологічних умовах [51], що свідчить про відповідність результатів моделювання умовам реального об’єкта.

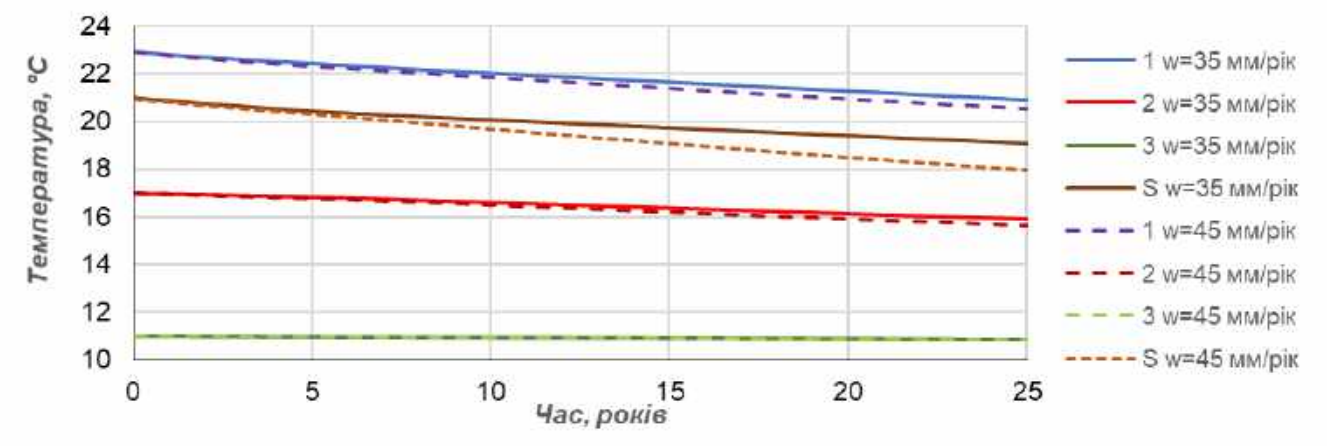


Рисунок 4.11 – Температура шахтних вод, що надходитимуть у шахтний ствол з трьох проникних шарів протягом періоду експлуатації за різної інфільтрації: 1) з шару 7; 2) з шару 5, 3) з шару 3 (див. табл. 4.8). S – середня температура води, що у відбирається з шахтного ствола

Більш активне заміщення теплих шахтних вод холоднішими водами зверху може вплинути на зменшення теплової потужності геотермальної системи q_{GTS} (табл. 4.10). При величині відбору $Q = 1950$ м^3/добу, що відповідає меншій інфільтрації ($w = 35$ мм/рік) q_{GTS} зменшиться на 3% відносно показника на 1 рік з початку експлуатації через 4 роки і на 9% – на кінець періоду експлуатації. При величині відбору $Q = 2500$ м^3/добу, що відповідає більшій інфільтрації ($w = 45$ мм/рік) зменшення q_{GTS} становитиме 3% та 16% відповідно. Більші темпи охолодження при $w = 45$ мм/рік (крива S на рис. 4.12) пов'язані зі зростанням з часом у водному балансі частки холоднішої води, що припливає зверху з шару 4.

Таблиця 4.8 – Прогнозні припливи Q до шахтного ствола з проникних шарів та температура води T при інфільтрації 35 мм/рік

Номер шару*, з якого припливає вода або шахтний ствол	Момент часу t = 1 рік		Момент часу t = 5 років		Момент часу t = 25 років	
	Q, м^3/добу	T, °C	Q, м^3/добу	T, °C	Q, м^3/добу	T, °C
3	166,2	10,99	200,1	10,97	217,8	10,86
5	314,4	16,97	297,2	16,85	287,7	15,91
7	1469,4	22,84	1452,7	22,46	1444,5	20,94
Шахтний ствол	1950	**20,88**	1950	**20,43**	1950	**19,07**

* див. табл. 3.10

Кількість тепла, що надходить з геотермальним потоком в затоплені виробки, які займають фактично площу до 10 км^2 при середній густині теплового потоку 0,05 Вт/м^2, можна оцінити у 0,5 МВт, що в 2-3 рази менше кількості тепла, що відбирається з теплою водою (табл. 4.10). Цей дисбаланс тепла корелює з результатами моделювання щодо поступового охолодження води та зниження теплової потужності. При цьому йдеться про максимально можливу теплову

потужність геотермальної системи, тому її зменшення на 10-15% протягом досить тривалого періоду не є критичним. Загальмувати охолодження можливо шляхом відбору шахтних вод з різної глибини, які матимуть різну температуру.

Таблиця 4.9 – Прогнозні припливи *Q* до шахтного ствола з проникних шарів та температура води *T* при інфільтрації 45 мм/рік

Номер шару*, з якого припливає вода або шахтний ствол	Момент часу *t* = 1 рік		Момент часу *t* = 5 років		Момент часу *t* = 25 років	
	Q, м^3/добу	*T*, °C	*Q*, м^3/добу	*T*, °C	*Q*, м^3/добу	*T*, °C
3	223,3	10,99	255,4	10,97	474,9	10,84
5	397,6	16,96	381,7	16,79	371,4	15,65
7	1879,1	22,80	1862,9	22,34	1653,7	20,55
Шахтний ствол	2500	**20.82**	2500	**20,33**	2500	**17,98**

* див. табл. 3.10

Таблиця 4.10 – Прогнозна максимальна теплова потужність геотермальної системи, кВт, для різних моментів часу протягом періоду її експлуатації

Інфільтрація, мм/рік	Момент часу *t* = 1 рік	Момент часу *t* = 5 років	Момент часу *t* = 25 років
35	1393,8	1351,1	1224,6
45	1779,1	1720,9	1438,6

Розроблена чисельна тривимірна модель з достатньою детальністю відтворює просторову неоднорідність фільтраційних та ємнісних параметрів відпрацьованого масиву в зоні можливого розміщення геотермальної системи відкритого типу для умов шахти №2 «Новогродівська». За результатами

моделювання визначено діапазон температури придатних для термічного використання шахтних вод, що відбираються водовідливом, який підтримає безпечний рівень води з попередженням підтоплення та засолення верхнього водоносного горизонту. Заміщення теплих шахтних вод більш холодними водами зверху призведе до поступового зниження температури на 1,75 – 2,84 °C залежно від глибини відбору та величини інфільтраційного живлення. Відповідне зменшення максимальної теплової потужності до 3% протягом перших 5 років експлуатації геотермальної системи та до 9 – 16% протягом періоду експлуатації формується за рахунок переважання кількості тепла, що відбирається, над припливом геотермального тепла, але не є критичним для експлуатації геотермального модулю.

5. РОЗРОБКА МЕТОДИКИ РАНЖУВАННЯ І СТВОРЕННЯ КАТАЛОГУ ЗАКРИТИХ ШАХТ ЗА КРИТЕРІЯМИ ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ ЇХ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ПОТЕНЦІАЛУ

5.1 Аналіз критеріїв для оцінки ефективності освоєння теплового ресурсу шахт

Доцільність та необхідність створення геотермальних систем відкритого та закритого типу на базі ліквідованих шахт була детально обґрунтована у попередніх главах цього звіту. Крім того, ефективність їхньої роботи на закритих шахтах у різних країнах підтверджена світовим науково-практичним досвідом [11 – 16]. Однак для створення таких геотермальних систем в умовах України насамперед необхідно вибрати найбільш сприятливі ділянки для їх розміщення, що може бути виконано шляхом застосування параметрів ефективності роботи систем у відповідних геологічних і гірничотехнічних умовах. У зв'язку з цим виникає потреба в аналізі, порівняні та систематизації даних параметрів, визначення меж їх застосування, а також факторів, які на них впливають.

Поширеним параметром, за яким часто роблять попередні висновки щодо потенційної ефективності геотермальних систем різних типів, є температура теплоносія при його виході на денну поверхню T_2. При цьому в умовах закритих шахт в системах відкритого типу в якості теплоносія використовуються шахтні води, а в системах закритого типу (зондах) – розчин етиленгліколю. Температура теплоносія в системах відкритого типу змінюється в діапазоні від 12 до 50 °С, в системах відкритого типу – від 7 до 25 °С [11 – 16]. В обох випадках на температуру теплоносія впливають як природні фактори (глибинний тепловий потік Землі, коефіцієнт теплопровідності оточуючих порід), так і технологічні – глибина відбору вод (закладення зонда), витрата теплоносія, а також конструкція системи (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Параметрі які використовуються для оцінки ефективності освоєння теплового ресурсу шахт різними геотермальними системами

Параметр	Позначення	Одиниця виміру	Тип системи, яку характеризує	Факторі, що впливають на параметр		Переваги	Особливості
				Природні	Технічні		
Температура теплоносія	T_2	°C	Відкрита та закрита	Тепловий потік, коефіцієнт теплопровідності порід	Глибина відбору, витрата теплоносія, конструкція системи	Застосовна для всіх типів систем	Часткова характеристика
Теплова потужність	P_{th}	Вт	Відкрита та закрита	Теж саме	Теж саме	Теж саме	Часткова характеристика
Питомий відбір тепла	q_s	Вт/м	Закрита	Теж саме	Теж саме	Визначає теплову потужність системи за довжиною зонда	Часткова характеристика
Коефіцієнт перетворення теплового насосу	COP	–	Відкрита та закрита	Температура теплоносія	Коефіцієнт досконалості насосу, температура в системі опалення	Характеризує роботу насосів	Часткова характеристика
Термогідродинамічна досконалість	E	–	Закрита	Тепловий потік, коефіцієнт теплопровідності порід	Глибина відбору, витрата теплоносія, конструкція системи	Визначає співвідношення отриманої теплоти і витраченої енергії	Комплексний параметр

Таблиця 5.1 (продовження) – Параметри які використовуються для оцінки ефективності освоєння теплового ресурсу шахт різними геотермальними системами

Параметр	Позначення	Одиниця виміру	Тип системи, яку характеризує	Факторі, що впливають на параметр		Переваги	Особливості
				Природні	Технічні		
Коефіцієнт корисної дії	η	–	Закрита	–	Теж саме	Характеризує частку теплової енергії, що відбирається з середовища	Комплексний параметр
Енергетичний параметр	ξ_E	–	Відкрита та закрита	Тепловий потік, коефіцієнт теплопровідності порід	Глибина відбору, витрата теплоносія, конструкція системи	Кількісно визначає енергетичну ефективність	– Комплексний параметр
Різниця вартості теплової та електричної енергії	P	грн	Відкрита та закрита	Теж саме	Теж саме	Дозволяє визначати економічну привабливість системи	Комплексний параметр
Попередження викидів	E_{CO2}	тонна	Відкрита та закрита	Фізико-хімічні властивості природних енергоносіїв	Теж саме	Враховує скорочення шкідливих викидів	Комплексний параметр

Температура теплоносія дозволяє оцінити теплову потужність геотермальних систем і також може бути використаний для експрес-розрахунків інших показників, проте лише опосередковано характеризує енергетичну ефективність систем і не характеризує відношення виробленої ними теплової енергії та енерговитрат, потрібних для такого виробництва.

Наступним параметром, який досить часто використовується для оцінки ефективності геотермальних систем, є їх теплова потужність P_{th}. Цей параметр змінюється в діапазоні від 5 до 3600 кВт в системах відкритого типу та від 1 до 40 кВт в системах закритого типу [10 – 15]. Він істотно залежить від температури, витрати та об'ємної теплоємності теплоносія при виході на денну поверхню і є універсальним (підходить для систем відкритого та закритого типу), але має певні труднощі з визначенням, які пов'язані з визначенням температури теплоносія після термічного використання (кінцевою температурою), яка залежить від його початкової температури T_2 і практичного застосування, схем теплопостачання, а також конструкцій теплоенергетичного обладнання.

Так, у розрахунках умовного теплоенергетичного потенціалу глибинних ресурсів термальних вод рекомендується прийняти значення кінцевої температури в діапазоні 30 – 35 °С, що розраховано на максимальне використання тепла [29]. При цьому припускають, що обсяги експлуатаційних ресурсів та теплоенергетичний потенціал термальних вод при розробці водоносних горизонтів з підтримкою пластового тиску значною мірою залежатимуть від заданого рівня охолодження пласта наприкінці розрахункового періоду. Цей показник має визначатися за умови збереження первісної пластової температури поблизу вибоїв експлуатаційних свердловин протягом усього розрахункового періоду.

В умовах закритих шахт у геотермальних системах відкритого типу зі скиданням відпрацьованої води до поверхневих водотоків необхідно досягати максимального використання теплового потенціалу з доведенням температури шахтних вод до 6 °С, оскільки невикористане низькопотенційне тепло в таких

системах вважається безповоротно втраченим. У системах відкритого і закритого типу з циркуляцією теплоносія для кожного конкретного випадку з урахуванням геолого-геотермічних умов та фізико-хімічних процесів, що відбуваються під час експлуатації систем, необхідно вирішувати оптимізаційне завдання. З одного боку, максимально можливе зниження температури теплоносія на денної поверхні призводить до значного додаткового відбору тепла, а також до збільшення його щільності та відповідного зростання гідростатичного тиску в нагнітальній свердловині (ефект термопреса).

З іншого боку, надмірне зниження температури теплоносія при закачуванні призводить до збільшення його в'язкості, посиленню процесів відкладення солей, а також створює загрозу охолодження теплоносія на виході із системи. З аналізу сказаного можна зробити висновок, що температурою використаного теплоносія слід вважати таку температуру, нижче за яку не існує економічно ефективних способів її використання в даних територіально-кліматичних умовах.

У практиці використання вертикальних і горизонтальних геотермальних зондів різних конструкцій для оцінки ефективності їх роботи часто використовують параметр питомого відбору тепла з погонного метра q_s, який залежить від тих самих факторів, що і теплова потужність, але на відміну від неї може застосовуватись тільки для геотермальних систем закритого типу. В середньому його величина в залежності від властивостей навколишнього середовища змінюється від 20 до 100 Вт/м [33]. Крім того, цей параметр в умовах шахт характеризується значною мінливістю уздовж зонда внаслідок варіативності температури з глибиною і також не свідчить напряму про енергетичну ефективність систем.

Теплова енергія, що надходить з відкритих і закритих геотермальних систем, використовується в теплових насосах в якості низькопотенційного джерела тепла. Ефективність їхньої роботи оцінюється за допомогою коефіцієнта перетворення (англ. Coefficient of Performance – COP), якій залежить від температури теплоносія і температури в системі опалення

будівель, а також змінюється на практиці від 2,5 до 6 [139]. Даний параметр характеризує роботу тільки самих теплових насосів, але оскільки він враховує температуру теплоносія, цей коефіцієнт може бути використаний для порівняння геотермальних систем різних типів за умови однакової температури в системах опалення.

Ще одним параметром, за допомогою якого можна судити про ефективність закритих геотермальних систем, може служити параметр, який часто використовується в практиці теплообмінних апаратів – їх термогідродинамічна досконалість E [140]. Він може бути визначений як відношення двох видів енергії: теплоти, переданої через поверхню зонду теплоносію та потужності, витраченої на подолання їм гідродинамічного опору у процесі руху. При цьому потужність на подолання опору виражається добутком об'ємної витрати теплоносія на гідродинамічний опір.

Чим більше значення E, тим геотермальний зонд або його поверхня теплообміну більш досконала з енергетичної точки зору за інших рівних умов. Цей коефіцієнт – величина безрозмірна, тому чисельник і знаменник можна відносити до довільної, але однієї і тієї ж одиниці, наприклад, до одиниці поверхні теплообміну (тепловий показник), до одиниці маси – поверхні теплообміну (масовий показник) або до одиниці об’єму (об'ємний показник). При порівнянні зондів значення можна відносити до всієї теплоти та до всієї витраченої роботи або до одиниці поверхні, маси чи обсягу зонду.

Аналіз досвіду експлуатації зондів [141] показує, що за рівних умов зміна швидкості теплоносія по-різному впливає величини, що характеризують їх роботу: коефіцієнт теплопередачі змінюється пропорційно швидкості (або витрати) теплоносія у ступені 0,6 – 0,8, гідродинамічний опір – пропорційно швидкості у ступені 1,7 – 1,8, а потужність на прокачування теплоносія – у ступені 2,75.

Зі зростанням швидкості теплоносія потужність на його прокачування зростає значно швидше, ніж кількість переданої теплоти, тобто для певного зонду або певної поверхні теплообміну значення коефіцієнта E зменшується із

збільшенням швидкості теплоносія. Тому розраховане значення коефіцієнта не може бути абсолютною мірою термогідродинамічної досконалості закритої геотермальної системи, а має використовуватися лише при зіставленні двох та більше систем.

Окрім зазначеного коефіцієнта термогідродинамічної досконалості E, для кількісної характеристики геотермальних систем може бути використаний коефіцієнт їх корисної дії η, що визначається як відношення максимально можливої кількості теплоти, яка може бути передана теплоносію за певних умов, до реально переданої кількості теплоти. Фактично він може перевищувати 90 % [141]. При цьому максимально можлива кількість теплоти може бути виражена як добуток витрати теплоносія та його об'ємної теплоємності на повну різницю між вхідною температурою теплоносія та температурою навколишнього середовища. Незважаючи на певну універсальність цього параметру, він не свідчить про енергетичну ефективність системи, а визначає лише частку теплової енергії, яка відбирається з навколишнього середовища.

Більш універсальним показником, який також може бути використаний для оцінки ефективності геотермальних систем відкритого та закритого типу, є енергетичний параметр ξ_E, уведений авторами даного звіту раніше, що визначається як відношення отриманої від системи теплової енергії до теплового еквіваленту електричної енергії, що витрачається на роботу теплових насосів і транспортування теплоносіїв. При цьому вважається, що потрібна для роботи електроенергія виробляється шляхом спалювання викопного палива (вугілля чи газу), а теплова потужність, створена на основі шахтної води або теплоносія, порівнюється з тепловою потужністю відповідного виду палива. Цей параметр детально обґрунтований у звітах за даною НДР і згідно з виконаними розрахунками може перебувати в інтервалі від 0,8 до 4,2 [142, 143]. Параметр ξ_E пропонується застосовувати для ранжування закритих шахт України щодо ефективності використання їх теплового ресурсу. Виходячи з фізичної суті параметра ξ_E, можна сформулювати критерій енергетичної

ефективності створення геотермальних систем на шахтах: воно буде енергетично ефективним у разі $\xi_E > 1$.

Крім енергетичних критеріїв, порівняння ділянок потенційного розміщення геотермальних систем на закритих шахтах може бути виконано за допомогою економічних показників, наприклад прибутку P від їх роботи. Даний параметр у першому наближенні визначається як різниця у вартості між виробленою в геотермальній системі тепловою енергією та вартості витраченої електричної енергії, що дозволяє визначати економічну доцільність її експлуатації в конкретних умовах.

Викликані потужним впливом спалювання вугілля та газу на ТЕС та котельнях масові викиди газів та шкідливих речовин в атмосферу можуть бути зменшені за рахунок експлуатації геотермальних систем для опалення будівель, тому оцінку екологічної ефективності геотермальних систем доцільно провести також за критерієм скорочення викидів (емісії) CO_2, використовуючи параметр E_{CO2}. Цей показник оцінюється шляхом розрахунку скорочення викидів шкідливих газоподібних викидів на основі теплової потужності геотермальних систем.

Проведений аналіз параметрів і критеріїв для оцінки ефективності освоєння теплового ресурсу шахт показує, що комплексне ранжування і обґрунтований вибір найбільш сприятливих ділянок для розміщення геотермальних систем доцільно проводити за допомогою коефіцієнта перетворення теплових насосів COP, енергетичного критерію ξ_E, тепловий потужності P_{th}, прибутку P та скорочення викидів E_{CO2}. Ці параметри дозволять найбільш повно оцінити умов та обсяги теплової енергії, що виробляється геотермальними системами, з витратами електроенергії, необхідними для їх експлуатації, а також дозволять комплексно оцінити їх технологічну, енергетичну, економічну і екологічну ефективність. За наявності даних щодо мінералізації шахтних вод цей показник може бути додатково залучений до комплексної оцінки, хоча сучасне теплообмінне обладнання дозволяє знизити вплив високого вмісту солей на ефективність відбору тепла.

5.2. Дослідження базових геотехнічних, геотермальних та економічних параметрів шахт для виділення найбільш перспективних об'єктів

Виконаний аналіз параметрів і критеріїв (табл. 5.1), що можуть використовуватися при оцінюванні ефективності освоєння теплового ресурсу закритих шахт, дозволив виділити найбільш значущі з них: тепловий потік, коефіцієнт теплопровідності порід, глибина відбору теплоносія (закладення зонду), його витрата і конструкція (тип) геотермальної системи. Далі у цьому розділі наведено результати аналізу цих факторів, зокрема, закономірності їх зміни на територіях, де переважно розташовані закриті шахти Донбасу. Базові геотехнічні і геотермальні параметри 27 закритих шахт України, розташованих в центральному районі Донецького вугільного басейну (рис. 5.1-5.2) наведені в табл. 5.2.

Для розрахунку теплового потоку, карта якого на рис. 5.3 суміщена з положенням шахт, застосовувалась методика визначення середнього геотермічного градієнта в інтервалі глибин поверхня-забій та середньої теплопровідності порід у цьому інтервалі [61]. Температура нейтрального шару приймалася єдиною для території Донецького басейну (10,3 °С) і відповідає середньорічній температурі на цій місцевості. Теплопровідність пісковиків карбону прийнята рівною 2,6 Вт/м°С, суміші аргілітів і алевролітів – 1,8 Вт/м°С, вапняків – 2,2 Вт/м°С. В результаті в районах, де відкладення карбону практично не перекриті опадами мезозойського та кайнозойського віку, середня величина теплопровідності змінюється від 1,95 до 2,04 Вт/м°С. Дещо нижче теплопровідність (1,65 –1,9 Вт/м°С) у зоні, перехідній до Дніпровсько-Донецької западини (у в тому числі, в Кальміус-Торецькій і Бахмутській улоговинах). Різке збільшення вертикальної складовою теплопровідності спостерігається на Головній та Дружківсько-Костянтинівській антикліналях (до 2,3 – 2,6 Вт/м°С) через анізотропію теплопровідності шаруватої товщі, а також збільшення частки пісковиків у розрізі.

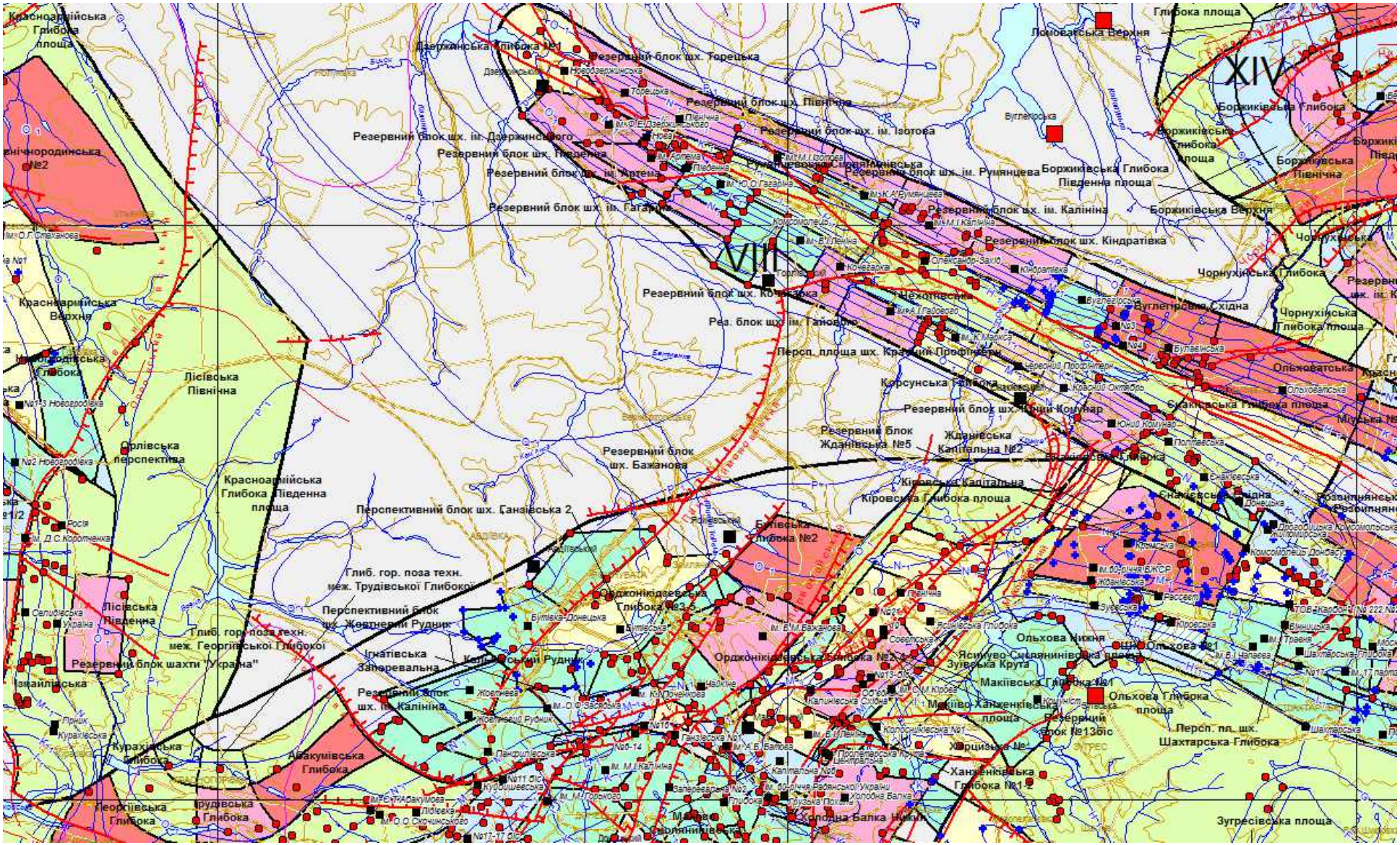


Рисунок 5.1 – Геолого-промислова карта центрального району Донецького басейну (масштаб 1:350000)

Рисунок 5.2 – Умовні позначення до рис. 5.1 (Геолого-промислова карта центрального району Донецького басейну)

Важливим чинником коректного ранжування шахт відносно ефективності використання теплового потенціалу є точність визначення (вимірювання) ключових параметрів, насамперед, теплового потоку. Результати масштабних вимірювань, представлених, зокрема, на рис. 5.7, враховують уточнення, повязані зі змінами палеоклімату, та різницею вимірюваної температури у виробках та на свіжих вибоях свердловин.

Вплив довготривалих змін палеоклімату при розрахунку значень теплового потоку на окремих ділянках враховувався на вибоях свердловин глибиною 1000 – 1400 м шляхом зниженням температури на 2,9 – 3,2°С. На Головній та Дружківсько-Костянтинівській антикліналі уводилася структурна

поправка, яка складала –7 мВт/м^2 у замку складки та 4 мВт/м^2 на крилах та плавно зростала до +1 мВт/м^2 при переході до Бахмутської улоговини. Оскільки для визначення значень теплового потоку використовувалися виміри температур на вибоях свердловин, глибина яких перевищує 1000 м, гідрогеологічна поправка не вводилася, оскільки раніше було встановлено відсутність помітного впливу низхідних вод у регіоні на цих глибинах [64].

Згідно з проведеними вимірюваннями температури у виробках та на свіжих вибоях [61], у 68% випадків (153 вимірювань) різниця між визначеними раніше та уточненими значеннями теплового потоку склала 2 – 3 мВт/м^2. При цьому відстань між свердловинами, у яких порівнювалися уточнені значення, не перевищувала 2 км. Порівнювалися також значення теплового потоку, встановлені з використанням теплопровідності, виміряної на зразках порід, відібраних безпосередньо з свердловин на відстанях не більше 5 км. У 67 % випадків різниця становить 6 – 7 мВт/м^2. Така точність визначень теплового потоку дозволяє проводити ізолінії через 5 мВт/м^2. Це відповідає відносній похибці до 10% для теплового потоку, від якого визначається геотермальних градієнт та розраховується температура порід, що оточують затоплені виробки. Для середнього значення геотермального градієнта 0,0315 °С/м похибка визначення температури порід за формулою (3.9) для глибин до 1200 м не перевищить 8%.

За результатами вимірювань у [61] було побудовано карту теплового потоку Донбасу, яка на рис. 5.7 зіставлена з положенням закритих шахт. Закономірності територіального розподілу геотермального потоку були проаналізовані у підрозділі 5.2. За результатами статистичної обробки даних (табл. 5.3) геотермічний градієнт Γ в межах даної території змінюється від 0,0278°С/м до 0,0389 °С/м відповідно до змін глибинного теплового потоку Землі (питомого геотермального потоку) q переважно в межах від 50 до 70 мВт/м^2.

Таблиця 5.2 – Геотехнічні та геотермальні параметри закритих шахт України

Шахта	Координати		q, мВт/м^2	$Г$, °С/м	Глибина затоплення, м		T_2, °С	L_{min}, км	$P_{вт}$, кВт
	Ширина	Довгота			від	до			
«Селидівська»	48°06'31″	37°18'40"	52,0	0,0278	41,5	577	17,8	0,5	10
№ 2 «Новогродівська»	48°11'41"	37°19'13"	56,0	0,0306	83,6	585	19,4	1,2	24
Д.С. Коротченка	48°09'09"	37°19'48"	54,0	0,0306	30	505	17,4	0,7	14
Ізотова	48°22'12"	37°59'39"	61,0	0,0333	400	990	32,3	1,2	24
«Олександр-Захід»	48°18'03"	38°12'28"	51,0	0,0278	702	1055	33,6	0,8	16
«Кондрат'євка»	48°18'23"	38°11'39"	53,0	0,0278	665	980	32,1	1,5	30
«Вуглегірська»	48°17'22"	38°15'36"	62,0	0,0333	472	820	30,7	1,3	26
«Булавінська»	48°15'46"	38°19'55"	60,0	0,0333	447	650	27,4	0,8	16
«Ольховатська»	48°14'09"	38°25'44"	54,0	0,0306	214	565	21,1	1,1	22
Рум'янцева	48°20'41"	38°03'36"	52,0	0,0306	992	1090	41,0	1,2	24
Артема	48°26'38"	38°43'45"	51,0	0,0278	270	1200	29,7	0,9	18
Гагаріна	48°21'22"	37°56'25"	64,0	0,0361	251	948	30,8	1,3	26
«Комсомолець Донбасу»	48°08'43"	38°24'09"	53,0	0,0306	462	1070	32,6	0,7	14
Леніна	48°19'25"	38°00'28"	61,0	0,0333	474	1190	36,9	0,8	16
«Кочегарка»	48°18'27"	38°02'44"	63,0	0,0361	483	1050	36,8	1,5	30
Карла Маркса	48°16'04"	38°08'48"	61,0	0,0333	756	1000	38,4	1,6	32
«Червоний Профінтерн»	48°15'01"	38°11'50"	59,0	0,0333	766	975	38,2	1,1	22
«Полтавська»	48°12'20"	38°20'01"	57,0	0,0306	252	475	20,3	0,8	16
«Єнакіївська»	48°11'16"	38°21'56"	53,0	0,0306	253	493	20,6	0,9	18
«Родіна»	48°41'26"	38°30'41"	56,0	0,0306	361	643	24,6	1,2	24
«Первомайська»	48°39'47"	38°34'36"	55,0	0,0306	318	764	25,7	1,5	30
Кірова	48°03'54"	38°05'36"	58,0	0,0333	365	428	22,4	1,3	26
«Сокологорівська»	48°39'47"	38°34'36"	56,0	0,0306	374	742	26,3	1,4	28
«Голубівська»	48°38'14"	38°37'21"	50,0	0,0278	387	444	20,8	1,5	30
«Бежанівська»	48°36'48"	38°40'49"	52,0	0,0278	120	307	15,2	0,8	16
Гайового	48°16'59"	38°05'23"	70,0	0,0389	439	1095	38,9	1,1	22
60 років радянської України	47°59'08"	37°59'04"	67,0	0,0361	120	1018	29,7	1,5	30

Крім значень теплового потоку q, в табл. 5.2 наведені координати закритих шахт, діапазон глибин їх затоплення, оцінену температуру шахтних вод, мінімальна відстань до потенційних місцевих споживачів теплової енергії L_{min} та її втрат під час транспортування.

Відстань L_{min} визначалася як відстань між місцем розташування водовідливу до найближчої житлової зони у поруч розташованому населеному пункті таким чином, де попит на теплову енергію порівняний з тепловою потужністю геотермальної системи, яка оцінювалася аналогічно [10].

Температура шахтних вод T_2 визначалася як середнє значення температур на верхній та нижній межі затоплення шахт з врахуванням потужності і геотермічного градієнту покривних порід, а також охолодження води під час підйому на 1 °С. При цьому робилося припущення про рівномірний розподіл об'єму гірничих виробок у межах відпрацьованої товщі та змішування шахтних вод з різних горизонтів в процесі відбору. Це припущення базується на висновках моделювання течії шахтних вод за моделлю гідравлічної течії та теплоперенесення у геотермальній системі відкритого типу, що була розроблена та протестована у підрозділі 4.3. Зокрема, було показано, що у стаціонарному режимі течії температура визначається насамперед не положенням насосу, що відбирає воду, а гідравлічним опором систем виробок; отже, за умови їх рівномірного розподілу допустимо прийняти середнє значення температур порід в діапазоні глибини затоплення. У разі нерівномірного розподілу виробок цьому діапазоні оцінені значення можуть відхилятися на 2 – 3 °С від оціненого середнього значення температури.

При розрахунках втрат тепла $P_{вт}$ при його передачі потенційним споживачам використовувалися рекомендації [144], згідно з якими в розташованих на відкритому повітрі ізольованих трубах діаметром 100 – 150 мм при середній температурі теплоносія 55 °С питома нормативна величина теплових втрат з одного метра труби знаходиться в діапазоні 15 – 20 Вт/м. Тому параметр $P_{вт}$ визначався множенням максимально можливих питомих втрат тепла (20 Вт/м) на мінімальну відстань L_{min} до споживачів теплової енергії.

Особливості розподілу теплового потоку та геотермічного градієнту у межах розглянутих 27 шахт за результатами статистичної обробки представлені у табл. 5.3 та на рис. 5.3.

Таблиця 5.3 – Статистичні параметри теплового потоку *q*, геотермічного градієнту *Г* та оціненої температури шахтних вод T_2 для об'єктів у табл. 5.2

Параметр	*q*, мВт/м^2	*Г*, °С/м	T_2, °С
Інтервал (мінімум – максимум)	50 – 70	0,0278 – 0,0389	15,2 – 41,0
Середнє	57,07	0,0315	28,17
Медіана	56	0,0306	29,70
Стандартне відхилення	5,22	0,0029	7,56
Коефіцієнт варіації	0,092	0,094	0,268

Рисунок 5.3 – Впорядковані значення оціненої температури шахтних вод в інтервалі затоплення (табл. 5.2), суміщені зі значеннями геотермічного градієнту

Статистичний аналіз показує більшу мінливість температури шахтних вод порівняно з геотермічним градієнтом та питомим геотермальним потоком, що викликано впливом геотехнічних умов (глибина виробок) на тлі більш

стабільних значень природних чинників. При цьому коефіцієнт кореляції між температурою та питомим геотермальним потоком 0,46 є статистично значущим з довірчою ймовірністю 0,98; тобто незважаючи на більшу мінливість геотехнічних умов (зокрема, глибина виробок) більший геотермічних градієнт є сприятливим чинником для встановлення геотермальної системи.

Більшість із шахт, що розглядаються, розташовані на території гірничодобувних міст України (Новогродівка, Горлівка, Єнакієве) або знаходяться в безпосередній близькості від них. Це зумовлює близькість потенційних споживачів теплової енергії, яка може бути вироблена на цих шахтах за допомогою геотермальних систем різних типів. Згідно з проведених оцінювань величини L_{max} (табл. 5.2) за допомогою сервісу Google Map, відстань до місцевих споживачів тепла зі значною потребою в тепловій енергії не перевищує 1,6 км, що обумовлює транспортувальні втрати теплової енергії до 32 кВт. Ця величина є в цілому прийнятною для геотермальних систем відкритого типу з тепловою потужністю P_{th} понад 500 кВт (6 – 7 % втрат теплової енергії при її транспортуванні) для теплопостачання будівель житлового і господарського призначення, розташованих у населених пунктах в безпосередній близькості від шахт. Однак такі відстані є неприйнятними для малих геотермальних систем, переважно закритого типу (геотермальних зондів) з тепловою потужністю P_{th} до 200 кВт, які доцільно використовувати безпосередньо в межах колишнього шахтного поля, наприклад, для створення тепличного господарства.

5.3 Каталог і ранжування шахт Донбасу за потенціалом використання їх теплового ресурсу

Каталог закритих шахт на території Донбасу за ефективністю використання їх теплового ресурсу створено на основі даних, наведених у табл. 5.2, з додаванням розрахункових параметрів. Каталог є відкритим і буде

поповнюватися при оновленні даних або отриманні даних для тих шахт, дані про які ще відсутні в каталозі.

Серед параметрів, проаналізованих у підрозділі 5.1 для оцінки ефективності застосування геотермальних систем на закритих шахтах, найбільш комплексним є енергетичний параметр ξ_E, який враховує баланс енергії при роботі геотермальної системи на основі як геотехнічних показників (діапазон зони затоплення, робота водовідливу тощо), так і параметрів геотермального потоку, при цьому дозволяє оцінювати також екологічну ефективність. Однак інші параметри через їх поширеність також мають бути врахованими при оцінювання теплового ресурсу шахт. Тому для оцінювання та ранжування потенційних ділянок для розміщення геотермальних систем (табл. 5.2) використовувались п’ять параметрів, проаналізованих в підрозділі 5.1: коефіцієнт перетворення теплових насосів COP, максимальна теплова потужність P_{th}, енергетичний параметр ξ_E, прибуток від роботи системи P (експлуатаційний дохід як різниця між вартістю теплової та електричної енергії) та скорочення викидів CO_2 E_{CO2} за рахунок зменшення використання викопного палива. Формули для розрахунку цих параметрів представлені у підрозділі 2.1.

Базовими показниками при ранжуванні є коефіцієнт перетворення COP та теплова потужність P_{th}, на основі яких з залученням параметрів підйому води розраховується енергетичний параметр ξ_E і енергетичний баланс геотермальної системи. За параметрами P_{th} та ξ_E із залученням величин тарифів та показників спалювання викопного палива розраховуються економічні показники та скорочення викидів CO_2. Таким чином, показники прибутку P та скорочення викидів E_{CO2} залежать від трьох попередніх, але включають додаткові складові, тому несуть важливу додаткову інформацію і мають бути враховані як у комплексі, так і окремо.

Отже, у ранжуванні шахт виконано як за п’ятьма показниками окремо, так і за комплексним показником K_Σ, який визначається таким чином

$$K_\Sigma = \frac{K_{COP} + K_{Pth} + K_\xi + K_P + K_{ECO2}}{5K_{\Sigma,\max}} \cdot 100\% \qquad (5.1)$$

де $K_{COP}, K_{Pth}, K_{\xi}, K_{P}, K_{ECO2}$ – ранги оцінюваного об’єкта (шахти) у порядку зростання у загальному списку, впорядкованого за значенням відповідного параметра,

$K_{\Sigma,\max}$ – максимальне значення відповідного рангу, яке співпадає з кількістю елементів списку (кількістю вибраних для аналізу шахт).

Уведення відносної шкали та застосування рангів за окремими показниками дозволяє на основі загального ранжування визначати також переваги об’єктів у різних аспектах застосування геотермальних систем.

При виконанні оцінок приймалися такі припущення:

– шахтна вода відбирається нижче на 10 м її рівня;

– технологічні і конструктивні параметри насосів для підйому води однакові для всіх ділянок і відкритих геотермальних систем;

– у безповоротних відкритих геотермальних системах витрати енергії на підйом шахтних вод не враховуються, оскільки вони включені до витрат на постійну роботу водовідливів для підтримки гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод;

– геотермальні зонди встановлюються на всю потужність зони обводнення;

– теплової потенціал шахтних вод повністю використовується на денній поверхні з охолодженням температури термічно відпрацьованої води до 6 °С;

– втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до місцевих споживачів враховуються при розрахунку теплової потужності лише систем відкритого типу і не враховуються при транспортування тепла від систем закритого типу, оскільки останні доцільно використовувати лише на близьких відстанях від місця водовідливу;

– вартість теплової енергії від експлуатації системи розраховується за період опалювального сезону тривалістю 3600 годин (150 діб).

Спочатку було виконано ранжування шахт за умови експлуатації на них відкритих безповоротних систем із скиданням відпрацьованих вод у поверхневі водотоки при існуючих показниках водовідливу Q (табл. 5.4, 5.5, рис. 5.4).

Таблиця 5.4 – Вихідні дані для ранжування відкритих безповоротних геотермальних систем на закритих шахтах Донбасу при існуючому режимі водовідливу

Шахта	Q, млн. м^3/рік	P_{th}, МВт	COP, –	ξ_E, –	P, тис. грн. за сезон	E_{CO2}, кт
№ 1-3 «Новогродівська»	3,74	14,04	7,88	3,50	62,46	9,91
Артема	4,20	13,23	6,47	2,88	56,91	8,52
Голубівська	2,93	5,76	4,79	2,13	23,12	3,02
Кірова	0,96	2,09	5,03	2,23	8,50	1,14
Леніна	1,65	6,78	9,05	4,02	30,77	5,03
Вуглегірська	6,35	20,87	6,74	3,00	90,46	13,73
Полтавська	0,82	1,56	4,73	2,10	6,25	0,81
Червоний Профінтерн	5,70	24,41	9,74	4,33	111,74	18,53

Таблиця 5.5 – Ранжування ефективності відкритих безповоротних геотермальних систем на закритих шахтах Донбасу при існуючому режимі водовідливу

Шахта	Q, млн. м^3/рік	ранг P_{th}	Ранг COP	Ранг ξ_E	Ранг P	Ранг E_{CO2}	K_Σ, %
№ 1-3 «Новогродівська»	3,74	6	6	6	6	6	75,0
Артема	4,20	5	4	4	5	5	57,5
Голубівська	2,93	3	2	2	3	3	32,5
Кірова	0,96	2	3	3	2	2	30,0
Леніна	1,65	4	7	7	4	4	65,0
Вуглегірська	6,35	7	5	5	7	7	77,5
Полтавська	0,82	1	1	1	1	1	12,5
Червоний Профінтерн	5,70	8	8	8	8	8	100,0

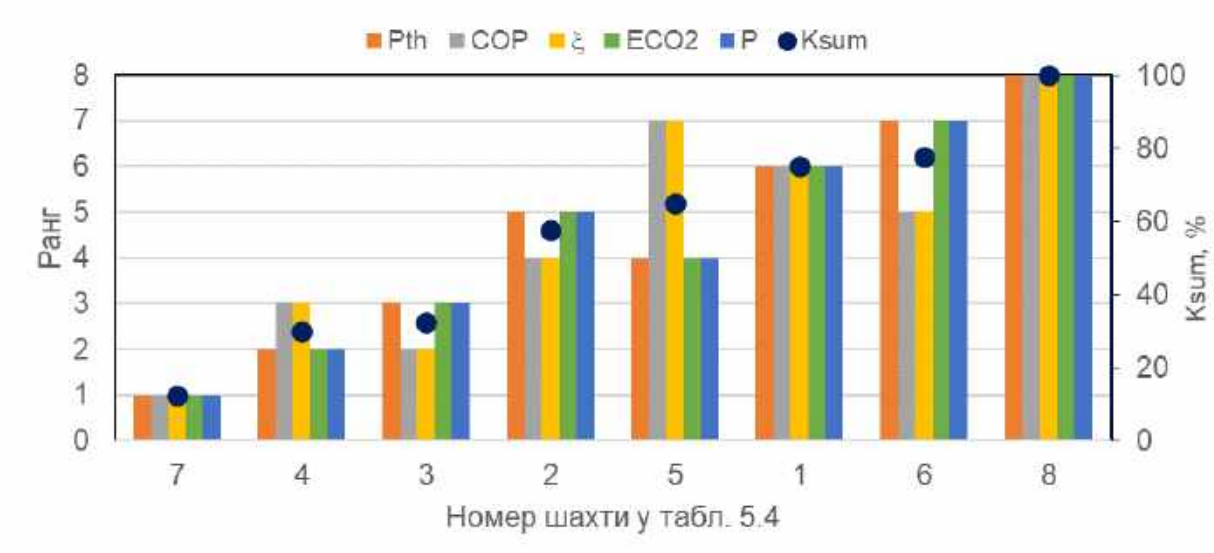


Рисунок 5.4 – Результати ранжування відкритих безповоротних геотермальних систем, що можуть бути розміщені на закритих шахтах

Максимальна теплова потужність систем оцінюється в діапазоні від 1,56 МВт до 24,41 МВт, коефіцієнт перетворення теплового насосу при роботи таких системи від 4,73 до 9,74, енергетичний критерій – від 2,1 до 4,33. Використання газу замість вугілля як палива для виробництва електроенергії підвищує енергоефективність потенційних геотермальних систем приблизно на 20%, що пов'язано з вищим ККД газових електростанцій у порівнянні з вугільними.

Середні значення енергетичного критерію відкритою безповоротної геотермальної системи складає 3,02, коефіцієнту перетворення – 6,08, теплової потужності – 11,09 МВт. При цьому найбільші показники ефективності характерні для шахт Червоний Профінтерн (ξ_E = 4,33) і Леніна (ξ_E = 4,02)і, що обумовлено потужним водовідливом на цих шахтах і більшою порівняно з іншими ділянками температурою шахтних вод. Також ці шахти характеризуються найбільшим коефіцієнтом COP. Значення $\xi_E > 4$ означає, що робота геотермальної системи майже у чотири рази збільшує теплову продуктивність порівняно зі опаленням на основі вугілля. друге місце за тепловою потужністю посідає шахта Вуглегірська (20,87 МВт), що обумовлено значним об’ємом водовідливу (6,35 млн. м^3/рік). Проте, через відносно

невисоку температуру шахтних вод (20,87 °С) ця шахта займає лише п’яте місце за критерієм енергоефективності. Найменші показники ефективності визначені для шахт Полтавська (ξ_E = 2,1) і Голубівська (ξ_E = 2,66), що пов'язано насамперед з нижчою температурою шахтних вод.

Отримані дані однозначно свідчать про ефективність встановлення відкритих безповоротних геотермальних системи на базі шахт і Червоний Профінтерн (K_Σ = 100%), Вуглегірська (K_Σ = 77,5%) і № 1-3 «Новогродівська» (K_Σ = 75%). У зв'язку з тим, що перші дві шахти на даний момент часу розташовані на непідконтрольній території, в подальших дослідженнях вони розглядатися не будуть.

Ранжування закритих шахт було проведено також за умови розміщення на їх бази відкритих циркуляційних систем, які передбачають відбір шахтних вод на денну поверхню, їх використання в тепловому насосі та зворотній скид термічно використаних вод у шахту. Для оцінок були зроблені ті самі припущення, що й для відкритих безповоротних систем. Розрахунки проводилися при величині водовідливу 250 м^3/доб.

Відкриті циркуляційні системи (табл. 5.6, 5.7, рис. 5.5 – 5.7) порівняно з безповоротними системами (рис. 5.4) дозволяють створити значно меншу теплову потужність і відносну енергетичну ефективність через урахування додаткових витрат на електроенергію, необхідних для підтримання циркуляції шахтних вод. Середнє значення критерію ξ_E циркуляційних систем складає 1,85, на відміну від безповоротних, для яких ξ_E = 3,02 в тому ж регіоні. Це означає, що за допомогою циркуляційних систем за допомогою електроенергії з тепловим еквівалентом 1 кВт·ч у середньому для розглянутих систем можна виробити лише 1,85 кВт·ч теплової енергії, тобто 0,85 кВт·ч додатково. Загалом по всіх 27 шахтах параметр ξ_E змінюється від 1,25 до 2,72.

Коефіцієнт перетворення СОР циркуляційних систем змінюється у більш широких межах: від 4,12 до 11,76 при середньому значенні 6,66, яке близьке до середнього значення для безповоротних систем (6,08). При цьому теплова

потужність циркуляційної системи залежить від глибини занурення насоса та збільшення витрати водовідливу.

Найбільші значення енергетичного параметру ξ_E для циркуляційних систем (2,72) характерні для шахти Гайового, з доволі високою очікуваною температурою шахтних вод (38,9 °С). Найбільший коефіцієнт перетворення теплового насосу (11,76) може бути досягнуто для шахти Рум'янцева, де прогнозується найбільша температура шахтних вод (41 °С). Більш низький енергетичний параметр для цієї шахти пояснюється необхідністю більшого заглиблення відцентрового насоса для відбору води і пов'язаними з цим додатковими витратами електроенергії на тлі незначного зростання температури шахтних вод на 2,1 °С.

Максимальна теплова потужність (401,9 кВт) також характерна для шахти Рум'янцева внаслідок найбільшої температури шахтних вод (табл. 5.6). Найменші показники ефективності характерні для шахт Голубівська (ξ_E = 1,25) і Бежанівська (ξ_E = 1,39) та пов'язані з незначною температурою шахтних вод (15 – 20 °С).

Таким чином, виконане за допомогою запропонованих критеріїв ранжування закритих шахт Донбасу щодо ефективності експлуатації на їх базі циркуляційних систем відкритого типу показало, що найбільш перспективними ділянками для установки таких систем є шахти Гайового (K_Σ = 95%), Рум'янцева (K_Σ = 87,1%) і Леніна (K_Σ = 87,1%). Однак ці шахти знаходяться на неконтрольованій території, тому як потенційні ділянки розташування циркуляційних систем, що знаходяться на контрольованій території, надалі розглядатимуться шахти Д.С. Коротченка (K_Σ = 19,3%), Селидівська (K_Σ = 22,9%) і № 2 «Новогродівська» (K_Σ = 24,3%).

Таблиця 5.6 – Вихідні дані для ранжування циркуляційних геотермальних систем відкритого типу на закритих шахтах Донбасу (H_{dr} – глибина відбору води)

Шахта	H_{dr}, м	P_{th}, кВт	COP, –	ξ_E, –	P, тис. грн. за сезон	E_{CO2}, т
«Селидівська»	51,5	133,6	4,41	1,79	507,5	58,1
№ 2 «Новогродівська»	93,6	139,1	4,61	1,75	524,0	58,7
Д.С. Коротченка	40	124,3	4,36	1,79	472,5	54,3
Ізотова	410	295,7	7,23	2,07	1177,0	151,0
«Олександр-Захід»	712	320,0	7,68	1,76	1208,8	136,5
«Кондрат'євка»	675	287,0	7,16	1,65	1059,2	112,0
«Вуглегірська»	482	273,9	6,74	1,81	1045,6	121,4
«Булавінська»	457	244,5	5,95	1,64	899,4	94,3
«Ольховатська»	224	161,7	4,84	1,57	584,1	57,9
Рум'янцева	1002	401,9	11,76	2,00	1584,1	198,8
Артема	280	269,5	6,47	2,10	1076,4	139,3
Гагаріна	261	275,2	6,77	2,22	1116,5	149,4
«Комсомолець Донбасу»	472	309,7	7,33	2,02	1223,2	154,3
Леніна	484	359,2	9,05	2,41	1487,1	207,4
«Кочегарка»	493	344,4	9,02	2,34	1416,8	195,0
Карла Маркса	766	361,8	9,88	2,04	1434,5	182,5
«Червоний Профінтерн»	776	368,8	9,74	2,04	1460,5	185,4
«Полтавська»	262	158,0	4,73	1,47	554,2	49,7
«Єнакіївська»	263	159,5	4,77	1,48	561,5	51,0
«Родіна»	371	201,5	5,39	1,55	724,0	70,5
«Первомайська»	328	210,0	5,61	1,68	779,9	84,0
Кірова	375	172,9	5,03	1,40	592,4	48,5
«Сокологорівська»	384	218,3	5,71	1,63	801,9	83,7
«Голубівська»	397	149,5	4,79	1,25	483,1	29,8
«Бежанівська»	130	95,3	4,12	1,39	326,2	26,6
Гайового	449	378,4	10,22	2,72	1610,1	236,5
60 років радянської України	130	257,8	6,48	2,44	1070,2	150,1

Таблиця 5.7 – Ранжування циркуляційних геотермальних систем відкритого типу на непрацюючих шахтах Донбасу (H_{nas} – глибина відбору води)

Шахта	H_{dr}, м	Ранг P_{th}	Ранг COP	Ранг ξ_E	Ранг P	Ранг E_{CO2}	$K_{\sum}$, %
«Селидівська»	51,5	3	3	14	4	8	22,86
№ 2 «Новогродівська»	93,6	4	4	12	5	9	24,29
Д.С. Коротченка	40	2	2	15	2	6	19,29
Ізотова	410	19	19	21	19	20	70,00
«Олександр-Захід»	712	21	21	13	20	16	65,00
«Кондрат'євка»	675	18	18	10	15	14	53,57
«Вуглегірська»	482	16	16	16	14	15	55,00
«Булавінська»	457	13	13	9	13	13	43,57
«Ольховатська»	224	8	8	7	8	7	27,14
Рум'янцева	1002	27	27	17	26	25	87,14
Артема	280	15	14	22	17	17	60,71
Гагаріна	261	17	17	23	18	18	66,43
«Комсомолець Донбасу»	472	20	20	18	21	21	71,43
Леніна	484	23	23	25	25	26	87,14
«Кочегарка»	493	22	22	24	22	24	81,43
Карла Маркса	766	24	25	20	23	22	81,43
«Червоний Профінтерн»	776	25	24	19	24	23	82,14
«Полтавська»	262	6	5	4	6	4	17,86
«Єнакіївська»	263	7	6	5	7	5	21,43
«Родіна»	371	10	10	6	10	10	32,86
«Первомайська»	328	11	11	11	11	12	40,00
Кірова	375	9	9	3	9	3	23,57
«Сокологорівська»	384	12	12	8	12	11	39,29
«Голубівська»	397	5	7	1	3	2	12,86
«Бежанівська»	130	1	1	2	1	1	4,29
Гайового	449	26	26	27	27	27	95,00
60 років радянської України	130	14	15	26	16	19	64,29

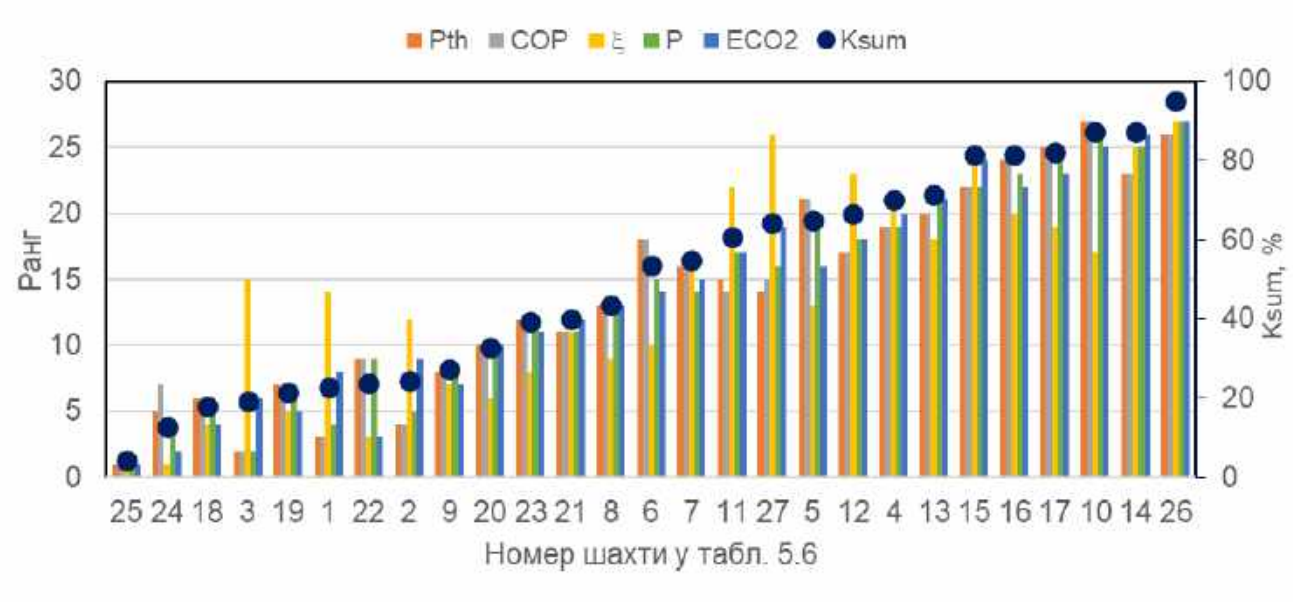


Рисунок 5.5 – Результати ранжування циркуляційних геотермальних систем відкритого типу, що можуть бути розміщені на непрацюючих шахтах

Крім оцінювання ефективності розміщення геотермальних систем відкритого типу на непрацюючих шахтах Донбасу також було виконано оцінку ефективності роботи та відповідне ранжування систем закритого типу на основі використання геотермальних зондів на цих ділянках (табл. 5.8, 5.9, рис. 5.6). Для розрахунків були використані такі параметри експлуатації зондів: тип зондів – коаксіальний, середня термостійкість зондів 0,2 м°С/Вт; питома середня втрата тиску 1 мбар на 1 м зонда плюс 30 мбар в трубках теплообмінника на поверхні; максимальна температура в контурі опалення 55 °С, ККД теплового насоса 0,5; тривалість опалювального періоду 3600 год. Також передбачалося, що вугілля буде використовується як паливо для виробництва електроенергії при оцінці потенціалу зменшення CO_2.

Значення термостійкості коаксіального зонда (0,2 м·°С/Вт) відповідає діапазону термостійкості цих типів зондів, але не є мінімальними і тому отримані оцінки теплової потужності та ефективності її використання ξ_E є консервативними. Зміна теплового опору зонда змінює абсолютні значення теплової потужності, але не впливає на порядок розподілу потенційних місць розташування геотермальних систем, який залежить від співвідношень розрахованих параметрів для різних об’єктів.

Згідно виконаного аналізу встановлено, що переважними місцями, визначеними за ранжуванням шахт щодо використання коаксіальних зондів на Донбасі, є шахта Артема (K_Σ = 96,4%), Леніна (K_Σ = 92,9%), Гайового (K_Σ = 89,3%), 60 років Радянської України (K_Σ = 85,7%), Кочегарка (K_Σ = 81,4%). Середнє очікуване значення питомого відбору тепла коаксіальними зондами у шахтах Донбасу становить досить значну величину 115 Вт/м. що у кілька разів перевищує значення цього показника для приповерхневих геотермальних зондів. Це пов’язано з великою глибиною ділянок потенційного розміщення зондів та значними температурами на цих глибинах.

Визначені найбільш перспективні ділянки для геотермальних систем закритого типу з найвищим показником K_Σ розташовані на непідконтрольній території. Серед проаналізованих при ранжуванні ділянок системи закритого типу можуть бути встановлені на шахтах Селидівської групи: № 2 «Новогродівська» з K_Σ = 47,1%, Селидівська з K_Σ = 41,4% та Д.С. Коротченка з з K_Σ = 36.4%.

Коефіцієнт перетворення теплового насосу від роботи геотермального зонду змінюється в інтервалі від 3,39 до 4,68 при середньому значенні цієї величини 3,86, що менше цього показника для відкритих безповоротних (5,07) та циркуляційних (4,88) систем. Для шахт, стосовно яких отримано найбільші значення ξ_E, характерні максимальні значення питомий теплової продуктивності зонда, температури теплоносія і скорочення викидів CO_2.

Результати ранжування шахт за розглянутими п’ятьма параметрами дуже подібні до результатів ранжування комплексним параметром K_Σ на відміну від систем відкритого типу. Це пояснюється суттєвим впливом водовідливу або витрати циркуляції шахтної води на результат ранжування, у той час як результати ранжування для систем закритого типу переважно визначаються відносно стабільними геотермічними умовами, зокрема, закономірним розподілом температури з глибиною.

Таблиця 5.8 – Вихідні дані для ранжування геотермальних систем закритого типу на непрацюючих шахтах Донбасу (H_w – потужність зони обводнення)

Шахта	H_w, м	P_{th}, кВт	COP, –	ξ_E, –	P, тис. грн. за сезон	E_{CO2}, т
«Селидівська»	536	33,8	3,66	1,47	73,0	10,71
№ 2 «Новогродівська»	501	35,7	3,68	1,48	76,7	11,49
Д.С. Коротченка	475	29,0	3,61	1,45	63,5	8,93
Ізотова	590	80,1	4,19	1,70	150,1	32,58
«Олександр-Захід»	353	50,2	3,83	1,52	104,9	17,05
«Кондрат'євка»	315	42,3	3,74	1,48	90,8	13,65
«Вуглегірська»	348	44,4	3,77	1,51	93,7	14,83
«Булавінська»	203	22,6	3,55	1,39	51,8	6,29
«Ольховатська»	351	28,0	3,60	1,44	61,9	8,44
Рум'янцева	98	17,6	3,50	1,28	43,9	3,76
Артема	930	113,7	4,68	1,90	190,3	53,26
Гагаріна	697	89,4	4,31	1,76	162,0	38,09
«Комсомолець Донбасу»	608	83,5	4,23	1,72	155,0	34,37
Леніна	716	113,6	4,68	1,90	190,2	53,20
«Кочегарка»	567	89,8	4,32	1,76	163,1	38,17
Карла Маркса	244	40,6	3,73	1,47	87,8	12,85
«Червоний Профінтерн»	209	34,5	3,66	1,44	76,5	10,35
«Полтавська»	223	16,9	3,50	1,37	39,1	4,54
«Єнакіївська»	240	18,5	3,51	1,38	42,6	5,08
«Родіна»	282	27,3	3,59	1,43	61,0	8,06
«Первомайська»	446	45,9	3,78	1,52	95,9	15,57
Кірова	63	5,4	3,39	1,20	14,5	0,88
«Сокологорівська»	368	38,8	3,71	1,49	83,2	12,53
«Голубівська»	57	4,4	3,39	1,14	12,4	0,55
«Бежанівська»	187	9,3	3,43	1,33	22,2	2,29
Гайового	656	111,0	4,64	1,89	187,2	51,64
60 років радянської України	898	110,3	4,62	1,89	186,0	51,25

Таблиця 5.9 – Ранжування геотермальних систем закритого типу (зондів) на непрацюючих шахтах Донбасу (H_w – потужність зони обводнення)

Шахта	H_w, м	Ранг P_{th}	Ранг COP	Ранг ξ_E	Ранг P	Ранг E_{CO2}	$K_{\sum}$, %
«Селидівська»	536	11	11	13	11	12	41,43
№ 2 «Новогродівська»	501	13	13	14	13	13	47,14
Д.С. Коротченка	475	10	10	11	10	10	36,43
Ізотова	590	20	20	20	20	20	71,43
«Олександр-Захід»	353	19	19	19	19	19	67,86
«Кондрат'євка»	315	16	16	15	16	16	56,43
«Вуглегірська»	348	17	17	17	17	17	60,71
«Булавінська»	203	7	7	7	7	7	25,00
«Ольховатська»	351	9	9	10	9	9	32,86
Рум'янцева	98	5	5	3	6	4	16,43
Артема	930	27	27	27	27	27	96,43
Гагаріна	697	22	22	23	22	22	79,29
«Комсомолець Донбасу»	608	21	21	21	21	21	75,00
Леніна	716	26	26	26	26	26	92,86
«Кочегарка»	567	23	23	22	23	23	81,43
Карла Маркса	244	15	15	12	15	15	51,43
«Червоний Профінтерн»	209	12	12	9	12	11	40,00
«Полтавська»	223	4	4	5	4	5	15,71
«Єнакіївська»	240	6	6	6	5	6	20,71
«Родіна»	282	8	8	8	8	8	28,57
«Первомайська»	446	18	18	18	18	18	64,29
Кірова	63	2	2	2	2	2	7,14
«Сокологорівська»	368	14	14	16	14	14	51,43
«Голубівська»	57	1	1	1	1	1	3,57
«Бежанівська»	187	3	3	4	3	3	11,43
Гайового	656	25	25	25	25	25	89,29
60 років радянської України	898	24	24	24	24	24	85,71

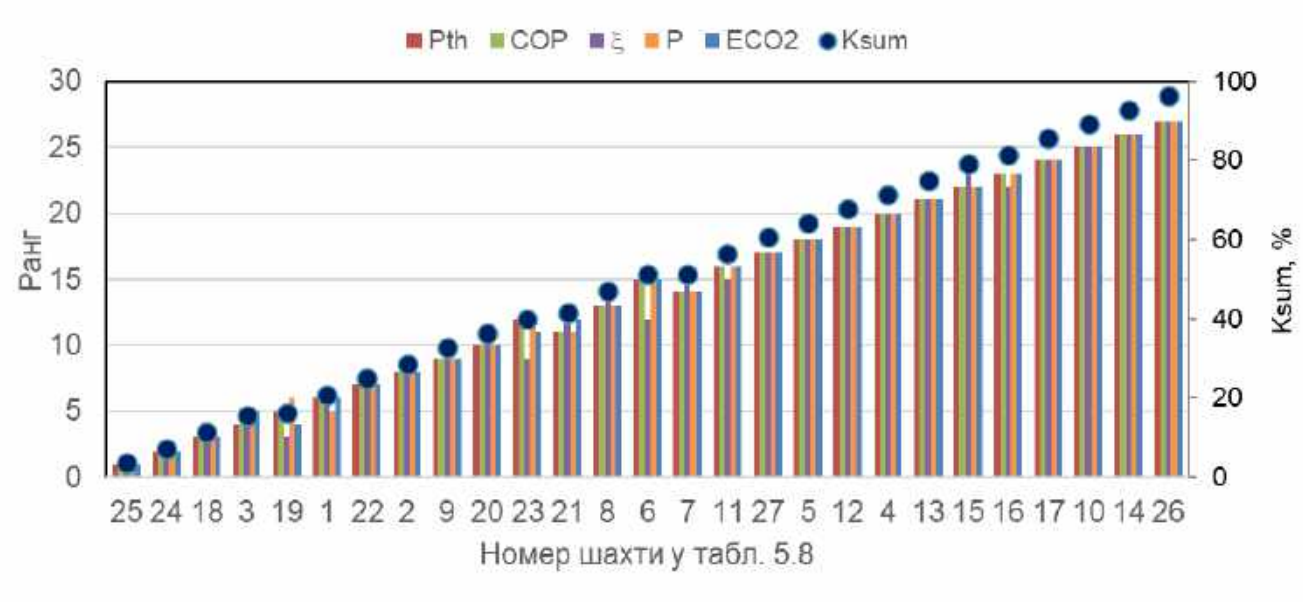


Рисунок 5.6 – Результати ранжування циркуляційних геотермальних систем відкритого типу, що можуть бути розміщені на непрацюючих шахтах

Результати ранжування закритих шахт стосовно ефективності на їх території геотермальних систем дозволяють визначати пріоритетність ділянок в технічному, економічному та екологічному аспектах, робити попередні висновки щодо техніко-економічної доцільності встановлення та кількісно оцінювати потенціал використання теплового ресурсу непрацюючих шахт.

Запропонований підхід до ранжування може бути застосований і для інших шахт, крім вугільних, з існуючим теплових потенціалом. Підхід до оцінювання не претендує на всеосяжність і може бути доповнений шляхом урахування, наприклад, перетоків між сусідніми шахтами, капітальних витрат, деталізації теплових потреб місцевих споживачів, параметрів окупності геотермальних систем тощо. Однак слід розуміти, що деталізація методики оцінювання часто не забезпечується наявними даними, тому запропонований підхід на даному рівні інформаційного забезпечення представляється збалансованим. Наступним кроком до освоєння теплового ресурсу є вивчення властивостей відпрацьованого порідного масиву та наявної інфраструктури на території шахт Селідівскої групи, що буде розглянуто у наступному розділі даного звіту.

6. ОЦІНКИ ВЛАСТИВОСТЕЙ ВУГЛЕПОРІДНИХ МАСИВІВ ШАХТ ТА МОЖЛИВОСТЕЙ ВИКОРИСТАННЯ ІСНУЮЧОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ ДЛЯ СТВОРЕННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ МОДУЛІВ

6.1 Комплексний аналіз натурних вимірювань гідродинамічних характеристик відпрацьованих масивів вугільних шахт Донбасу

Як було визначено у попередньому розділі, одними з доступних для практичного використання тепла шахтних вод на контрольованій території є шахти Селідівської групи. Для обґрунтувань щодо створення та експлуатації геотермальних модулів на їх території необхідні значення фільтраційних параметрів, швидкості водної міграції, водоприпливи, та об’єми затопленого простору. Починаючи з середини 1990-х рр., коли почалась підготовка до закриття шахт, натурні дослідження фільтраційних параметрів та характеристик у затоплених шахтах на цій території практично не проводилися через досить обмежений доступ до підземних виробок закритих підприємств та відсутність відповідних дозволів. Однак, враховуючи аналогію гірничо-геологічних умов, для цього можуть бути залучені результати натурних вимірювань, проведених протягом експлуатації шахт за матеріалами ВО Укрвуглегеологія», ДП «Донбасгеологія», ДВАТ «Артемвугілля», «Орджонікідзевугілля», «Дзержинськвугілля» та ПДП «Артемівська гідрогеологічна партія» [129, 145 – 149]. Ці параметри можуть визначалися на основі вимірювань на спостережної мережі свердловин та наявних планів гірничих робіт.

Визначення проникності порід. Опробування свердловин здійснювалися за допомогою періодичних пробних відкачувань, пластовипробувань МІГ-65 та гідрокаротажних робіт (вимірювання опору та витрати). В результаті досліджень верхніх шарів порід до глибини 400 м найбільш представницький масив даних був отриманий за результатами пробних відкачування свердловин, а для нижньої (від 400 до 1000 м) – за результатами випробувань МІГ-65 [150 – 152].

Водопровідність T оцінювалась за залежністю $T = 90 \cdot q$, де q – вимірювана витрата, а коефіцієнта фільтрації – шляхом віднесення водопровідності на нормальну потужність випробуваного пласта. Значення коефіцієнтів фільтрації за даними пластовипробувань оцінювалися за формулою Хорнера [153]. У ряді випадків результати випробувань були неоднозначні через складний розподіл рівнів підземних вод на території шахт, який сформувався через значну неоднорідність та анізотропність фільтраційних властивостей порід, порушених гірничими роботами (табл. 6.1, 6.2). Тут n – кількість значень у вибірці; $K_{ф,мін}$, $K_{ф,макс}$ – мінімальні та максимальні значення коефіцієнту фільтрації, $K_{ф,с}$ – середнє значення коефіцієнту фільтрації, $\ln(K_ф)_{,с}$ – середнє значення логарифма $K_ф$, $\sigma(K_ф)$ – середньоквадратичне відхилення логарифму значень $K_ф$, $\sigma_{K,макс}$ – гранична помилка визначення середнього значення.

Таблиця 6.1 – Характеристика узагальнених параметрів коефіцієнтів фільтрації кам'яновугільних пісковиків у Центральному районі Донбассу

Інтервал випробувань, м	n	$K_{ф,мін}$ –$K_{ф,макс}$, м/доб	$K_{ф,с}$, м/доб	Примітка
0 – 200	88	0,0008 – 3,15	0,38	В інтервалі 0 – 200 м виключено аномальне значення $K_ф$=29,5 м/доб
200 – 400	34	0,0004 – 0,085	0,02	За результатами відкачування з малими пониженнями рівня

Таблиця 6.2 – Розподіл за глибиною узагальнених значень коефіцієнтів фільтрації кам'яновугільних пісковиків Центрального району Донбасу

Інтервал випробування, м	n	$\ln(K_ф)_{,с}$	$\sigma(K_ф)$	$\sigma_{K,макс}$	$K_{ф,с}$, м/доб
400-600	59	–1,94	0,75	0,29	0,028
600-800	42	–2,10	0,60	0,28	0,019
800-1000	42	–2,38	0,75	0,35	0,014

Узагальнене значення коефіцієнта фільтрації для інтервалу 200 – 400 м виявилося заниженим через виявлену кольматацію тріщин та відповідне зниження проникності водоносних горизонтів. Розподіл значень коефіцієнтів фільтрації у вибірках відповідає логнормальному закону. Значна дисперсія логарифмів $K_ф$ властива водоносним горизонтам, дуже неоднорідним за фільтраційними параметрами.

Як розрахункові параметри, з урахуванням [154 – 156], рекомендується приймати значення коефіцієнтів фільтрації, що відповідають середнім величинам логарифму з позитивною граничною помилкою визначення середнього: 0,022 м/доб для інтервалу 400 – 600 м, 0,015 м/доб для 600 – 800 м, 0,009 м/доб для 800-1000 м. Ці показники на 25-30% менші порівняно з середньоарифметичними значеннями і близькі до максимально правдоподібних оцінок середнього.

При проведенні обґрунтувань геотермальних модулів коефіцієнти фільтрації слід корегувати за результатами гідродинамічного моделювання у затоплених шахтах [157], згідно яких «на відпрацьованих з обваленням покрівлі ділянках проникність карбонової товщі є величиною змінною в часі, значення якої збільшується в 10–15 разів при зрушенні гірських порід та нелінійно зменшується в два рази через 5-10 років і наближається до природних величин через 15-20 років». Проникність кам'яновугільних пісковиків суттєво підвищується у зонах тектонічних порушень та у долинах річок.

Вимірювання водопритливів. У звичайному режимі водоприплив вимірюється об’ємом відібраної води шахтним водовідливом; цей об’єм визначається в цілому різницею напорів у дренованій та недренованій частині шахтного поля. Разом з тим, на нього впливають тектонічні порушення, які хоча й не перетинаються гірничими виробками шахт, але потрапляють в зону техногенної тріщинуватості, створюючи активний гідравлічний зв'язок між роз'єднаними водотривами водоносних горизонтів. З аналізованих 518 випадків перетину зон насувів [149, 152] у 412 випадках приплив води був відсутній, а в

106 – зафіксовані водопрояви у вигляді капежів з водоприпливом 1–2 $м^3$/год. Випадки проривів води зі значною величиною припливу (понад 300 $м^3$/год) поодинокі й нетривалі (кілько годин – діб), а вплив їх на величину загальношахтних водоприпливів незначний. Пісковики і вапняки, які знаходяться у зону впливу тектонічних порушень, характеризуються інтенсивної тріщинуватістю, надходження води у їх гірничі виробки на 5-10 $м^3$/год більше, ніж за перетині останніх у непорушеному стані. Загалом інтенсивна тектонічна порушеність масиву гірських порід сприяє поліпшенню гідравлічного зв'язку між окремими водоносними горизонтами, виробками суміжних шахт і горизонтами ведення робіт.

Величини водоприпливів, що фіксуються на робочих горизонтах, зазвичай на 70-80 % формуються за рахунок перетоків з верхніх погашених горизонтів, кількість яких нерідко досягає 6 – 8. Модулі шахтних водоприпливів на 1 $км^2$ площі гірничих відводів шахт коливаються в межах 2,9-25,3 $дм^3/с·км^2$, становлячи в середньому 7,3 $дм^3/с·км^2$. По відношенню до площі підробленої поверхні значення модулів будуть відповідно 5,1-33,4 $дм^3/с·км^2$ та 11,65 $дм^3/с·км^2$.

Визначення ємнісних показників. Спеціальних досліджень з оцінки ємнісних параметрів кам'яновугільних порід проводилось, ємнісні властивості визначаються переважно часткою порожнин у тріщинуватих зонах.

Оцінена пористість кам'яновугільних пісковиків у природних умовах не перевищує 1 %. Ємність пісковиків у порушених породах, що залягають у їх покрівлі, збільшена в результаті посадки покрівлі та утворення зони обвалення. Визначена за даними водоприпливу [150, 155], ємність техногенно порушених порід у зоні відпрацьованих вугільних пластів становить 0,02. Аналогічну оцінку можна отримати шляхом віднесення об’єму виробленого простору до загального об’єму порушеного породного масиву. Таке значення відповідає об’єму виробленого простору 2 млн $м^3$ на площі 1 $км^2$ у шарі товщиною 100 м, такі показники є досить типовими і поширеними для вугільних шахт.

Оцінювання швидкостей водної міграції. Натурні вимірювання з водної міграції тепла у затоплених підземних виробках шахт на території Донбасу системно не проводилися. Разом з тим, достатньо відомим є експеримент з кількісної оцінки швидкостей водної міграції токсичних речовин, який виконувалися шляхом запуску флуоресцентних трасерів із спостережних свердловин, розташованих на промислових майданчиках [149] (рис. 6.1), при цьому вміст трасерів у воді визначався в гірничих виробках шахт та спостережних свердловинах (табл. 6.3, 6.4).

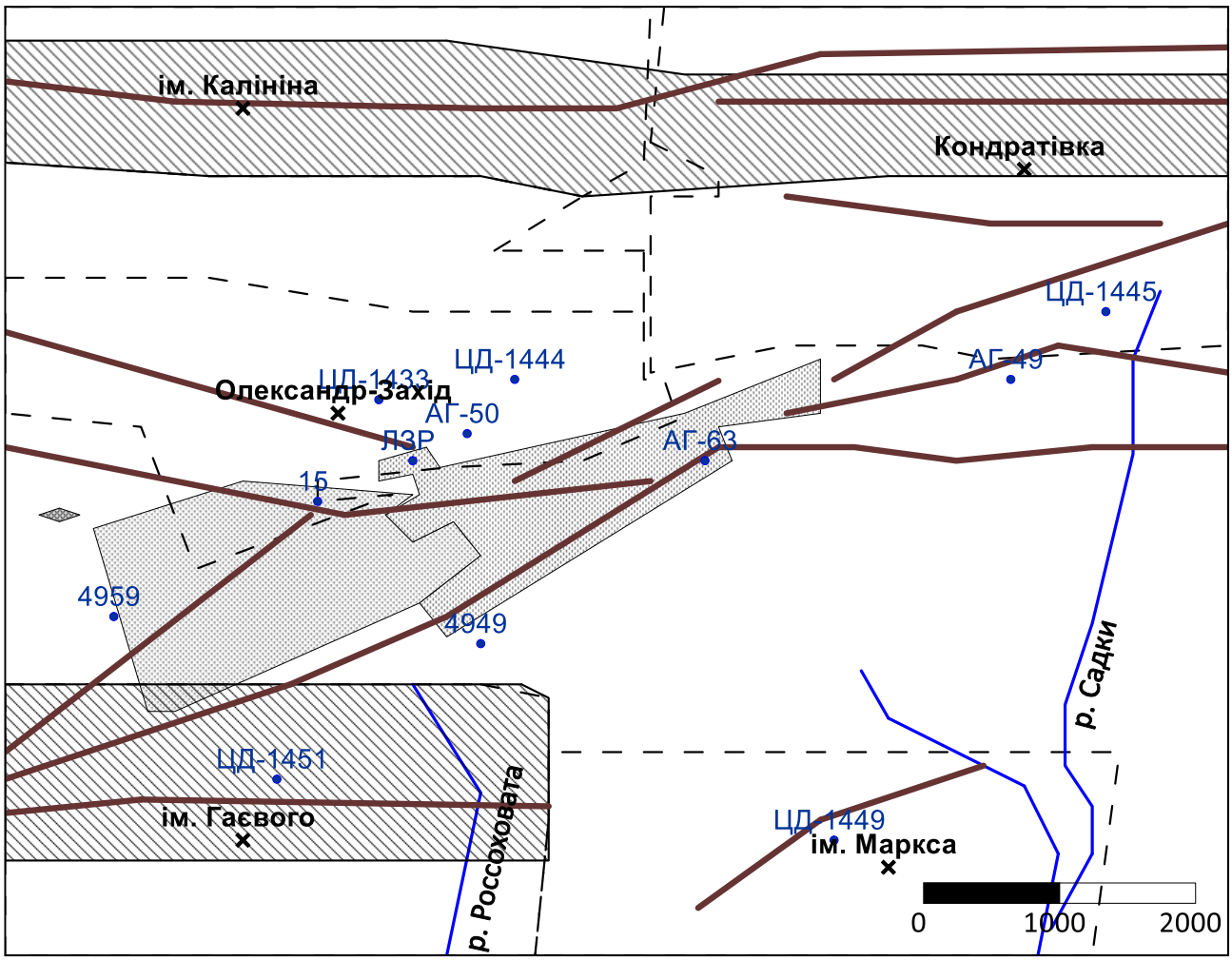


Рисунок 6.1 – Місця запуску трасерів для визначення швидкостей водної міграції на території шахт

Таблиця 6.3 – Результати експерименту із запуску трасерів, виконаних на Горлівському хімзаводі

Точки спостережень	h_{abs}, м	L_{tr}, км	t_0, доб	v_{ef}, м/доб	C_{max}, част./дм^3
а) зелений трасер					
1. Св. Аг-48, Аг-49	+280 - +262	0	точки запуску трасера зеленого кольору		
2. Покинута криниця (0,5 км від скв.Аг-49)	+280	0,5	9	56	>500
3. Св. ЦД-1434	+121	1,9	4	475	
4. Св. ЦД-1437	+153	1,0	7	143	
5. Шахта «Олександр-Захід»	загальний водозбір	3,0	14	214	480
6. Шахта ім. Калініна	-	4,5	7	643	180
7. Шахта «Кондратівка»	-	3,2	20	160	470
8. Шахта «Вуглегірська»	-	8,0	12	667	340
9. Шахта ім. К. Маркса	-	3,5	30	117	400
Середнє				309	
б) червоний трасер					
1. Св. Аг-48, Аг-49	+275 - +144	0	точки запуску трасера червоного кольору		
2. Покинута криниця (0,5 км від скв.Аг-49)	+280	2,3	8	288	770
3. Св. ЦД-1434	+121	3,8	26	146	180
4. Св. ЦД-1437	+153	2,9	19	153	70
5. Шахта «Олександр-Захід»	загальний водозбір	1,0	11,0	91	>20000

Таблиця 6.3 (продовження) – Результати експерименту із запуску трасерів, виконаних на Горлівському хімзаводі

Точки спостережень	h_{abs}, м	L_{tr}, км	t_0, доб	v_{ef}, м/доб	C_{max}, част./дм^3
6. Шахта ім. Калініна	-	4,1	43	95	100
7. Шахта «Кондратівка»	-	4,8	38	126	80
8. Шахта «Вуглегірська»	-	9,8	трасер зафіксований не був за 40 діб спостережень		
9. Шахта ім. К. Маркса	-	4,4	37	119	300
Середнє				145	
в) жовтий трасер					
1. Св. Аг-48, Аг-49		0	точки запуску трасера жовтого кольору		
2. Покинута криниця (0,5 км від скв.Аг-49)	+280	1,2	22	54	120
3. Св. ЦД-1434	+121	2,5	9	278	4500
4. Св. ЦД-1437	+153	2,9	19	153	70
5. Шахта «Олександр-Захід»	загальний водозбір	2,7	12	225	400
6. Шахта ім. Калініна	-	4,4	47	94	80
7. Шахта «Кондратівка»	-	4,0	20	200	220
8. Шахта «Вуглегірська»	-	8,5	19	447	280
9. Шахта ім. К. Маркса	-	4,2	37	114	120
Середнє				187	

Таблиця 6.4 – Результати експерименту із запуску трасерів на території Горлівського хімзаводу, коксохімзаводу та ПО «Стирол»

Точки спостережень	h_{abs}, м	L_{tr}, км	t_0, доб	v_{ef}, м/доб	C_{max}, част./дм^3
а) зелений трассер (з території ПО «Стирол»)					
1. Св.11с, 15с	+269	0	точки запуску трасера зеленого кольору		
2. Шахта «Олександр-Захід»	–100	0,8	5	160	$1 \cdot 10^7$
3. Шахта ім. Калініна	–600	3,6	7	514	76000
4. Шахта «Кондратівка»	–600	6,1	14	436	200
5. Шахта «Вуглегірська»	–600	11,0	13,0	846	840
6. Шахта «Кочегарка»	–700	5,0	6	833	2160
7. Шахта ім. Гайового	–600	2,6	4	650	2400
8. Шахта ім. К. Маркса	–500	3,8	6	633	1280
9. Шахта «Червоний Профінтерн»	–700	8,4	12	700	140
10. Св. 5021	+175	1,8	20	90	40
11. Св. 4949	+264	1,1	9	120	120
12. Св. ЦД-1433	–71	1,9	13	146	240
13. Св. ЦД-1444	–286	1,6	не знайден		
14. Св. 4959	+247	2,1	17	123	500
15. Св. ЦД-1445	–	6,2	16	390	250
Середнє для шахт				596	
б) червоний трасер (з території Горлівського коксохімзаводу)					
1. Св. 1451/5, 1451/8	+243 - +225	0	точки запуску трасера червоного кольору		

Таблиця 6.4 (продовження) – Результати експерименту із запуску трасерів на території Горлівського хімзаводу, коксохімзаводу та ПО «Стирол»

Точки спостережень	h_{abs}, м	L_{tr}, км	t_0, доб	v_{ef}, м/доб	C_{max}, част./дм^3
2. Шахта «Олександр-Захід»	–150	3,7	6	617	$5{,}2\cdot10^5$
3. Шахта ім. Калініна	–600	5,5	8	688	800
4. Шахта «Кондратівка»	гол. водозб.	8,2	14	586	1780
5. Шахта «Вуглегірська»	–330	13,0	15	867	1400
6. Шахта «Кочегарка»	–750	4,0	7	571	1720
7. Шахта ім. Гайового	–610	0,7	8	90	200
8. Шахта ім. К. Маркса	–625	4,8	8	600	200
9. Шахта «Червоний Профінтерн»	–725	8,9	6	1483	40
10. Св. 5021	+175	1,8	21	86	100
11. Св. 4949	+264	2,5	10	250	20
12. Св. ЦД-1433	–71	3,6	14	257	80
13. Св. ЦД-1444	–286	4,1	19	216	40
14. Св. 4959	+247	1,8	14	129	800
15. Св. ЦД-1445	+121	6.7	17	394	1160
Середнє для шахт				679	
в) блакитний трасер (з території Горлівського хімзаводу)					
1. Св. Аг-63, Аг-64	+270 - +278	0	точки запуску трасера блакитного кольору		
2. Шахта ім. Калініна	–600	4,8	29	166	140
3. Шахта «Кондратівка»	–600	4,3	14	307	100
4. Шахта ім. К. Маркса	–500	3,4	33	103	240
Середнє для шахт				239	

У табл. 6.3 і 6.4 прийняті такі позначення: h_{abs} – абсолютна відмітка рівня водоносного горизонту кам'яновугільних відкладів, L_{tr} – відстань від майданчика запусків трасерів, t_0 – час першої появи трасера в пункті спостереження, v_{ef} – справжня швидкість руху трасера, C_{max} – максимальна концентрація трасера за період спостереження.

Запуск трасерів здійснювався в спарені свердловини, з яких одна глибиною 50-70 м була встановлена на кору вивітрювання кам'яновугільних порід, інша глибиною близько 10 м – на водоносний горизонт четвертинних еолово-делювіальних суглинків. Виняток становить лише точка запуску червоного трасера (св. Аг-50), де запуск здійснювався в три поруч розташовані свердловини, з яких найглибша (175 м) розкрила «сухі» пісковики H_1sh_3.

Оцінені дійсні швидкості руху трасерів у товщі кам'яновугільних порід, розраховані за часом першої їх появи у точках спостережень, змінюються в діапазоні 100–900 м/доб, переважно 200–600 м/доб, а концентрації трасерів у шахтних водах коливалися в межах 100-1000 частинок/дм^3. Оцінені значення водовіддачі порід в діапазоні $(1–2)\cdot10^{-4}$ практично для усіх пунктів спостережень свідчать про те, що основними шляхами міграції підземних вод на території підробленого масиву є гірничі виробки шахт, зони тектонічних порушень та тріщинуватості кам'яновугільних порід техногенного походження.

В окремих випадках проходження трасера відбувалося у вигляді однієї хвилі тривалістю 3–8 діб (шахта «Вуглегірська»), де зелений трасер фіксувався з 15-ї по 20-ту добу, а червоний – з 13-ї по 19-ту. Однак частіше проходження трасерів фіксувалося у вигляді дискретних хвиль тривалістю 1 – 5 діб, що відокремлюються один від одного, інтервалами часу такої ж чи більшої тривалості, коли сліди трасерів у пробах не виявляли. Такі «хвилі» фіксувалися протягом усього періоду спостережень (20 – 40 діб). У цьому концентрація трасерів у пробах, зазвичай, мало залежить від тимчасового становища «хвилі». Однак аномально високі концентрації трасерів приурочені зазвичай до початкових (5 – 8 діб) або середніх (10 – 20 діб) частин періоду спостережень.

В результаті експерименту встановлено відсутність будь-якої залежності між дійсними швидкостями руху трасерів і місцезнаходженням шахт, в яких проводилися спостереження. Результати експерименту свідчать про інтенсивну і майже незалежну від напрямку дисперсію трасерів, а отже, і напрямків швидкості водної міграції у масиві порушених порід.

Проведений експеримент на території шахт Донбасу дозволив оцінити швидкості водної міграції у складних гідродинамічних умовах, характерних для центрального вуглепромислового району басейну.

Основні висновки на основі експерименту зводяться до такого.

1. Високі швидкості міграції трасерів у масиві порід, порушеного гірничими роботами, свідчать про визначальну роль у процесах міграції протяжних зон підвищеної проникності: гірничі виробки, тектонічні порушення, часом і зони підвищеної проникності техногенного походження.

2. Область живлення, що формує водоприплив до конкретної шахти, може поширюватися на значні відстані за межі гірничого відведення цієї шахти та охоплювати площу гірничих відводів суміжних шахт.

3. Найбільш сприятливі умови для техногенного живлення водоносних горизонтів кам'яновугільних відкладень мають місце в межах лінійних зон тріщинуватих порід (переважно пісковиків), дренованих шахтним водовідливом.

Зважаючи на подібність механізму міграції розчинних речовин та тепла у підземних та шахтних водах, отримані результати можуть бути з певними корекціями використані для оцінювання швидкості водної міграції тепла в зоні розташування геотермального модуля. Якщо масообмін при міграції речовин в умовах експериментів з трасерами практично обмежений об’ємом тріщин та виробок, що займають зазвичай до 5% об’єму породного масиву, то теплообмін поширюється на весь об’єм масиву. Тому швидкість водної міграції тепла в умовах дренованих шахт (з градієнтом низхідної фільтрації близько одиниці) з урахуванням відношення теплоємності води та порід має бути зменшена в середньому у 20–30 разів порівняно з оціненим діапазоном міграції речовин

200 – 600 м/доб, і становити 7 – 30 м/доб. Для затоплених шахт з меншим гідравлічним градієнтом ці значення мають бути ще пропорційно зменшені.

Зазначимо, що огляд проведених за кордоном натурних вимірювань параметрів проникності, швидкості водної міграції та температури шахтних вод подано у звіті за ЕВП2 даної НДР [143]; ці результати будуть використані при обґрунтуванні геотермальних модулів на шахтах Селідівськох групи.

6.2. Характеристика існуючої інфраструктури та гідрогеологічного режиму на території потенційних ділянок для геотермальних модулів

Однією з головних умов розробки проектних рішень зі сталого використання теплового ресурсу шахтних вод є забезпечення прийнятного еколого-гідрогеологічного режиму з урахуванням гідравлічного зв’язку між сусідніми шахтами, які можуть перебувати на різних етапах життєвого циклу (активні, виведені з експлуатації, у т. ч. затоплені). Разом з тим, при виборі варіанта закриття шахт питанням їхньої гідробезпеки приділяється недостатня увага [155, 156]. Це пов’язано, зокрема, з проблемами достовірного прогнозування часу прояву та об’єму додаткового водоприпливу в працюючі шахти після закриття сусідніх шахт, а також рівнів затоплення в цих шахтах. Надійні оцінки параметрів гідродинамічного режиму системи затоплюваних шахт є взагалі складним завданням, про що свідчить, зокрема, досвід чисельного прогнозування відновлення рівня шахтних вод у Рурському вугільному басейну Німеччини [158]. Тому на практиці з урахуванням невизначеності вихідних даних можуть бути рекомендовані дві схеми прийняття технічних рішень, елементи яких використовувались в конкретних проектах закриття шахт на Донбасі [152 – 156] (табл. 6.5).

Таблиця 6.5 – Характеристика схем управління водовідливом при використанні теплового ресурсу шахтних вод

Схема	Сутність	Переваги	Недоліки
Використання гідравлічних сполучень між шахтами	Управління водоприпливами здійснюється шляхом перепуску води шахт, що закриваються, через гідравлічні сполучення у дреновані шахти	1) стабільна підтримка існуючого гідродинамічного та гідрохімічного режимів без їх погіршення під впливом затоплення шахт; 2) можливість покращення стану водозабезпечення без додаткових інвестицій при застосуванні технологій водоочищення та дренажних схем на поверхні у зонах підтоплення техногенними джерелами; 3) поступове зниження загального рівня забруднення шахтних вод при вибутті суміжних з дренованими шахт; 4) зниження кількості дренованих шахт відповідно до відпрацювання суміжних шахт за умови реконструкції водовідливів зі збільшенням їх потужності.	1) збільшення потужності водовідливів дренованих шахт на величину додаткового перетікання із суміжних шахт; 2) сумарні енерговитрати на водовідлив сягають максимального рівня, досягнутого протягом усього періоду експлуатації дренованих шахт; 3) шахти затоплюються некеровано при відключенні водовідливів дренованих шахт або будуть потрібні додаткові потужності з відкачування на верхніх горизонтах.
Поступова екологічно безпечна синхронізація гірничих робіт та затоплення шахт	Відключення водовідливу шахти (або їх групи), що закривається, і яка межує з працюючою шахтою, через шахту-буфер.	1) зниження до 40% додаткової потужності водовідливів шахт, які реконструюються, порівняно з перетоком води з шахт, які закриваються, через сполучення; 2) можливість енергоспоживання на водовідлив у менш навантажені періоди системи енергозабезпечення; 3) використання водовідливів буферних шахт як регуляторів для запобігання підтопленню, виходу мінералізованих вод на поверхню, активізації осідань земної поверхні тощо.	1) необхідність технічної реалізації окремих елементів системи водовідливу без жорсткої конструктивної прив'язки до горизонту відкачування.

Більш перспективною є друга схема, яка дозволить гасити гідродинамічні удари, обмежити зони підвищеного обводнення, підтримувати безпечний рівень шахтних вод. При цьому ймовірність проривів води визначається множенням ймовірностей для двох шахт, що в результаті знижує рівень ризику. Шахта-буфер має обладнуватись водовідливом без жорсткої прив'язки до горизонту відбору води, наприклад, за допомогою занурювальних насосів. Зважаючи на передбачуване поступове затоплення шахт, ця особливість схеми не має принципових технічних перешкод.

Загальним правилом у технічних рішеннях має бути досягнення по можливості вищих відміток водовідливу, які не загрожують підтопленням, з коригуванням водовідливу і дренажу на постійно діючих моделях, що дозволить підвищити надійність прогнозування. При цьому рекомендується

- групувати водовідлив на найвищих горизонтах, де в минулому він вже функціонував;
- використовувати буферні шахти з регульованим рівнем відкачування за допомогою насосів;
- поєднувати системи горизонтального та вертикального дренажу з обґрунтуванням шляхом моделювання фільтрації;
- поступово переводити території в режим самодренування;
- поєднання технічних рішень щодо регулювання режимом затоплення з технологіями використання теплової енергії шахтних вод та породного масиву.

Застосування описаних у табл. 6.5 технічних рішень при затопленні шахт вимагає прогнозування відновлення рівнів води та водоприпливу для чого використовуються аналітичні методи, метод гідродинамічних аналогій та балансовий метод [159 – 164]. Запропоновані підходи до розробки технічних рішень щодо закриття шахт та зазначені методи визначення динаміки положення рівня води використані при обґрунтуванні послідовності закриття шахт Селидівської групи з відбором тепла і одночасним підтриманням гідродинамічно безпечного режиму даної території.

До техноекосистеми Селидівської групи шахт, що розглядаються, відносяться шахти № 2 «Новогродівська», ім. Д.С. Коротченка та «Селидівська», що закриваються, та суміжна з ними діюча шахта № 1-3 «Новогродівська» (табл. 6.6, рис. 2.9). За адміністративним поділом ця група шахт входить до Покровського вуглепромислового району Донецької області. За геологічним районуванням техноекосистема відноситься до Донецького кам'яновугільного басейну і розташована в межах Красноармійської моноклiналі, порушеної тектонічними структурами – гілками Новогродівського скиду та Селидівського насуву.

Прогноз гідравлічного зв'язку між шахтами «Селідівська» та ім. Д.С. Коротченко характеризує графік на рис. 6.2 [156].

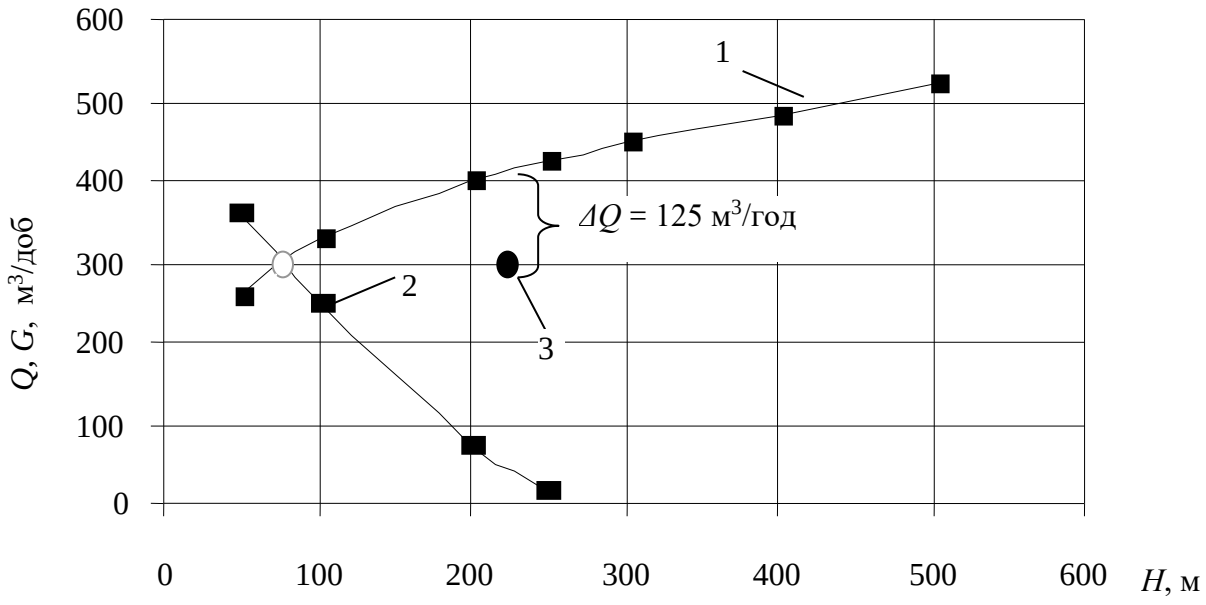


Рисунок 6.2 – Прогноз зміни загальношахтного припливу (*Q*) до шахти «Селідівська» та перетікання (*G*) до шахти ім. Д.С. Коротченко залежно від глибини розробки: 1) *Q = f(H)*; 2) *G = f(H)*; 3 – точка, що відповідає фактичному водоприпливу при рівні затоплення на глибини 80 м

Таблиця 6.6 – Основні характеристики шахт, на основі яких пропонується створення геотермальних модулів

Шахта	«Селідівська»	ім. Д.С. Коротченка	№2 «Новогродівська»	№1-3 «Новогродівська»
Рік уведення в експлуатацію	1962	1960	1951	1948
Інтервал глибин підземних виробок	+185 – -310,5	+185 – -312,5	+205 – -370,3	+208 – -370,3
Особливості розташування	в межах м. Селідове[1], площа шахтного поля 19 км^2, шахта вертикальна, відособлена	в межах м. Селідове[1], площа шахтного поля 19 км^2, шахта вертикальна, відособлена	в межах м. Новогродівка[1], площа шахтного поля 18 км^2, шахта вертикальна, відособлена	в межах м. Новогродівка[1], площа шахтного поля 20 км^2, об'єднує раніше самостійні шахти № 1 та № 3, має 4 стволи
Наявність сполучень з сусідніми шахтами	«Україна» ім. Д.С. Коротченка	Селідівська № 2 «Новогродівська»	ім. Д.С. Коротченка № 1-3«Новогродівська»	№ 2 «Новогродівська» «5/6» (м. Мирноград)
Середній водоприплив, м^3/год	275	619	280	423

[1] Кількість населення у м. Селідове 22 тис. жителів, у м Новогродівка – 14,3 тис. жителів

До інфраструктури шахт, що може бути залучена при створенні геотермального модулю, включає (рис. 6.3):

- гірничі виробки, здатні накопичувати значні об’єми води для сезонного використання при опаленні будівель взимку або їх охолодженні влітку;
- вертикальні виробки, придатні для встановлення геотермальних зондів різних розмірів та конструкцій для вилучення тепла з породного масиву або шахтних вод;
- існуюча система водовідливу для періодичного відбору та закачування шахтних вод;
- лінії електропередачі для передачі енергії тепловим насосам та системам водовідливу;

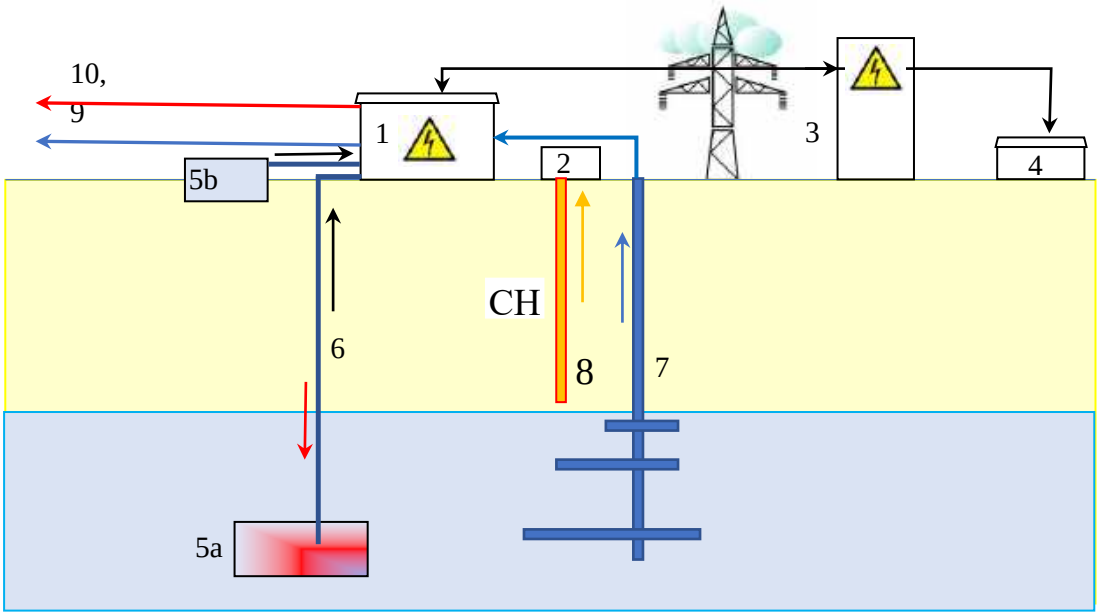


Рисунок 6.3 – Інфраструктура, що може бути задіяна при створенні геотермальних модулів: 1) теплові насоси, 2) система утилізації метану (опціонально), 3) електростанція, 4) споживачі очищеної води, 5) глибокі (5а) та близькі до поверхні (5б) сховища тепла (холоду), 6) сезонне накопичування тепла (холода) 7) водовідлив шахтних вод, 8) дегазація, 9) скид термічно використаної води, 10) передача тепла споживачам.

- система відстоювання та очистки вод у ставках-накопичувачах та подальшого їх скиди в гідрографічну мережу;
- система водопостачання шахт, що здатна забезпечити передачу виробленої теплової енергії потенційним споживачам, які мешкають поблизу шахт.

Шахта № 1-3 «Новогродівська» об'єднує раніше самостійні шахти №1 та №3 лише гірничими роботами. По простяганню, на заході межує із діючою шахтою ім. Г.М. Димитрова, на сході – із закритою шахтою № 2 «Новогродівська». Електроенергією шахта забезпечується від мережі Курахівської ДРЕС. Водопостачання забезпечується від міської мережі, яка живиться від 2-го Донецького водоводу та Карлівського водосховищ. Поверхня шахтного поля перетинають р. Солона та р. Журавка та балки які примикають до них. По балках із водотоками тягнуться ставки. В здебільшого рельєф місцевості степовий та рівнинний з плавним переходом.

Водопрояви зазвичай мають місце з водоносного пісковику у покрівлі, як незначного капежу, з поглибленням робіт приплив води зменшується. Шахтна вода на пласту l_1 характеризується як кислотна (pH – 2,5-6,5), що обумовлює підвищений знос обладнання та металевого кріплення гірничих виробок. Приплив води за пластом становить близько 30 м^3/год.

В цілому пласт l_1 характеризується складною будовою, вугільні пачки розділені породними прошарками аргіліту. Загальна потужність пласта коливається в межах 1,70-1,95 м, корисна – 1,52-1,58 м. Коливання загальної потужності викликано закономірним потовщенням верхнього шару у північному напрямку (від 0,10 м до 0,35 м). Потужність верхньої пачки змінюється від 0,18 до 0,45 м, середня пачка – від 0,96 до 1,10 м, нижня пачка – від 0,12 м до 0,20 м. Верхній прошарок аргіліту змінюється за потужністю від 0,10-0,30 м, нижній – від 0,01 до 0,06 м. Вугілля середньої міцності (f = 1,7), з лінзами колчедану 5-20 см (2-3 шт. на 1 м), контакт пласта з бічними породами чіткий. Залягання пласта та порід полого-хвилясте, під кутом 11-17°.

Безпосередня покрівля пласта. В окремих місцях (10 % площі) безпосередньо над пластом залягає обводнений пісковик потужністю 16,0-30,0 м. На решті 90 % безпосередня покрівля пласта – аргіліт однорідний, тріщинуватий, з великою кількістю включень сидериту 2-3 см, середньої міцності (f = 2-3). Аргіліт тонкоплітчастий, розсланцевий, розділений по площинах розшарування, частими різноорієнтованими дзеркалами ковзання. Відпрацювання пласта l_1 значною мірою ускладнюється наявністю у пласті руслоподібних розмивів, якими, як правило, захоплена верхня пачка пласта. Заповнені розмив слабким (f = 1-2), перем'ятим аргілітом.

Безпосередня підошва пласта – алевроліт «кучерявчик» 0,2 м, середній фортеці (f = 3), нестійкий, схильний до розмокання, нижче залягає алевроліт міцніший (f = 3-4), потужністю до 1,5 м. Основний підошва – Пісковик.

Водоприплів по шахті становить до 299 м^3/год. Шахтні води за своїм складом відносяться: шахта № 3 – до сульфатно-хлоридних натрієвих з мінералізацією до 4,0 г/дм^3; шахта № 1 – хлоридно-гідрокарбонатні натрієво-магнієві з мінералізацією 5,0 та 4,0 г/дм^3. Безпосереднє розкриття шахтного поля здійснено чотирма вертикальними стволами: по шахті № 1 – двома вертикальними стволами розташованими на відстані 216 м один від одного (глибина скіпового – 138,2 м, кліткового – 133,8 м); по шахті № 3 – двома центрально-здвоєними стволами, закладеними в центральній частині шахтного поля (відстань між стволами 35 м). Система розробки прийнята довгими стовпами простягання, з відпрацюванням їх від меж виїмкових ділянок до ухилів. Довжина стовпів за пластом l_1 – 1200-1700 м, довжина лав – 300-330 м.

Співставлення даних «Донецькгеологія» та геологічної служби шахти №1-3 «Новогродівська» показує [165], що станом на вересень 2019 р. положення рівня затоплення гірничих виробок наступне (рис. 6.4):

− шахта № 2 «Новогродівська» затоплена до абс. відм. плюс 121,1 м (глибина від поверхні 83,6 м);

− шахта ім. Д.С. Коротченка затоплена до абс. відм. плюс 164,15 м (глибина від поверхні – 20,85 м);

− шахта «Селидівська» затоплена до абс. відм. плюс 156,0 м (глибина від поверхні 41,5 м).

Підйом шахтної води здійснюється у загальному обсязі 427 м^3/год, у тому числі на шахті № 1 – 315 м^3/год, № 3 – 112 м^3/год. З моменту відключення водовідливу на шахті № 2 «Новогродівська» величина водоприпливу по шахті № 3 «Новогродівська» не змінилася. Після відключення водовідливу на шахті № 2 «Новогродівська» загальний водоприплив збільшився на 135 м^3/год.

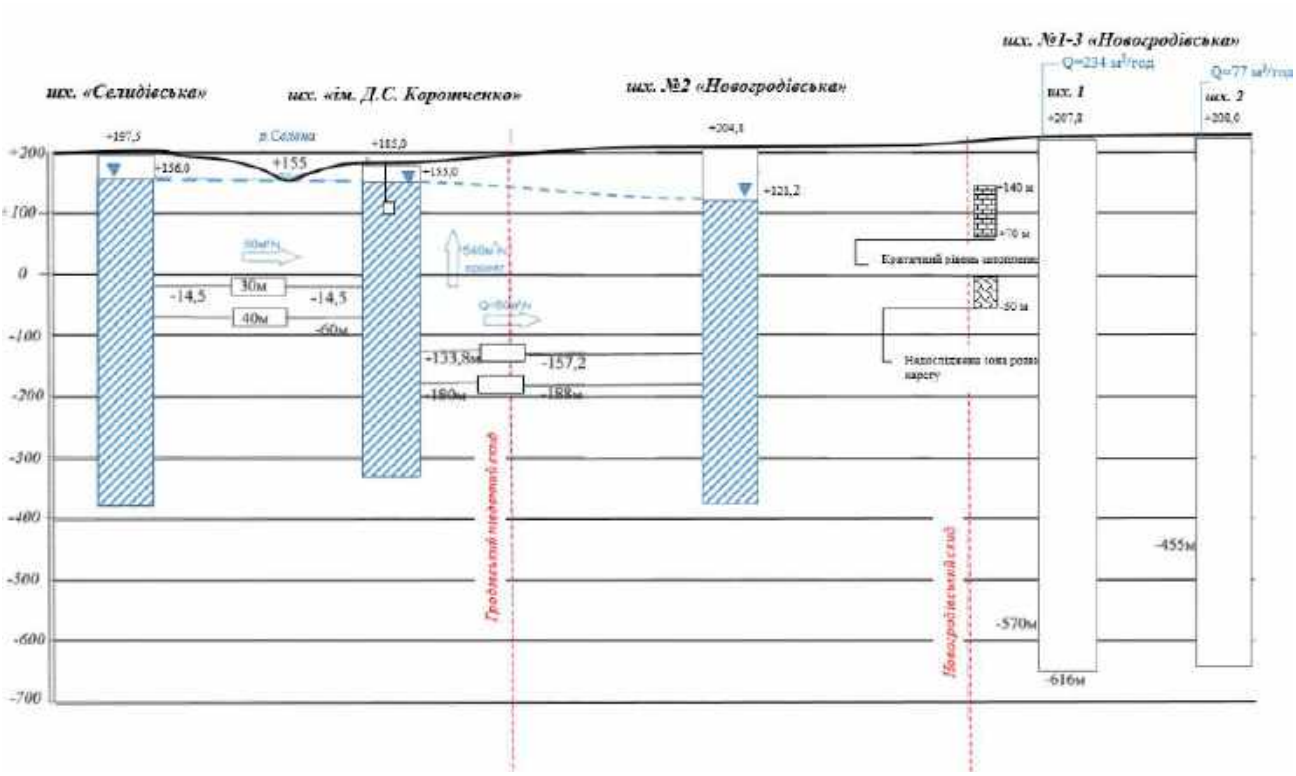


Рисунок 6.4 – Схема гідравлічного зв’язку гірничих виробок техноекосистеми Селидівської групи шахт [55]

За даними спостережень та аналітичних оцінок [55] встановлено, води шахти «Селидівська» надходять в шахту ім. Д.С. Коротченка шляхом фільтрації в зоні бар’єрних ціликів між виробками цих шахт. Загальна величина цього водоприпливу оцінюється у розмірі 60 м^3/год. За сучасного рівня затоплення води шахти ім. Д.С. Коротченка надходять до шахти №2 «Новогродівська» по вугільним пластам (9 м^3/год), через кору вивітрювання карбону та палеоген-

неогенові піски (14,8 м^3/год) та Гродівському скиді (10-15 м^3/год). Загальна велична водоприпливу із шахти ім. Д.С. Коротченка у гірничі виробки шахти № 2 «Новогродівська» 30-40 м^3/год. Необхідно також відмітити, що в інтервалі відміток +155 – +185 м відбувається перетікання вод із шахти № 2 «Новогродівська» до шахти № 1-3 «Новогродівська» у розмірі 45 м^3/год (рис. 6.5).

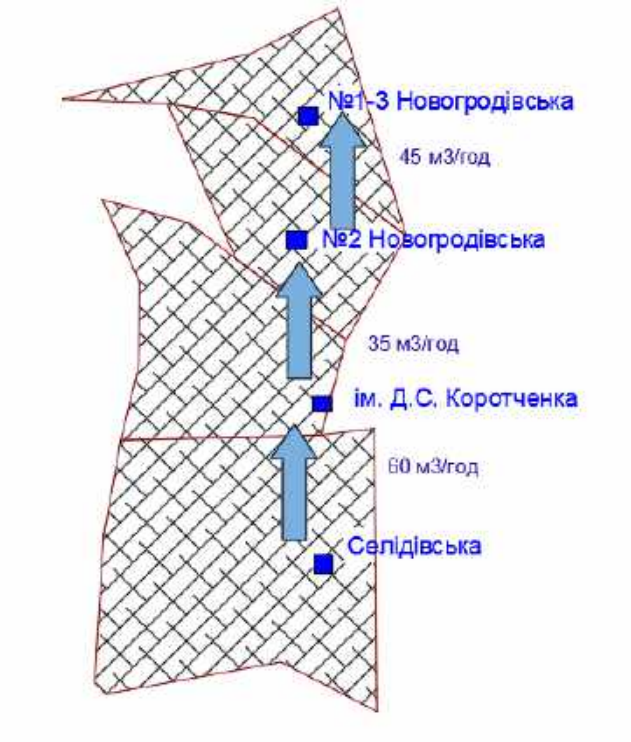


Рисунок 6.5 – Схема існуючих перетоків між шахтами Селідівської групи

Для забезпечення прийнятного еколого-гідрогеологічного режиму території шахт Селидівської групи зі збільшенням її позитивного енергетичного балансу водовідлив шахтних вод розглядається варіант відбору води з шахти ім. Д.С. Коротченка (до 540 м^3/год), за умов існуючого відбору на шахтах № 1 «Новогродівська» (234 м^3/год) та № 3 «Новогродівська» (77 м^3/год) (рис. 6.4). Такий розподіл водовідливу дозволить запобігти підтопленню території та забезпечить безпечну гідродинамічну ситуацію біля шахти № 1-3 «Новогродівська», яка працює. Рівень підземних вод буде знаходиться нижче підошву верхнього водоносного горизонту цієї території (+ 190 м), що дозволить уникнути потрапляння шахтних вод до нього.

Теплову енергію шахтних вод, які відбираються на денну поверхню, передбачається використовувати в геотермальних безповоротних системах відкритого типу, що засновані на використанні теплових насосів з подальшим скидом термічно відпрацьованої води у ставки-відстійники та поверхневі водотоки. Наявні в межах шахтних полів закритих шахт геологорозвідувальні, дегазаційні та вентиляційні свердловини передбачається використовувати для розміщення геотермальних систем закритого типу (зондів). Крім того, в межах працюючої шахти № 1-3 «Новогродівська» доцільно створення циркуляційної системи на основі сховища вод у групі гірничих виробок, які не використовуються і можуть бути об'єднані в одну галерею.

Попередньо тепловий баланс Селідівської групи шахт можна оцінити таким чином, виходячи зі стаціонарного розподілу температури порід та шахтних вод відповідно до формули (3.9) та рівномірного розподілу затопленого виробленого простору з глибиною. З шахти «Селидівська» до шахти ім. Д.С. Коротченка разом із шахтними водами надходить тепловий потік потужністю 1,2 МВт (Q = 60 м^3/год, $T \approx 17$ °С), з шахти ім. Д.С. Коротченка водовідливом на денну поверхню відбирається приблизно 12,5 МВт (Q = 540 м^3/год, $T \approx 20$ °С), з неї до шахти № 2 «Новогродівська» надходить 0,8 МВт тепла (Q = 35 м^3/год, $T \approx 20$ °С), а з шахти № 2 «Новогродівська» до шахти № 1-3 «Новогродівська» – близько 1 МВт теплової енергії. При цьому стволами 1 і 2 шахти № 1-3 «Новогродівська» на денну поверхню постійно відбирається близько 5,4 і 1,7 МВт теплової енергії відповідно. Отримані оцінки показують, що відбір кількох МВт теплової енергії тепловими насосами практично не вплине на існуючий розподіл теплових перетоків між шахтами, отже, має перспективи довготривалого використання.

Технологічні та енергетичні показники роботи зазначених геотермальних систем на основі детальних розрахунків будуть оцінені в наступному розділі.

7. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ ПІЛОТНОГО ПРОЕКТУ З ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛА ШАХТ СЕЛІДІВСКОЇ ГРУПИ

7.1 Розроблення технічних рішень для використання теплового ресурсу шахт

Загальна схема. Метою даного розділу є обґрунтування технічних рішень для пілотного проекту з використання геотермального тепла на прикладі шахт Селідівської групи. Відповідно до гірничо-геологічних умов даної території для пілотного проекту з використання теплового ресурсу шахт пропонується така схема встановлення геотермальних модулів (рис. 7.1):

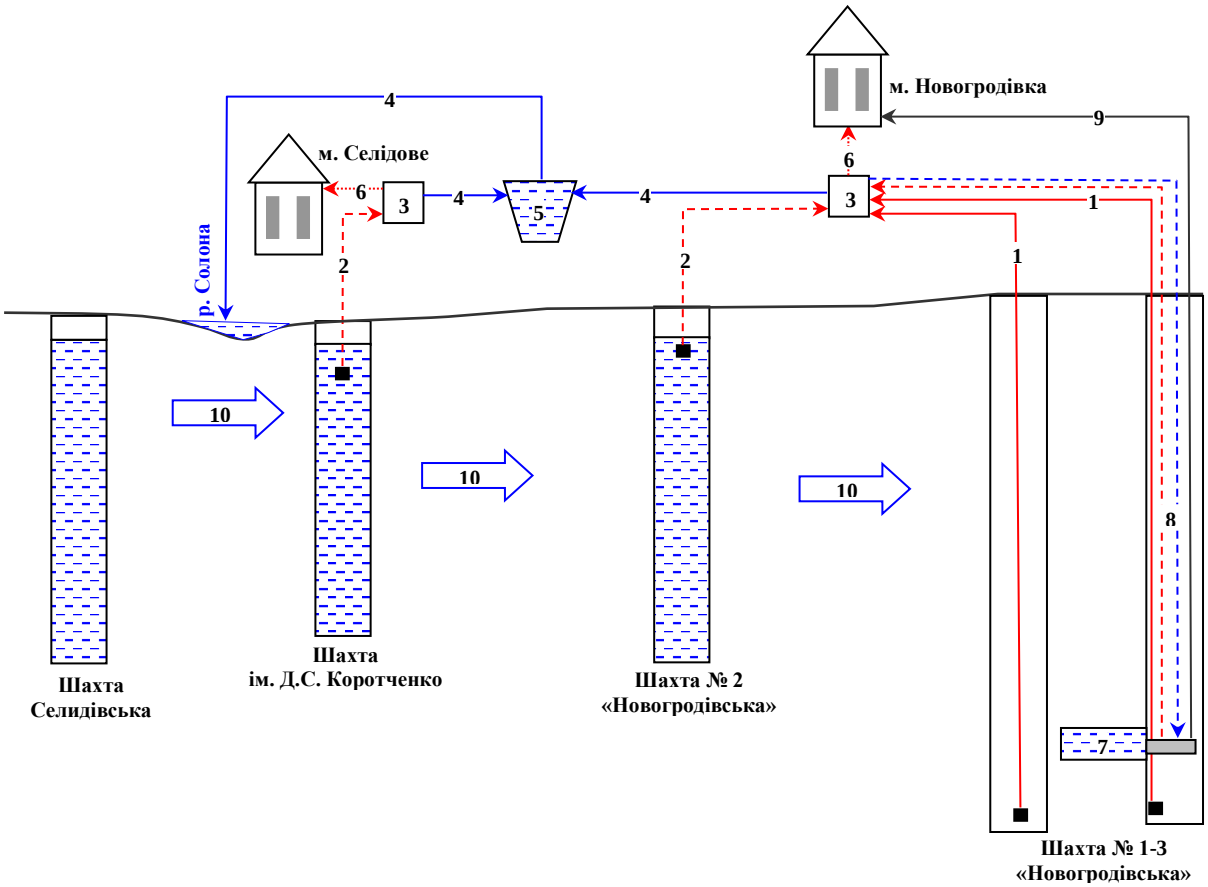


Рисунок 7.1 – Загальна схема до пілотного проекту зі встановлення геотермальних модулів на шахтах Селідівської групи: 1, 2 – відповідно існуючий та планований водовідлив; 3 – тепловий насос; 4 – шлях шахтних вод після використання в тепловому насосі; 5 – ставок-відстійник; 6 – теплова енергія; 7 – підземна кільцеподібне сховище тепла; 8 – рух води зі сховища; 9 – електроенергія від гідротурбін сховища; 10 – перетікання води між шахтами

1) системи відкритого типу на шахті №1-3 «Новогродівська» на базі існуючого водовідливу,

2) системи відкритого типу на шахтах ім. Д.С. Коротченка та №2 «Новогродівська» у разі встановлення додаткового водовідливу для підтримання безпечного рівня шахтних вод,

3) циркуляційної схеми з використанням підземного кільцеподібного резервуара для сезонного зберігання та використання теплої (холодної) води на шахті №1-3 «Новогродівська».

Можливість встановлення саме такої системи модулів визначається існуючою інфраструктурою та гідравлічними сполученнями між шахтами, а також наявністю чисельних споживачів теплової енергії (підрозділ 6.2).

Системи відкритого типу. Згідно з пропонованим наразі проектними рішеннями [55] щодо застосування існуючої інфраструктури шахт Селидівської групи в процесі їх закриття для підтримання безпечного гідрогеологічного режиму, відповідного рівня шахтних вод і попередження підтоплення пропонується додатковий водовідлив з шахти ім. Д.С. Коротченка, а саме встановлення водовідливу з потужністю до 540 м^3/год (12960 м^3/доб). Цієї потужності буде достатньо для дренування даної території, адже для території двох гідравлічно сполучених шахт «Селідівська» та ім. Д.С. Коротченка близько 40 км^2 (табл. 6.2) та річної інфільтрації 35–45 мм/рік оцінюваний водоприплив становитиме 3600–4700 м^3/доб, а з урахуванням можливих варіацій інтенсивності опадів та підземного стоку – від 3000 до 7000 м^3/доб.

Частину цієї води доцільно спрямувати на термічне використання для мешканців міст Селідове та Новогродівка, на території яких розташовані ці шахти за допомогою систем відкритого типу зі скиданням відпрацьованих шахтних вод у ставки-відстійники, а після відстоювання – в гідрографічну мережу. Технологічна схема та порядок розрахунку параметрів таких систем обґрунтовано для умов шахти №2 «Новогродівська» було розраховано в підрозділах 3.3, 3.4, 4.3, 4.4. З урахуванням достовірності даних щодо просторового розподілу виробленого простору на цих шахтах для

обґрунтування технічного рішення доцільно застосування розробленої гідравлічної моделі теплоперенесення у підземних виробках.

Підземний резервуар теплої (холодної води). Інноваційний модуль для сезонного зберігання надлишкової теплової енергії в замкнутій системі гірничих виробок (галереї) пропонується створити в межах шахти № 1-3 «Новогродівська» після її закриття за умови дренування. Технічні можливості такого енергетичного використання з моделюванням теплоперенесення нещодавно досліджувалися в [166, 167] для аналогічних умов у глибоких виробках шахти Проспер-Ханіель (Німеччина). Згідно з розробленою концепцією, потенційним місцем зберігання тепла визначено частину маршрутної мережі 7-го рівня на глибинах нижче 1200 м, причому температура води сягатиме 45 °C і вище, що потребує використання високотемпературних теплових насосів та великих інвестиційних витрат.

На той самій ділянці існує можливість теплового використання горизонтів шахти на вищих рівнях у діапазоні більш низьких температур. Це, зокрема, підземне сховище на рівні 5, яке розглядалося накопичувачем води для виробництва електроенергії в період надлишку енергії в мережі [167]. Згідно з розробленою авторами концепції, вода з наземного резервуара (рис. 7.2) має скидатися вниз до гідротурбін для виробництва електроенергії у періоди високого попиту на неї і в періоди надлишку електроенергії подаватися на денну поверхню до резервуара.

На відміну від розробленої у Німеччині концепції автори даного звіту пропонують використовувати таке сховище головним чином для сезонного зберігання теплої (холодної) води, а турбіни розглядати як супутній енергетичний ресурс. Основні параметри енергетичної ефективності такого сховища теплової енергії мають оцінюватися за співвідношеннями гідравліки та термодинаміки. Вважається, що вода у сховищі не має контакту з мінералізованою шахтною водою, яке знаходиться вище рівня шахтних вод, а втрати води мінімальні. Вважається також, що в місці роздвоєння тунелю потоки теплої та холодної води гідравлічно і термічно ізольовані.

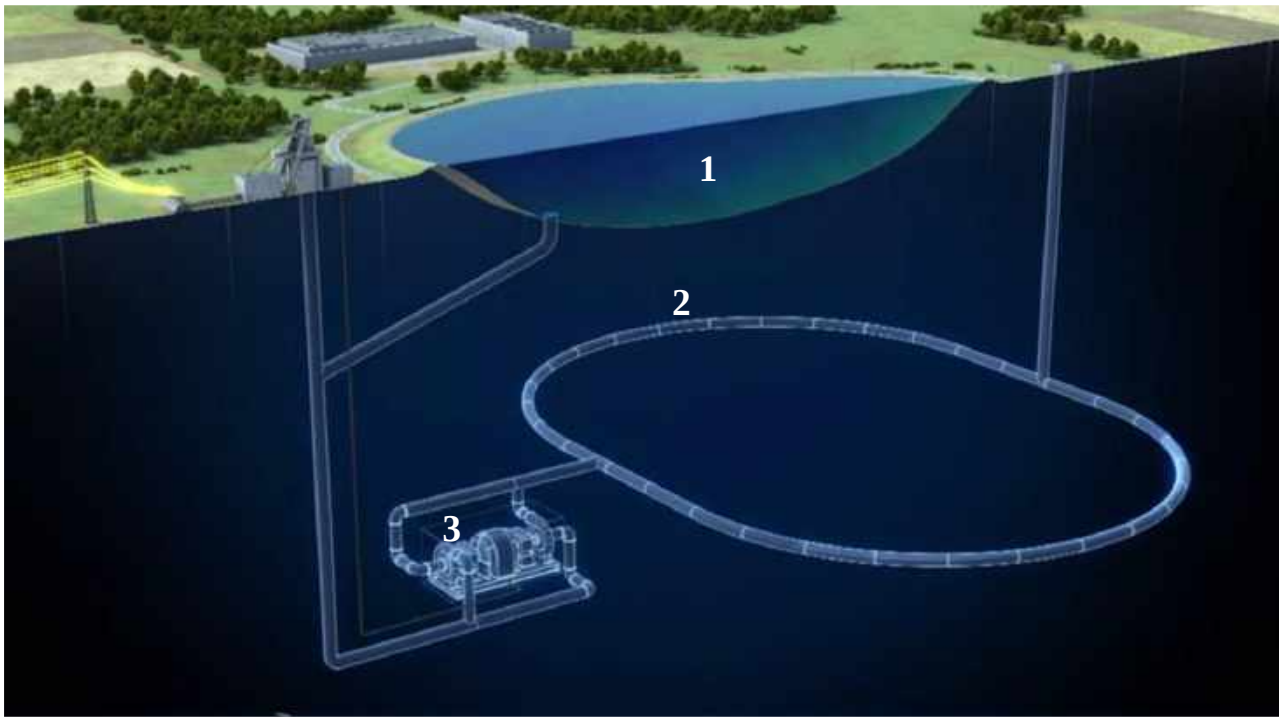


Рисунок 7.2 – Схема накопичувача енергії [168]: 1 – поверхневий резервуар; 2 – підземне сховище (об'єднані в галерею гірничі виробки); 3 – насоси і гідротурбін

Відповідно до запропонованих технологічних схем (табл. 7.1) вода у галереї сезонно підіймається та скидається назад за 2 варіантами з паралельним використанням її термічного та енергетичного потенціалу (рис. 7.3).

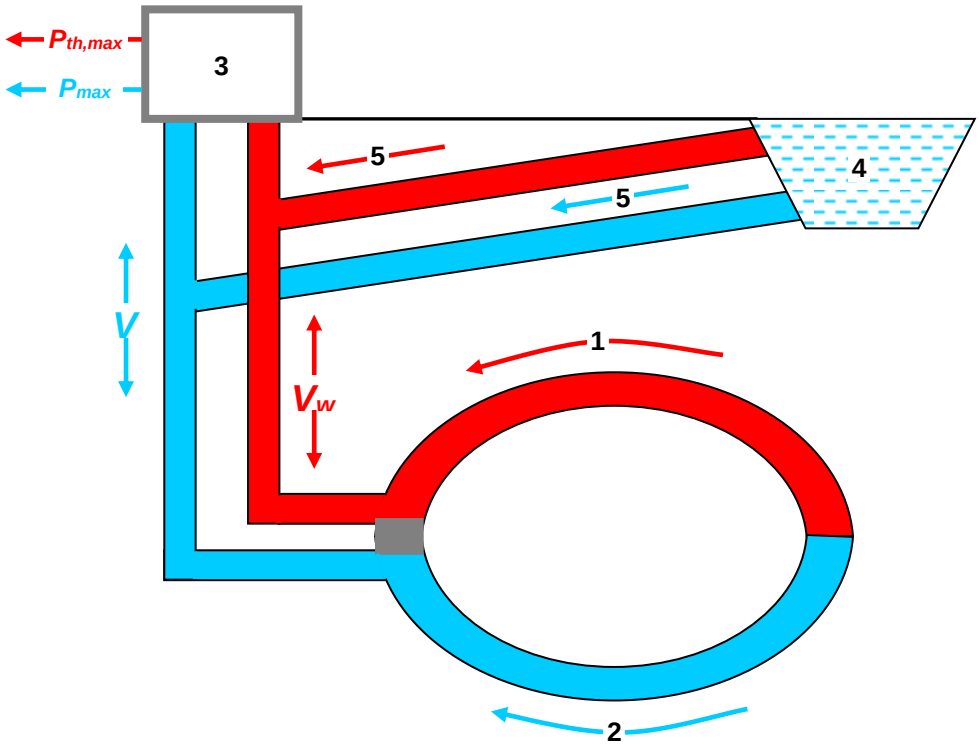
У першому варіанті (рис. 7.3, а) в літній період вода з холодної частини галереї з температурою близько 6 ˚С відбирається на денну поверхню і використовується в теплових насосах для охолодження будівель. В результаті цього вона нагрівається приблизно до 20 ˚С і скидається назад у теплу частину галереї. При цьому відбувається поступове заміщення холодних вод теплими. В зимовий період до теплового насоса надходить вода з теплою частини галереї, яка використовується в насосі для опалення будівель. Охолоджена в результаті цього вода знову скидається до галереї, заміняючи теплу воду.

У другому варіанті (рис. 7.3, б) воду з галереї взимку також використовують у теплових насосах для опалення будинків. Однак, на відміну від першого випадку, після використання вона не закачується назад у галерею, а скидається у ставок-відстійник. Влітку вода у ставку нагрівається і вільним

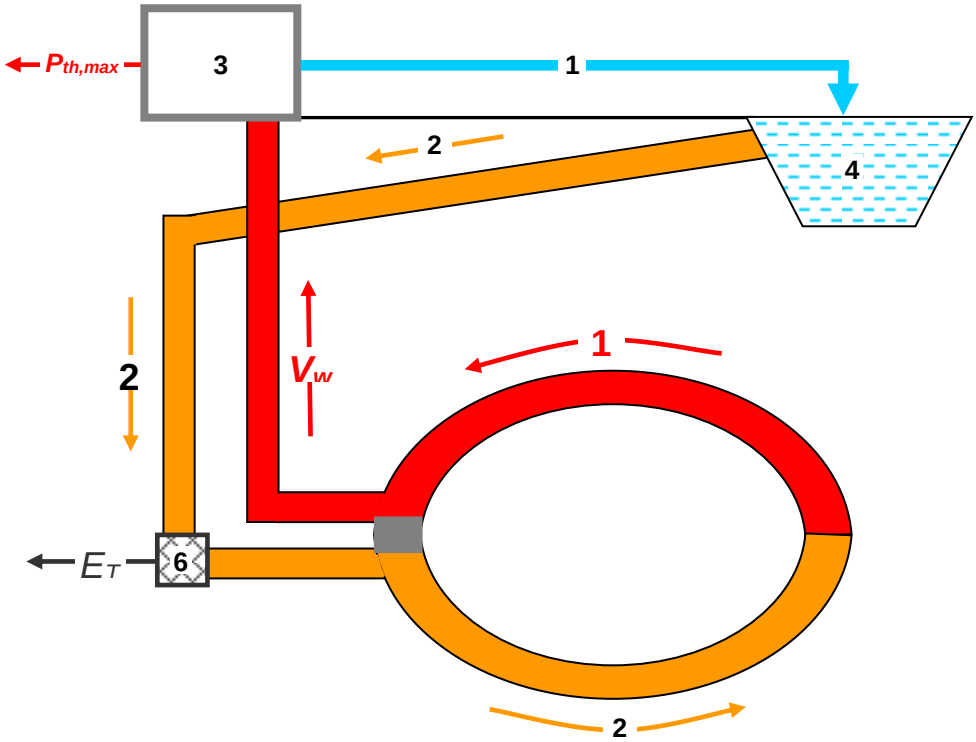
відведенням (падінням) надходить назад у галерею через гідротурбіну. Це дає можливість виробляти електроенергію для споживачів та поповнювати запаси теплої води в галереї.

Таблиця 7.1 – Концепція зберігання та використання енергії в підземному сховищі

Фаза	Період	Тип використання енергії
0	липень-серпень	Тепла вода (близько 20 °С) з поверхневого резервуара (ставка-відстійника) надходить до підземного сховища
1	вересень – жовтень	Пауза
2	листопад – березень	Тепла вода близько 20 °С з «теплої» частини підземного сховища піднімається на поверхню, потім термічно використовується в теплових насосах і подається споживачам тепла. Одночасно: 1) охолоджена вода на 6 °С витісняє теплу воду з сховища; 2) охолоджену воду скидають у поверхневий резервуар.
3	квітень – червень	Пауза
4	липень – серпень	В підземному сховищі холодну воду 6 °С замінюють теплою водою 20 °С за 2 варіантами: 1) вода з сховища піддається на денну поверхню, використовується в теплових насосах для охолодження будівель та потрапляє назад; 2) вода в сховище подається з ставка-відстійника вільним відведенням та виробленням електроенергії за допомогою турбін. Повернення до фази 1.



а)



б)

Рисунок 7.3 – Схема підземної кільцеподібної системи акумуляції тепла: а) без використання турбін; б) з використанням турбін; 1 – напрямок течії води взимку; 2 – напрямок течії води влітку; 3 – тепловий насос; 4 –ставок-відстійник; 5 – водопровідна труба між шахтою і трубою; 6 – турбіна для вироблення електроенергії

Щоб уникнути змішування вод в процесі відбору та нагнітання, в місці роздвоєння галереї має бути встановлена термічна ізоляція. Для поповнення запасів води у випадку розгерметизації цією геотермальної системи влітку або взимку можуть використовуватися води із ставка-відстійника, який з'єднаний із системою «холодною» та «теплою» трубою для подачі води.

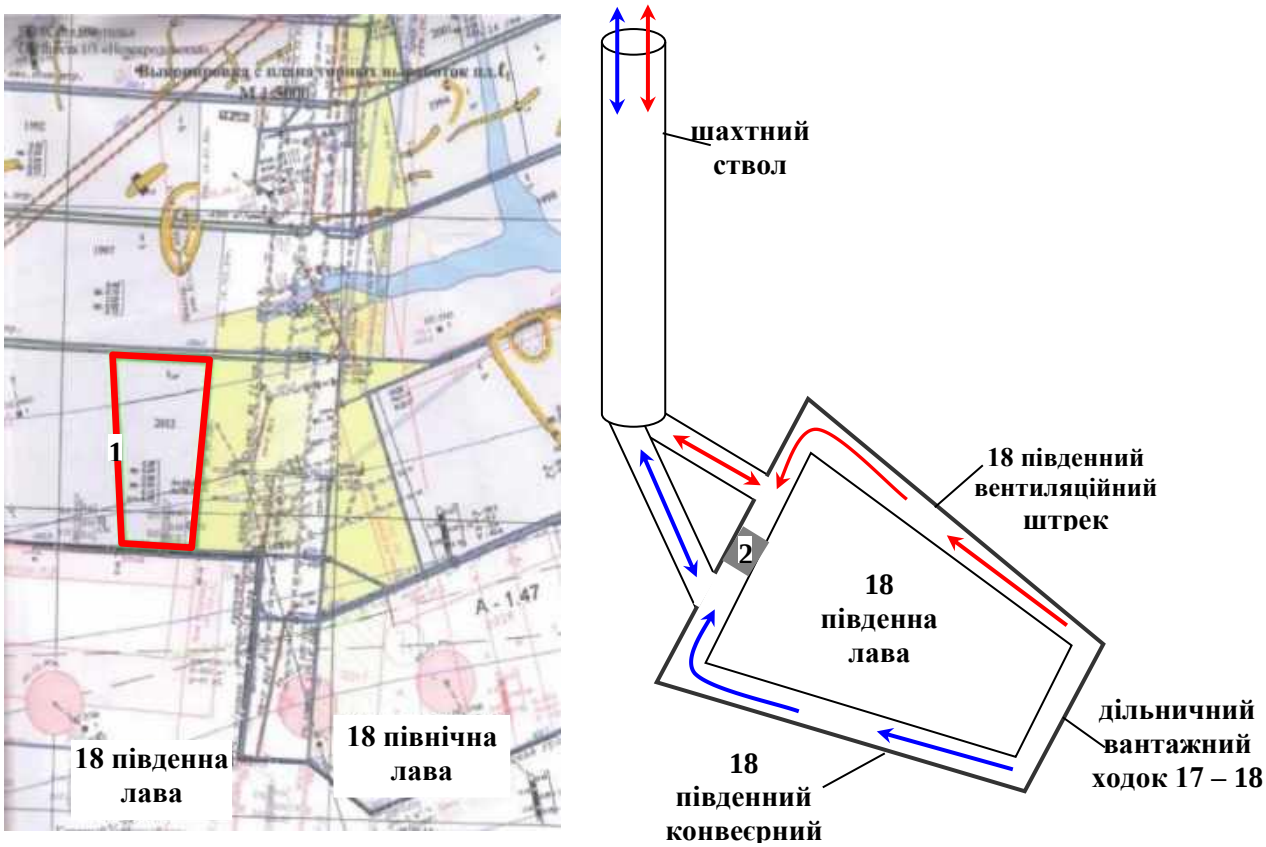
Можливість створення даної кільцеподібної геотермальної системи в межах шахти № 1-3 «Новогродівська» розглядається за умови підтримання водовідливу після її закриття для забезпечення безпечного гідродинамічного режиму у межах Селидівської групи шахт.

Для потенційного розташування кільцеподібного сховища тепла (холоду) в межах шахти № 1-3 «Новогродівська» були обрані розкривні та підготовчі виробки 17-18-х лав південного крила шахти 2021 року проходки на глибині 700–780 м (рис. 7.4, табл. 7.2). Вибір цих виробок обумовлений тим більшим ступенем гідроізоляції та більш сучасною інфраструктурою на глибших горизонтах, що відпрацьовувалися в останні роки.

Таблиця 7.2 – Гірничотехнічні характеристики виробок шахти № 1-3 «Новогродівська» для підземного сховища тепла (холода)

Назва виробки	Довжина, км	Площа перетину, $м^2$	α, град	Глибина, м	Тип кріплення
18 південний конвеєрний штрек	1,73	13,8	14	770,2	КМП-А3, СВП-27
18 південний вентиляційний штрек	1,63	11,2	14	700,7	КМП-А3, СВП-27
дільничний вантажний ходок 17 – 18 лав	0,74	11,2	12	722-780	КМП-А3

α – кут нахилу пласта,



а) б)

Рисунок 7.4 – Фрагмент плану гірничих робіт по пласту l_1 шахти № 1-3 «Новогродівська» (а) та схема роботи кільцеподібної геотермальної системи в межах 18 південній лави (б): 1 – місце передбачуваного розташування кільцеподібної геотермальної системи на плані; 2 – термічна ізоляція

18-й південний вентиляційний та конвеєрний штрек, а також дільничний вантажний ходок 17-ї та 18-ї лави пласта l_1 мають бути з'єднані в єдину кільцеподібну галерею виробок перед закриттям шахти. Перед створенням галереї ці виробки мають бути очищені до початкового стану, герметизовані та ізольовані від інших виробок. Подачу та відведення води з галереї на денну поверхню передбачається проводити через існуючу систему водовідведення.

Наведені гірничотехнічні характеристики виробок шахти № 1-3 «Новогродівська» є вихідними даними при розрахунку параметрів роботи кільцеподібного сховища, яке пропонується створити на їх базі після закриття

шахти. Загальна теплова ємність відпрацьованого масиву може бути значно збільшена за рахунок створення кількох теплоакумулюючих галерей у його межах на різних горизонтах, наприклад, між 16 і 17 північними та південними штреками.

Рівень затоплення має бути нижче місць розташування сховища, що також обґрунтовано необхідністю підтримки безпечного гідродинамічного рівня шахтних вод в межах всієї Селидівської групи шахт. На мінералізацію води, що наповнює сховище, накладаються обмеження технічного характеру задля мінімізації її корозійного впливу на технічні елементи (труби, турбіни, теплообмінники), що для умов порівняно невисокої мінералізації шахти №1-3 «Новогродівська» не є суттєвим.

7.2 Кількісне обґрунтування параметрів технічних рішень із застосуванням моделювання

Розрахунок теплової потужності відкритих систем. Розрахунок параметрів геотермального модулю на шахті ім. Д.С. Коротченка проведемо аналогічно підрозділу 4.3, приймаючи такі припущення:

1) вода відбирається дещо нижче її фактичного рівня;

2) надходження води з шахти «Селідівська» до шахти ім. Д.С. Коротченка моделюється одним гідравлічним сполученням;

3) за умов достатньої потужності водовідливу перетік між шахтами ім. Д.С. Коротченка та №2 «Новогродівська» стає незначним;

4) температура води, що надходить до насосу, визначається для фази активного відбору в усталеному режимі, для діапазону глибин затоплених виробок.

Вихідні дані для розрахунків представлені у табл. 7.3, інші параметри прийняті за табл. 4.4.

Таблиця 7.3 – Вихідні дані для розрахунку геотермального модулю на шахте ім. Д.С. Коротченка

Параметр	Позначення	Значення	Розмірність
Площа шахтного поля	S_m	$1{,}9\cdot10^7$	м^2
Інфільтрація	w_{inf}	$1{,}09\cdot10^{-4}$	м/добу
Об’єм затоплених виробок на горизонті «1»	$V_{w,1}$	$2{,}0\cdot10^7$	м^3
Середня довжина виробок на горизонті «1»	L_1	4000	м
Об’єм затоплених виробок на горизонті «2»	$V_{w,2}$	$3{,}0\cdot10^7$	м^3
Середня довжина виробок на горизонті «2»	L_2	1100	м
Висотне положення поверхні землі	z_s	+185	м абс.
Висотне положення підошви верхнього водоносного горизонту	$z_{0,b}$	+170	м абс.
Радіус впливу ствола у верхньому водоносному горизонті	R	500	м
Рівень затоплення виробок	H_R	+155	м абс.
Висотне положення виробки, що поєднує шахтний ствол з виробками горизонту «1»	z_1	–38	м абс.
Висотне положення виробки, що поєднує шахтний ствол з виробками горизонту «2»	z_2	–240	м абс.
Температура «нейтрального шару»	T_{nl}	10	°С
Висота поверхні «нейтрального шару»	z_{nl}	+175	м

У табл. 7.3 горизонт «1» позначає виробки шахти «Селідівська», горизонт «2» – шахти ім. Д.С. Коротченка. Об’єм виробленого простору та довжина виробок визначалися за наявними даними щодо експлуатації шахти та контурів виробок. Витрата відбору води при розрахунках варіювалась у оціненому в підрозділі 7.1 діапазоні 3000–7000 м^3/доб.

За результатами розрахунків (рис. 7.5) максимальна теплова потужність за середньої температури 18–18,3 °С становитиме від 1,54 до 4,19 МВт.

Приблизно 1/3 припливу до шахти ім. Д.С. Коротченко у разі встановлення на ніц водовідливу забезпечуватиме приплив з шахти «Селідівська» (40–95 м^3/год), що узгоджується з сучасними оцінками [55]. Зменшення водовідбору призводить до зростання частки припливу ґрунтових вод з температурою 10-11 °С, що знижує загальну температуру водовідбору.

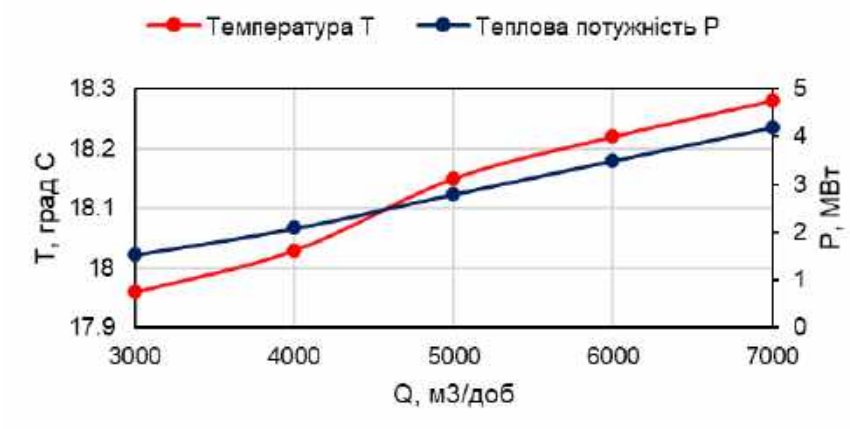


Рисунок 7.5 – Розраховані температура та максимальна теплова потужність геотермального модулю на планованому водовідливі шахти ім. Д.С. Коротченко

Максимальна теплова потужність потенційного геотермального модулю на шахті №1-3 «Новогродівська» за умов існуючого водовідливу (табл. 5.14) становить близько 14 МВт, а для на шахті №2 «Новогродівська» у разі додаткового водовідиву (табл. 4.6) – близько 1 МВ. Приймаючи середнє значення теплової потужності для того ж показника для шахти ім Д.С. Коротченко 3 МВт. Можна оцінити сумарну максимальну теплову потужність геотермальних модулів, які можливо встановити на шахтах Селідівської групи, до 18 МВт. Але реально використати на сучасному технічному рівні можна до третини даної потужності. З урахуванням цього за консервативною оцінкою питомої теплової потужності на 1 кВт на 1 особу в житлових приміщеннях, ресурс даної території може забезпечити гарячою водою та опаленням близько 5000 споживачів у містах Селідове і Новогродівка.

Підземний резервуар теплої (холодної води). Оцінка енергетичної ефективності кільцеподібної геотермальної системи яку передбачається створити на базі шахти № 1-3 «Новогродівська» може бути виконана за допомогою формул з розділу 2. Так, для розрахунку теплового еквіваленту електричної енергії використовується формула (2.2), електричної потужності насоса для підйому води – формула (2.13), електричної потужності, необхідної для роботи теплового насоса – (2.12). Втрата тиску на тертя залежить від швидкості руху води в трубопровідній мережі, що включає труби між кільцеподібною геотермальною системою та денної поверхню.

Електрична потужність турбін залежить від їх форми й типу, кута падіння води та інших факторів і може бути розрахована за рівнянням [169]

$$P_t = \eta_t \rho_f g Q_w H_D \tag{7.1}$$

де P_t – електрична потужність турбін, Вт;

Q_w – витрата падаючої води, м^3/с;

η_t – ККД турбіни, -;

H_D – різниця висот між рівнем води в поверхневому резервуарі та рівнем турбіни, м.

Енергія, споживана насосом, тепловим насосом та вироблена при роботі турбін, розраховується як множення відповідної електричної потужності на час роботи. Витрати на споживання електроенергії відцентровим і тепловим насосом і доходи від одержаної теплової і електричної енергії розраховуються як множення енергії на відповідні тарифи.

Втрата тиску на тертя в трубопровідній мережі та накопичувальному кільці розраховується за формулами (2.14), враховуючи різний поперечний перетин течії в трубах та накопичувачі. Коефіцієнт тертя визначається залежно від числа Рейнольдса та умов потоку.

Вхідні параметри для розрахунків параметрів роботи кільцеподібної геотермальної системи на шахти № 1-3 «Новогродівська» зведені в табл. 7.4.

Для порівняння розглянемо випадки «а» і «б», які описані і показані в табл. 7.1 і на рис. 7.2. Для запобігання проникненню холодної води в тепловий насос наприкінці опалювального сезону передбачається, що у випадку «а» використовується лише 80% максимальної ємності накопичувача. На відміну від цього, у випадку «б» можна використовувати 100% максимальної ємності зберігання. Гідравлічні параметри для подальших розрахунків з використання енергії зведені в табл. 7.5.

Кількість споживачів теплової енергії у випадку «а» оцінюється в 490-560 осіб, а у випадку «б» – від 610 до 705 осіб.

На енергетичну ефективність підземного сховища енергії впливають різні фактори, серед інших

• тепловий потік Землі;

• теплообмін між водою в підземному сховищі та гірськими породами та внаслідок цього втрати тепла під час перерв в роботи сховища.

Приплив геотермальної енергії приблизно можна визначити як добуток питомого геотермального потоку на площу горизонтальної проекції накопичувального резервуара (галереї). При середніх значеннях близько 0,05Вт/м^2 і площі близько 10000 м^2 приплив геотермальної енергії оцінюється у 500 Вт. Відповідна зміна температури води в резервуарі протягом року становить 0,1 °С. Під час короткотривалого водообміну і перерв навесні та восени зміни температури ще менше. Тому впливом цього фактору можна знехтувати при розрахунках споживання енергії.

Охолодження або нагрівання гірських порід під час зберігання води різної температури та пов'язані з цим втрати енергії у випадку «а» можна оцінити за допомогою одновимірної моделі неусталеного радіального теплоперенесення в породах. У випадку «б» не передбачено зберігання холодної води у виробках, тому втрати теплової енергії відсутні. Природна температура гірських порід на глибині дуже близька до температури теплої води у ставки-відстійники влітку, яка подається до резервуару.

Таблиця 7.4 – Вхідні параметри для розрахунку параметрів зберігання шахтних вод у кільцеподібній геотермальній системі

Назва параметра	Позна-чення	Значення	Одиниця вимірювання
Довжина кільця зберігання	L_{st}	5000	м
Середній діаметр сховища	D_S	4	м
Об’єм зберігання	V_{St}	62800	м^3
Глибина розташування	h_{st}	700 – 780	м
Температура теплої води	T_w	26	°C
Температура охолодженої води	T_c	6	°C
Температура в контурі опалення	T_H	55	°C
Ефективність теплового насоса	h	0,5	–
Коефіцієнт продуктивності	COP	5,4	–
Довжина труби між підземним сховищем і поверхневим ставком-відстійником	L_1	1300	м
Довжина труби між підземним сховищем і тепловими насосами на поверхні	L_2	850	m
Діаметр труби	d_p	0,15	m
Тривалість опалювального сезону	$\Delta t_{o,h}$	130…150	днів
Тривалість літнього періоду для заміни холодної води в накопичувальному баку	$\Delta t_{o,s}$	35…45	днів
Питома потреба в теплі в опалювальний період (опалення плюс гаряче водопостачання)	a_{th}	0,63	кВт/людина
Ціна на електроенергію (для промисловості)	s_{el}	4,5	грн/кВт
Ціна на газ для домогосподарств	s_{th}	2	грн/кВт
ККД турбіни	η_T	0,92	–

Таблиця 7.5 – Оцінені гідравлічні параметри водообміну в резервуарі – сховищі тепла (холоду)

Назва параметра	Позначення	Випадок «а»	Випадок «б»	Одиниця вимірювання
Теплова потужність в опалювальний сезон	$P_{th,max}$	0,355 0,307	0,444 0,384	МВт
Витрата вод взимку в опалювальний сезон	Q_w	386 335	483 418	м^3/доб
Швидкість руху води в резервуарі в опалювальний сезон	$v_{st,h}$	30,7 26,6	38,4 33,3	м/доб
Швидкість води в трубі взимку	$v_{p,w}$	0,023 0,02	0,31 0,27	м/с
Витрата вод влітку	Q_s	1435 1116	1794 1396	м^3/доб
Швидкість води в трубі влітку	$v_{p,s}$	0,94 0,73	1,17 0,91	м/с
Довжина шляху води в підземному сховищі	L_{st}	4000	5000	м

[1] $\Delta t_{o,h}$ = 130 днів (перший рядок), 150 днів (другий рядок)

[2] $\Delta t_{o,s}$ = 35 днів (перший рядок), 45 днів (другий рядок)

При оцінці теплових втрат приймається круглий переріз накопичувального резервуара. Температуру гірських порід T_r можна визначити з рівняння нестаціонарного радіального теплообміну навколо накопичувача

$$\frac{d}{dr}\left(\lambda r \frac{dT_r}{dr}\right) = \rho_r c_r \frac{dT_r}{dt}; \qquad (7.2)$$

де як межові умови використовується температура води на зовнішньому краю накопичувача та незмінна температура гірських порід на значному віддаленні від сховища

$$T_r\left(R_{St}\right)=T_{St},\ T_r\left(R_f\right)=T_0. \qquad (7.3)$$

рівняння (7.2) інтегрується в інтервалі $R_{St} \le r \le R_f$. Оскільки точний аналітичний розв'язок граничної задачі (7.2) – (7.3) є надто складним для нестаціонарних граничних умов, рівняння (7.2) вирішувалось методом скінченних різниць; цього цілком достатньо для практичних цілей і точності параметрів моделі.

У розрахунках для фази зберігання холодної води з $T_{St} = 6$ °C, T_0 = 26 °C гірські породи навколо накопичувального резервуара охолоджуються переважно в шарі циліндра навколо нього радіусом 2 м $\le r \le$ 2,6 м за три місяці, при цьому температура за його межами залишається майже незмінною (рис. 7.6).

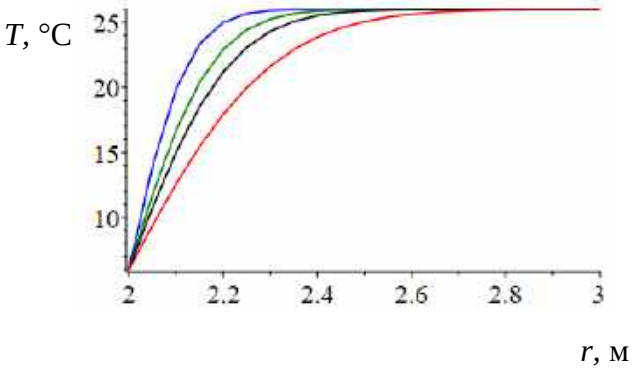


Рисунок 7.6 – Зміна температури гірських порід навколо резервуара залежно від часу: t = 30 днів (синя лінія), t = 60 днів (зелена), t = 91 день (чорна), t = 182 дні (червона)

Середнє охолодження гірських порід в шарі циліндра товщиною 0,7 м навколо виробки сягає 4,3 °C. За умови хорошого змішування в сховищі та енергетичного балансу в системі «вода в сховищі – гірські породи», вода може за півроку нагрітися на 0,98 °C. Враховуючи тепловий опір на межі «вода-

порода» і повільне перемішування води, зміна температури фактично буде меншою. Але в розрахунках енергетичної ефективності сховища (табл. 7.6, 7.7) приймалось охолодження теплої води на 1 °C, тобто замість 26 °C як середню температуру теплої води задавалось значення 25 °C на завершення періоду зберігання на початку зими.

В табл. 7.6, 7.7 прийняті такі позначення: $P_{mw,el}$ – потужність насосу при підйомі (прокачуванні) води; $P_{hp,el}$ – електрична потужність теплового насосу для виробництва теплової енергії з теплої води; $P_{mw,el}$ – потужність гідротурбіни для виробництва електроенергії при скиданні води у виробку; U_{mw} – електроенергія, витрачена насосом для підняття (прокачування) води; U_{mw} – електроенергія, витрачена тепловим насосом для виробництва теплової енергії з теплої води; U_t – електроенергія, вироблена гідротурбіною при скиданні води у виробку; $C_{mw,el}$ – витрати на електроенергію при підйомі (прокачуванні) води; $C_{hp,el}$ – витрати на електроенергію при виробництвs теплової енергії з теплої води; C_t – вартість електроенергії, виробленої гідротурбіною при скиданні води у виробку; $C_{hp,th}$ – вартість теплової енергії, виробленої тепловими насосами.

Показники вироблення (споживання) енергії розраховані:

1) для зими $\Delta t_{o,h}$= 130 діб (перший рядок), 150 діб (другий рядок);

2) для літа $\Delta t_{o,s}$ = 35 днів (перший рядок), 45 днів (другий рядок);

3) для всього року мінімально можливе значення записане в першому рядку, максимально можливе значення – в другому рядку.

Обидва розглянуті варіанти використання кільцеподібного сховища тепла (холоду) демонструють позитивний енергетичний баланс і певний прибуток від експлуатації протягом року. Однак за енергетичними та вартісними критеріями випадок «а» з циркуляцією води та сезонною заміною води в сховищі виглядає вигідніше, ніж випадок «б» з повним відкачуванням води зі сховища взимку та виробництвом електроенергії за допомогою турбін влітку. У випадку «б» витрати на споживання електроенергії зростають дуже високо порівняно з

випадком «а» через повне відкачування води; приріст електроенергії влітку недостатньо компенсує дефіцит електроенергії, який виникає за рахунок підйому води. На відміну від цього, споживання електроенергії у випадку «а» значно менше, оскільки воно переважно залежить від відносно незначної втрати тиску на тертя між поєднаними «холодною» та «теплою» трубами.

Остаточний висновок про економічну доцільність обох варіантів зберігання та використання енергії на цій ділянці треби робити з детальним урахуванням таких чинників і ризиків:

• втрати (витоків) води з накопичувального резервуара під час активних фаз водообміну та пауз, проникність гідробар'єру у місці розгалуження резервуара;

• інвестиційні витрати, які ймовірно, стануть вищими у випадку (б) з використанням турбін;

• змішування води в накопичувальному резервуарі під час інфільтрації холодної води та зниження СОР в кінці опалювального сезону.

Незважаючи на відносну простоту, розроблена модель накопичувача енергії робить можливим:

• виконувати багатоваріантні оцінки для пілотного проекту підземного теплоакумулятора на закритих шахтах без складних чисельних моделей з реалістичним розрахунком критичних параметрів: температури, потужності та ефективності;

• оптимізувати роботу даної геотермальної системи з урахуванням сезонних змін температури та потреб в енергії.

Таблиця 7.6 – Розрахункові параметри накопичення та використання енергії в сховищі у випадку «а» – Зберігання тепла (холоду) без використання турбін

Потужність

Період	Тип використання	Електрична потужність, кВт			Тепловий еквівалент електричної потужності, кВт	Теплова продуктивність теплового насосу, кВт	Додаткова теплова потужність, кВт
		$P_{mw,el}$	$P_{hp,el}$	$P_{mw,el}+P_{hp,el}$	$\frac{P_{mw,el}+P_{hp,el}}{\omega}$	$P_{hp,el}\cdot COP$	$P_{hp,el}\cdot COP - \frac{P_{mw,el}+P_{hp,el}}{\omega}$
Зима[1]	• Термічне використання води для опалення. • Заміна теплої води на охолоджену.	0,85 0,73	64,98 56,32	65,83 57,05	109,7 95,1	355,2 307,9	245,5 212,8
Літо[2]	• Заміна холодної води теплою.	5,2 3,4	0	5,2 3,4	8,7 5,7	0	–8,7 –5,7

Вироблена (спожита) енергія

	Споживання електроенергії, МВт·год			Витрати на електроенергію, тис. грн	Тепловий еквівалент спожитої енергії, МВт·год	Отримана теплова енергія, МВт·год	Додатково отримана теплова енергія, МВт·год	Вартість виробленої енергії, тис. грн	Прибуток, тис. грн	$\xi_{E,g}$, –
	U_{mw}	U_{hp}	$U_{mw}+U_{hp}$	$C_{mw,el}+C_{hp,el}$	$\frac{U_{mw}+U_{hp}}{\omega}$	$U_{hp}\cdot COP$	$U_{hp}\cdot COP - (U_{mw}+U_{hp})/\omega$	$C_{hp,th}$	$C_{hp,th} - C_{mw,el}+C_{hp,el}$	$\frac{U_{hp}\cdot COP}{(E_{mw}+E_{hp})/\omega}$
Зима[1]	2,6 2,4	202,7 202,3	205,3 204,7	924 922	342,3 341,2	1108,0 1105,8	765,7 764,6	2217,0 2211,6	1293,0 1289,6	3,23 3,22
Літо[2]	4,4 3,7	0	4,4 3,7	19,8 16,6	7,3 6,2	0	0	0	–19,8 –16,6	–
Рік[3]	**6,1 7,0**	**202,3 202,7**	**208,4 209,7**	**938,6 943,8**	**347,4 349,6**	**1105,8 1108,0**	**764,6 765,7**	**2211,6 2217,0**	**1269,4 1276,4**	**3,22 3,23**

Таблиця 7.7 – Розрахункові параметри накопичення та використання енергії в сховищі у випадку «б» – Зберігання тепла (холоду) з використанням турбін

Потужність

Період	Тип використання	Електрична потужність, кВт				Тепловий еквівалент електричної потужн., кВт	Теплова продуктивність теплового насосу, кВт	Додаткова теплова потужність, кВт	Електрична потужність, кВт
		$P_{mw,el}$	$P_{hp,el}$	$P_{mw,el}+P_{hp,el}$	P_t	$P_{mw,el}+P_{hp,el}-P_t$	$\frac{P_{mw,el}+P_{hp,el}-P_t}{\omega}$	$P_{hp,el}\cdot COP$	$P_{hp,el}\cdot COP-\frac{P_{mw,el}+P_{hp,el}-P_t}{\omega}$
Зима[1]	• Термічне використання води для опалення. • Повне відкачування теплої води з підземного накопичувального резервуара	79,6 68,9	81,2 70,4	160,8 139,3	–	–160,8 –139,3	268,2 232,3	444,1 384,8	175,9 152,5
Літо[2]	• Електрика виробляється, коли тепла вода скидається вниз і резервуар заповнюється	–	–	–	137,5 107,9	+137,5 +107,9	229,3 179,9		

Вироблена (спожита) енергія

	Споживання електроенергії, МВт·год			Виробництво електроенергії, МВт·год	Дефіцит електроенергії, МВт·год	Витрати, тис. грн	Тепловий еквівалент споживання електроенергії (прибуток), МВт·год	Отримана теплова енергія, МВт·год	Додатково отримана теплова енергія, МВт·год	Вартість виробленої енергії, тис. грн	Прибуток, тис. грн	$\xi_{E,G}$, –
	U_{mw}	U_{hp}	$U_{mw}+U_{hp}$	U_t	$U_{mw}+U_{hp}-U_t$	$C_{mw,el}+C_{hp,el}-C_t$	$\frac{U_{mw}+U_{hp}-U_t}{\omega}$	$U_{hp}\cdot COP$	$U_{hp}\cdot COP-(U_{mw}+U_{hp}-U_t)/\omega$	$C_{hp,th}$	$K_{hp,th}-(C_{mw,el}+C_{hp,el}-C_t)$	$\frac{U_{hp}\cdot COP\cdot\omega}{U_{mw}+U_{hp}-U_t}$
Зима[1]	248,6 248,4	253,4 253,1	502,0 501,5	–	502,0 501,5	2259,0 2256,8	836,0 835,8	1385,0 1383,3	549,0 547,5	2771,0 2766,6	512,0 509,8	1,65 1,64
Літо[2]	–	–	–	115,5 116,5	–115,5 –116,5	–	–192,6 –194,2	–	–	520,1 524,5	520,1 524,5	–
Рік[3]	**248,4** **248,6**	**253,1** **253,4**	**501,5** **502,0**	**115,5** **116,5**	**385,0** **386,4**	**2256,8** **2259,0**	**641,8** **643,4**	**1383,3** **1385,0**	**547,5** **549,0**	**3286,7** **3295,5**	**1029,9** **1036,5**	**1,64** **1,65**

ВИСНОВКИ

Ефективність використання геотермальних модулів на закритих вугільних шахтах підтверджується досвідом їх експлуатації в ряді країн світу (Німеччина, Великобританія, США, Нідерланди та ін.) навіть в умовах невисокої температури шахтних вод (12 – 14 °С). Переважна більшість модулів має теплову потужність до 1 МВт, що достатньо для опалення однієї чи кількох будівель, розташованих біля шахт. Збільшення теплової потужності та коефіцієнтів перетворення в теплових насосах цілком можливе при збільшенні температури шахтної води до 20 °С і більше, що стосується як більш потужних систем відкритого типу на основі водовідливу чи затопленої шахти, або закритих систем на основі геотермальних зондів коаксіального чи U-подібного типу, які дозволяють відбирати тепло без гідродинамічного впливу.

На прикладі закритих шахт Донецького вугільного басейну проаналізовані гідрогеологічні, інженерно-геологічні, геотехнологічні та термодинамічні чинники, які визначають параметри встановлення та експлуатації геотермальних модулів. Це, зокрема, водоносні горизонти підробленого вуглевмісного масиву, фізико-хімічний склад підземних вод, фільтраційні та ємнісні властивості порід, техногенна порушеність, об’єми виробленого простору та його розподіл за висотою, рівень шахтних вод, швидкість затоплення підземних виробок, розподіл геотермічного градієнту за площею, температура шахтних вод, теплофізичні властивості гірських порід. Зібрані та опрацьовані дані для 27 закритих шахт Донбасу, на основі чого встановлено, що глибина підземних виробок, де можливе встановлення геотермальних модулів, змінюється від 320 до 1200 м, глибина до рівня шахтних вод – від 50 до 1000 м, потужність зони обводнення гірничих виробок – від 50 до 900 м. Оцінювані шахти розташовані в районах з різними значеннями геотермічного потоку, інтенсивність якого майже вдвічі змінюється в межах досліджуваної території.

На підставі аналізу енергетичного профілю вугільної шахти встановлено зменшення її енергетичних потреб в пост-експлуатаційний період у кілька разів за рахунок припинення видобутку вугілля та роботи потужного (до 5 МВт) гірничодобувного обладнання. При цьому виникає дефіцит теплової енергії через зменшення видобутку вугілля і зростає частка електроенергії в енергобалансі непрацюючої шахти, що витрачається на водовідлив для підтримання гідродинамічно безпечного рівня шахтних вод, вентиляцію незатоплених виробок та освітлення будівель. Показана можливість покриття частини теплоенергетичних потреб за рахунок освоєння теплової енергії відпрацьованого вуглепородного масиву шляхом створення та експлуатації відкритих та закритих геотермальних модулів, інтегрованих до системи опалення будівель. Запропоновано енергетичні та вартісні критерії оцінки ефективності геотермальних модулів різного типу, які базуються на зіставленні отриманої теплової енергії з енергетичними витратами; ці критерії можуть визначати пріоритетність та етапність встановлення геотермальних модулів серед значної кількості потенційних ділянок.

Оцінена теплова потужність безповоротних геотермальних модулів, які можуть бути встановлені на базі закритих шахт Донбасу, становить кілька МВт з коефіцієнтом перетворення тепла *COP* понад 4,1, що узгоджується з фактичними даними про модулі такого типу, які експлуатуються за кордоном. Потужність циркуляційних геотермальних модулів для затоплених шахт, де наявні споживачі теплової енергії, становить 111 – 150 кВт при *COP* – 3,5 – 4,5. Зіставлення розрахованої теплової потужності з потребами споживачів теплової енергії в кліматичних умовах Донецького басейну на типовому прикладі показало, що теплове навантаження, яке необхідне протягом року в будівлях з офісними приміщеннями для перебування до 600 осіб в діапазоні 17 – 117 кВт та житловими приміщеннями до 2000 осіб (0,6 – 1,8 МВт), може бути повністю покрите за рахунок геотермальних модулів потужністю 2 МВт, створення яких є цілком реалістичним на основі теплового ресурсу закритих шахт Донбасу.

Шляхом інженерного аналізу отриманих результатів були обґрунтовані технологічні схеми відкритих (безповоротних і циркуляційних) та закритих (з коаксіальними та U-подібними зондами) геотермальних модулів в межах території непрацюючої шахти з урахуванням сезонних коливань температури повітря. Для запропонованих технологічних схем оцінені параметри відбору шахтних вод, які забезпечують їх гідродинамічно безпечний рівень. На типовому прикладі показано порядок визначення та оцінки зони підвищення рівня підземних вод, який не досягає підошви водоносного горизонту, що може використовуватися для місцевого водопостачання. Отримані результати дозволили обґрунтувати етапи та змінні в часі показники екобезпечного та економічно доцільного використання геотермального потенціалу ліквідованих вуглевидобувних підприємств шляхом створення модулів, які забезпечують виробництво теплової енергії відповідно до потреб місцевих споживачів.

Для розробки моделей теплоперенесення навколо геотермальних модулів в закритих шахтах проведено аналіз результатів наявних на цей час лабораторних досліджень, натурних вимірювань щодо гідродинамічного режиму та термодинамічного стану породного масиву та шахтних вод за різних технологічних та природних умов. Це визначає пріоритетність досліджених у розділі 1 ділянок для геотермальних систем відкритого типу залежно від мінералізації шахтної води, розташування ставків-накопичувачів, рельєфу, наявності доступних виробок, водовідбору, геотермічного градієнту, що у сукупності визначає доцільність їх встановлення на закритих шахтах Донбасу. Системи закритого типу на основі геотермальних зондів можуть бути встановлені у верхній частині шахтних стволів з відбором тепла від гірських порід і у свердловинах в затоплених гірничих виробках з відбором тепла від шахтних вод. Завдяки незначного діаметра труб U-подібних зондів (0,02 – 0,063 м) вони можуть бути розміщені майже у всіх наявних на шахтному полі вертикальних виробках, у той час як встановлення коаксіальних зондів з більшою тепловою потужністю обмежено їх більшим діаметром (0,14 – 0,16 м).

Теплофізичні властивості оточуючого зонди середовища, зокрема, на території шахт Донбасу визначаються діапазоном значень коефіцієнта теплопровідності покривних порід 1,8 – 2,5 Вт/(м·°С), корінних порід – 3,5 – 4,5 Вт/(м·°С), що обумовлює геотермічний градієнт у них 0,024 – 0,038 °С/м і 0,013 – 0,02 °С/м відповідно. На температуру вод в затоплених виробках впливає вільна конвекція і термохалінна стратифікація, при цьому режим течії навіть за відсутності відбору води у більшості виробок є переважно турбулентним. Для обґрунтування математичних моделей було проведено аналіз добре задокументованих натурних вимірювань показників ефективності геотермальних модулів на експериментальних ділянках у м. Вілліх, шахті «Едуард» біля м. Ахен (Німеччина) і біля м. Ізмір (Туреччина) з визначенням найбільш важливих теплофізичних параметрів: теплопровідності матеріалів-заповнювачів свердловин і оточуючих порід, а також їх об’ємної теплоємності.

Для оцінки показників експлуатації геотермального модуля відкритого типу розроблені дві математичних моделі, засновані на різних підходах. Перший підхід реалізовано на основі співвідношень гідравліки та теплообміну для розрахунку температури води, яка відбирається водовідливом з шахтного ствола, який сполучений з двома горизонтальними виробками. Останні збирають воду з горизонтів відпрацювання, представлених мережею дрібних віддалених виробок на шахтному полі на різній глибині з різною температурою. Цінність такої моделі полягає у тому, що вона дозволяє без дискретизації затопленого породного масиву з достатньою для практики точністю визначити діапазон очікуваної температури води, що відбирається, та його довготривалі зміни у часі. Другий підхід засновано на чисельному моделюванні течії підземних і шахтних вод та переносу тепла у порушеному масиві в зоні впливу геотермального модулю, що доцільно для кількісного аналізу та прогнозу термодинамічного стану породного масиву і шахтних вод у разі значної варіації технологічних та природних умов.

Визначення контрольованого підйому рівня шахтних вод для обґрунтування геотермальної системи відкритого типу проведено на прикладі

шахти № 2 «Новогродівська». Розрахунками оцінено загальний шахтний водоприплив у діапазоні 2000 – 2200 м^3/добу залежно від перетікання з сусідніх шахт, коливань інфільтрації і припливу з верхнього водоносного горизонту. Для підтримання гідродинамічно безпечного рівня +185 м водоприплив має повністю відбиратися та скидатися до гідрографічної мережі за межами зони водозбору.

Математична модель на основі співвідношень гідравліки у затоплених виробках була верифікована для умов шахти № 2 «Новогродівська» біля м. Покровськ. Очікуване охолодження води у виробках шахти за рахунок її розбавлення інфільтраційною водою протягом періоду експлуатації системи 25 років становитиме до 1,0 °С, що відповідає зниженню її максимальної теплової потужності на 8,3%. Температура води, яка подаватиметься до теплообмінників на денній поверхні, становитиме близько 18 °С, а максимальна теплова потужність системи – близько 1,1 МВт при водовідборі до 2000 м^3/добу. Енергетичний критерій ефективності геотермальної системи змінюється від 1,73 – 1,81 при відборі близько до рівня шахтних вод до 0,99 – 1,08 при відборі на глибині 460 м нижче поверхні при коефіцієнті перетворення теплового насоса 4,83 – 5,05. Середня мінералізація шахтних вод, які будуть подаватися на денну поверхню, згідно розрахунків не перевищить 3,20 г/дм^3, тому їх утилізація після термічного використання допустима за існуючою системою очистки.

Розроблена чисельна тривимірна модель теплоперенесення, яка відтворює просторову неоднорідність руху підземних вод і температурних полів навколо геотермального модулю, була верифікована для умов тієї ж шахти. Оцінений діапазон температури шахтних вод, що відбираються водовідливом з підтриманням безпечного рівня води для попередження підтоплення й засолення верхнього водоносного горизонту, становить 18 – 21 °С, що в цілому узгоджується з результатами застосування гідравлічної моделі теплоперенесення в шахтних водах. Заміщення теплих шахтних вод більш холодними водами інфільтраційного живлення призведе до поступового

зниження температури на 1,7 – 2,8 °С, а відповідне зменшення максимальної теплової потужності не перевищить 3% протягом перших 5 років експлуатації та 16% протягом усього періоду експлуатації. Це відбувається внаслідок переважання тепловідбору над припливом геотермального тепла з глибини земних надр.

Застосування двох різних за припущеннями та співвідношеннями моделей термогідродинаміки для умов того ж об’єкту дозволяє більш обґрунтовано оцінити діапазон очікуваної температури шахтних вод та максимальної теплової потужності геотермального модулю. Отриманий діапазон температур та максимальної потужності модулю для умов розглянутої шахти за допомогою двох моделей має бути уточнений у подальшому при обґрунтуванні пілотного проекту з використання тепла шахтних вод.

Розроблені моделі теплоперенесення в геотермальних модулях закритого типу (одиночні, здвоєні U-подібні та коаксіальні зонди у ґрунті й шахтній воді) базуються на застосовуванні диференціальних рівнянь перенесення тепла в трубах при теплообміні з оточуючим середовищем та детальним визначенням термічних опорів елементів зондів відповідно до їх геометрії.

Верифікація цих моделей на прикладах трьох експериментальних ділянок показала хорошу збіжність з вимірами та переважно незначне відхилення від них, прийнятне для практики. Так, середня абсолютна й відносна похибка розрахунків температури теплоносія на виході з зонду знаходиться переважно у межах похибки вимірювань і становить 0,1 °С і 1,28%. При цьому, середня відносна похибка розрахунку теплової потужності зонду складає 3,41 %. Окремі випадки більшої похибки (експеримент на ділянці біля м. Ахен у січні 2019 р.) пов'язані з технічними особливостями вимірювань температури в цей період та зміною положення датчика відносно труб. В цілому, досягнута збіжність розрахунків з результатами експериментів підтверджує адекватність розробленої моделі теплоперенесення і можливість її застосування для практичних оцінок.

Виконана за допомогою розробленої моделі оптимізація показників

геотермальної системи на ділянці біля м. Ахен показала, що максимальне значення критерію її енергоефективності, уведеного авторами звіту, досягається при зменшенні витрат теплоносія, що супроводжується зростанням коефіцієнта перетворення теплового насоса зі значення 4,1 при 16 м^3/год (вимірювання) до 5,5 (прогноз при витраті теплоносія 12 м^3/год). Але зростання енергетичної ефективності при зменшенні витрати теплоносія супроводжується зниженням теплової потужності, а зміна витрати теплоносія на 1 м^3/год змінює теплову потужність даної системи приблизно на 3,1 кВт. За наявності біля закритої шахти потужних споживачів теплової енергії критерій енергоефективності має розглядатися у комплексі з тепловими потребами споживачів.

Таким чином, розроблені й верифіковані в ході виконання даного етапу проекту математичні моделі теплоперенесення дозволяють обґрунтовано визначати і оптимізувати параметри їх експлуатації в гірничо-геологічних умовах закритих шахт Донбасу, оцінювати зміни теплового стану породного масиву і шахтних вод за різних технологічних умов експлуатації систем, а також встановлювати безпечні діапазони рівня шахтних вод.

Створено каталог шахт Донбасу – потенційних ділянок встановлення геотермальних модулів, що включає наразі 27 об’єктів і розроблено комплексний критерій K_Σ для їх ранжування стосовно ефективності виробництва теплової енергії. Ранг ділянки за цим критерієм визначається середньоарифметичним значенням рангів ділянок, розрахованих за існуючими параметрами та критеріями, які включають коефіцієнт перетворення теплових насосів, уведений авторами звіту енергетичний критерій, теплову потужність систем, прибуток від експлуатації та обсяг скорочення викидів. Спільно ці параметри комплексно характеризують технологічну, енергетичну, економічну і екологічну ефективність геотермальних модулів.

В результаті ранжування шахт за п’ятьма зазначеними показниками окремо і за комплексним показником встановлено, що за умови експлуатації геотермальних систем відкритого типу зі скиданням термічно відпрацьованих

вод у поверхневі водотоки максимальна теплова потужність оцінюється в діапазоні від 1,56 МВт до 24,41 МВт, коефіцієнт перетворення теплового насосу від 4,73 до 9,74, енергетичний критерій – від 2,1 до 4,33. Середні значення цих параметрів відповідно складають 11,09 МВт, 6,08 і 3,02. Ранжування закритих шахт було проведено також за умови розміщення на їх бази циркуляційних систем відкритого типу з відбором шахтних вод на денну поверхню, термічне використання та зворотній скид у шахту, а також систем закритого типу на основі коаксіальних зондів.

Серед найбільш перспективних ділянок для систем відкритого типу зі скидом у гідрографічну мережу, що знаходяться на контрольованій території, визначено шахти Селідівської групи, зокрема №1-3 «Новогродівська» з доволі високим показником $K_{\Sigma} = 75\%$. Однак ефективність встановлення геотермальних зондів на цих шахтах оцінюється доволі невисоко, $K_{\Sigma} \leq 25\%$. Тому для створення геотермального модулю пропонується саме система відкритого типу на основі існуючого водовідливу.

Для обґрунтувань щодо створення та експлуатації геотермальних модулів на виділеної території був виконаний комплексний аналіз натурних вимірювань її гідродинамічних та фільтраційних характеристик. Оцінений коефіцієнт фільтрації кам'яновугільних пісковиків для інтервалу глибин 400 – 600 м становить 0,022 м/доб, для 600 – 800 м – 0,015 м/доб і для 800 – 1000 м – 0,009 м/доб. Модулі шахтних водоприпливів на 1 км^2 площі гірничих відводів шахт коливаються в межах 2,9 – 25,3 дм^3/с·км^2, становлячи в середньому 7,3 дм^3/с·км^2. Ємність техногенно порушених порід у зоні відпрацьованих вугільних пластів становить 0,02. Швидкість водної міграції тепла в умовах дренованих шахт у 20–30 разів менше оціненою швидкості міграції речовин (200 – 600 м/доб) і становить 7 – 30 м/доб.

Шляхом аналізу різних проектних рішень стосовно варіантів закриття шахт встановлено, що для забезпечення прийнятного еколого-гідрогеологічного режиму території шахт Селидівської групи зі збільшенням її позитивного енергетичного балансу водовідлив шахтних вод має проводитися через шахту

ім. Д.С. Коротченка (540 м^3/год), № 1 «Новогродівська» (234 м^3/год) та № 3 «Новогродівська» (77 м^3/год). Термічне використання води, яка відбирається в процесі водовідливу, планується виконувати за допомогою безповоротних систем відкритого типу зі скиданням відпрацьованих шахтних вод у ставки-відстійники, а далі – у гідрографічну мережу. Консервативні оцінки запропонованих технічних рішень до пілотного проекту показують реальну можливість створення теплової потужності на базі шахт на даній території близько 5 МВт, що може забезпечити гарячою водою та опаленням близько 5000 споживачів у містах Селідове і Новогродівка.

Для шахти № 1-3 «Новогродівська» розроблено концепцію кільцеподібного сховища тепла (холоду) в межах розкривних та підготовчих виробок 17-18-х лав південного крила шахти об’ємом до 63 тис. м^3. Запропонована система може експлуатуватися у двох технологічних варіантах: 1) із заміщенням теплої води на холодну відповідно до сезону, 2) з повним осушенням накопичувача взимку і скидом теплої води влітку з виробленням електричної енергії. За проведеними розрахунками обидва варіанти геотермального модулю показують позитивний річний енергетичний баланс (до 765,7 МВт·год тепла) і прибуток від експлуатації (до 1,27 млн. грн). Однак за енергетичними та вартісними критеріями схема з циркуляцією води та її сезонною заміною виглядає вигідніше, ніж випадок з повним відкачуванням води через суттєві витрати електроенергії на підйом води.

Таким чином, в результаті виконання НДР створено параметричну основу для ефективної експлуатації геотермальних модулів на закритих шахтах шляхом моделювання термогідродинамічних процесів у порушеному масиві відповідно до геотехнологічних та гідрогеологічних умов, що дозволить раціонально використовувати тепловий ресурс породного масиву і шахтних вод з підтримуванням гідробезпеки прилеглих територій.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Bertani R. Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report [Електронний ресурс]: World Geothermal Congress 2015. 19-25 April 2015, Melbourne, Australia. 19 p. Режим доступу до ресурсу: https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/01001.pdf.
2. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / С.О. Кудря. – Київ: НТУ «КПІ», 2012. – 495 с.
3. Електронне видання «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє». [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: http://energetika.in.ua/ua/. – Заголовок з екрану 01.12.2020.
4. World Geothermal Congress 2015. [Електронний ресурс]: Media Portal. Режим доступу до ресурсу: http://www.geothermalpress.com.
5. Геотермальна енергія: загальна характеристика [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: http://www.proelectro.info/ru/content/detail/4484. – Заголовок з екрану: 01.12.2020.
6. Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. The World Bank. Technical Report 002/12, 72828. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). Режим доступу до ресурсу: http://documents.worldbank.org/curated/en/396091468330258187/pdf/728280NWP0Box30k0TR0020120Optimized.pdf.
7. Ковалко М.П. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України / М.П. Ковалко, С.П. Денисюк. – Київ: УЕЗ, 2005. – 506 с.
8. Економічні й екологічні аспекти комплексної генерації та утилізації енергії в умовах урбанізованих і промислових територій: монографія / Під заг. ред. Г.Г. Півняка. – Д.: НГУ, 2013. – 176 с.
9. Долінський А.А. Геотермальна енергетика: виробництво електричної і теплової енергії / А.А. Долінський, А.А. Халатов. – Вісник НАН України. 2016. №11. – С. 76 – 86.

10. Landesamt für Natur, Umwelt, und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfahlen: Potenzialstudie warmes Grubenwasser. Technischer Bericht 90 / LANUV NRW. – Recklinghausen: Geothermie, 2018. – 154 p.

11. Banks D., Athresh A., Al-Habaibeh A., Burnside N. Water from abandoned mines as a heat source: practical experiences of open- and closed-loop strategies, United Kingdom. Sustainable Water Resources Management, 2019. – №5. – Pp. 29 – 50.

12. Bojadgieva K., Benderev A., Gerginov P., Hristov V.. The Abandoned Underground Cherno More Coal Mine (SE Bulgaria) – a Source of Low Grade Geothermal Energy. Comptes rendus de l'Académie Bulgare des Sciences: Sciences mathématiques et naturelles. – 2013. – №66.– Pp. 565 – 572.

13. Loredo C., Roqueñí N., Ordóñez A. Modelling flow and heat transfer in flooded mines for geothermal energy use: A review. Int J of Coal Geology. – 2016. – №164. – Pp. 115 – 122.

14. Lund J.W., Toth J.W. Direct Utilization of Geothermal Energy 2020. Worldwide Review. Proc. World Geothermal Congress. – 2020. – 39 p.

15. Gillespie, M.R., Crane, E.J. und Barron, H.F.: Deep geothermal energy potential in Scotland British Geological Survey Geology and Landscape, Scotland Programme. Commissioned Report Cr/12/131. – 2013. – 125 p.

16. REMINING-LOWEX. Redevelopment of European Mining Areas into Sustainable Communities by Integrating Supply and Demand Side Based on Low Exergy Principles. [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: https://smartcities-infosystem.eu/scis-projects/demo-sites/remining-lowex-site-zagorje

17. Veld P.O., Roijen E.J.A.E., Bojadgieva K., Benderev A., Hristov V. Potential use of geothermal energy from abandoned coal mines (Remining-Lowex project). Int Multidiscipl Sci GeoConference: SGEM; Sofia, – 2008. – Vol. 2.– Pp. 319 – 326.

18. Ramos E.P., Breede K., Falcone G. Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a

methodology for screening new projects. Environ Earth Sci. – March 2015. Doi 10.1007/s12665-015-4285-y.

19. Фурсова И.Н. Оценка эффективности использования теплоты шахтных вод для нужд централизованного теплоснабжения. / И.Н. Фурсова, Д.В. Дюжаков. – Инженерный вестник Дона,– 2012. – №4(1). – 4 с.

20. Пивняк Г.Г. Теория и практика теплонасосной утилизации теплоты шахтной воды / Г.Г. Пивняк, В.И. Самуся, Ю.И. Оксень // Уголь Украины. – 2017. – С. 6 – 10.

21. Karu V., Robam K., Valgma I. Potential usage of underground minewater in heat pumps. Raukas, A.; Kukk, K.; Vaasma, T. (Eds.). Estonian Geographical Society, 2012. – Pp. 1 – 20.

22. Landesamt für Natur, Umwelt, und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfahlen: Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW. Technischer Bericht 40. LANUV NRW. – Recklinghausen. 2015. – 78 p.

23. Сербінова Л.А. Еколого-економічне обґрунтування використання шахтних вод в якості вторинних ресурсів / Вісник КрНУ ім. Михайла Остроградського. – 2017. № 4(105). – С. 82-87.

24. Bremerich-Ranft B. Das Erdwärmesonden-Testfeld am Energiezentrum Willich – Vorstellung und bisherige Erkenntnisse. Präsentation an 16. NRW Geothermiekonferenz. 3.9.2020.

25. Empfehlungen Oberflächennahe Geothermie – Planung, Bau, Betrieb und Überwachung / Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften e.V. (DGG), Deutschen Gesellschaft für Geotechnik e.V. (DGGT). 2015. – 290 p.

26. Sanner B., Karytsas C., Mendrinos D., Rybach L. Current status of ground source heat pumps and underground thermal energy storage in Europe. Geothermics. – 2003. – №32. – Pp. 579 – 588.

27. Технологии добычи и использования геотермальной энергии. [Електронний ресурс]: Научно-технический портал Metallurgist.pro. Режим доступу до ресурсу: https://metallurgist.pro/tehnologii-dobychi-i-ispolzovaniya-geotermalnoj-energii/

28. Аренс В.Ж. Физико-химическая геотехнология / В.Ж. Аренс. – М.: Изд-во МГГУ, 2001. – 656 с.

29. Алхасов А. Б. Освоение низкопотенциального геотермального тепла / А. Б. Алхасов. – Москва: Физматлит, 2012. – 280 с.

30. Burnside N.M., Banks D., Boyce A.J. Sustainability of thermal energy production at the flooded mine workings of the former Caphouse Colliery, Yorkshire, United Kingdom. Int J Coal Geol. – №164. – 2016. Pp. 85 – 91. doi:10.1016/j.coal.2016.03.006.

31. Lara L.M., Colinas I.G., Mallada M.T., Hernández-Battez A.E., Viesca J.L. Geothermal use of mine water. European Geologist Journal. – 2017. – 43. – Pp. 40 – 45.

32. Григорьев В.А. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. / В.А. Григорьев, В.М. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 588 с.

33. Viessman Planungshandbuch. Wärmepumpen. [Електронний ресурс]. Viessman GmbH. – 2011. Режим доступу до ресурсу: https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/PDF/Planungshandbuch/ph-waermepumpen.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/ph-waermepumpen.pdf.

34. Extraction of geothermal energy from a mine shaft located in the hard coal mining district of Aachen, Germany. Sustainable Heating. April 9, 2019 in Brussels / Ingenieurbüro Heitfeld-Schetelig GmbH, Energeticon,D. Режим доступу: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/8.5_schetelig_sustainable_heating.pdf.

35. Final Technical Report. A Demonstration System for Capturing Geothermal Energy from Mine Waters beneath Butte, Montana. DOE Award Number: 10EE0002821.

36. Berechnungsbeispiel Planungsmodule Wärmepumpen. Effizienz ist eine Frage der richtigen Planung. [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу:

https://docplayer.org/32801743-Berechnungsbeispiel-planungsmodule-brennwert-effizienz-ist-eine-frage-der-richtigen-planung.html

37. Промышленные тепловые насосы CWC HP XEA. [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: https://a-air.com.ua/teplovye-nasosy/voda-voda/

38. Тепловые насосы Carrier: опис. [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: https://dalgakiran.ua/products/teplovye-mashiny-carrier-serii-30xwhv-voda-voda-s-vintovymi-kompressorami

39. Объекты с тепловыми насосами большой мощности Viessmann. [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: https://www.viessmann.kz/content/dam/vi-brands/RU/PDF/Propekte/Warmepumpe%20KWT%201.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/Warmepumpe%20KWT%201.pdf

40. Промышленные тепловые насосы OCHSNER. [Електронний ресурс]: Режим доступу до ресурсу: https://www.geoteplo.com.ua/katalog/catalogochsnere/industry/158.html

41. Тепловые насосы Waterkotte: каталог [Електронний ресурс]: Режим доступу до ресурсу: http://www.pea.ru/fileadmin/images/ds6500.pdf

42. Терешкин Д.А. Гидрогеологический отчет о результатах поисков источников водоснабжения в Павлоградском и Петропавловском районах (по состоянию гидрогеологических работ на 1.08.1954 г.) / Трест «УкрУглегеология», гидрогеологическая партия. – Днепропетровск, 1954. – Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 20).

43. Горобец В.А. Заключение о переоценке прогноза гидрогеологических условий эксплуатации шахты им. Героев Космоса. / ПГО «Донбассгеология», Павлоградская геологоразведочная экспедиция. – Павлоград, 1986. – (Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 1438).

44. Васик В.И., Штаковская А.Я. Геологический отчет о доразведке поля шахты Западно-Донбасской № 55. Книга 1. / Геологоразведочная партия. – Павлоград, 1973. – (Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 835).

45. Савицкая В.Н., Нестеренко Л.С. Прогноз гидрогеологических условий эксплуатации для шахтных полей на глубоких горизонтах Украинского Донбасса (Донецкая область и Западный Донбасс). Отчет / ПГО “Донбассгеология”, Павлоградская ГРЭ. – Павлоград, 1974. – (Фонды ГГП “Донбассгеология”. Инв. № 1023).

46. Иваненко И.Е., Комаров В.Е. Отчет по теме: “Тектоника Западного Донбасса” (Павлоградско-Петропаловский район). / Трест «Днепрогеология», Павлоградская комплексная геологоразведочная экспедиция. – Днепропетровск, 1969. – (Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 454).

47. Соляков И.П., Суярко А.В., Чабан Д.И. Геологический отчет о детальной разведке участков Петропавловских №№ 1, 2, 3, Брагиновского №1 и перспективной разведке Петропавловско-Межевского района. / Трест Артемуглеразведка. – Артемовск, 1962. – (Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 73).

48. Береснев Н.Г. и др. Отчет о детальной разведке Булаховского водозабора (Западный Донбасс). /Трест «Днепрогеология», Павлоградская комплексная геологоразведочная экспедиция. – Днепропетровск, 1971. – (Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 750).

49. Чемерис Б.В. Заключение о результатах работ по изучению условий обводненности зон тектонических нарушений Западного Донбасса (Павлоградско-петропаловский углепромышленный район). / ПГО «Донбассгеология», Павлоградская ГРЭ. – Павлоград, 1983. – (Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 1283).

50. Шагоянц С.А. Исследование режима водопритоков в горные выработки шахт Западного Донбасса. Отчет / ДГУ им. Артема. – Днепропетровск, 1966. – (Фонды Приднепровской ГГП. Инв. № 318).

51. Геологія вугільних родовищ: Посібник / Нагорний Ю.М., Нагорний В.М., Приходченко В.Ф. – Дніпропетровськ: НГУ, 2005. – 338 с.

52. Калмыков Е.П. Борьба с внезапными прорывами воды в горные выработки. – М.: Недра, 1973. – 239 с.

53. Оцінка екологічної шкоди та пріоритети відновлення довкілля на сході України. – К.: ВАІТЕ, 2017. - 88 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://www.osce.org/uk/project-coordinator-in-ukraine/362581.

54. Щербак В.В. Аналіз загроз і екологічних ризиків, що виникають внаслідок ураження гірничодобувних підприємств в зоні локального військового конфлікту на сході України / В.В. Щербак, С.Ю. Арсенюк. // Збірник наукових праць ДонДТУ. – 2018. – С. 40 – 46.

55. Улицький О.А. До питання оцінки прогнозу змін гідрогеологічних умов техноекосистеми Селидівської групи шахт / О.А. Улицький, В.М. Єрмаков, О.В. Луньова, К.Є. Бойко // Екологічна безпека та природокористування. – 2019. – С. 32 – 42.

56. Фомин В.О. Прогнозирование изменения притока подземных вод в ликвидированную шахту / В.О. Фомин. – Уголь Украины. – 2015. – №5. – С. 20 – 24.

57. Заключение о результатах работы «Прогноз изменения эколого-гидрогеологических условий в границах горных отводов шахты №2 «Новогродовская», которая ликвидируется, ликвидированной шахты «Селидовская» и шахты им. Д.С. Коротченко, которая подлежит ликвидации, а также смежных с ними действующих шахт». «Артемовская геологическая партия» LTD, Артемівськ. 2006. – 130 с.

58. Westermann S., Goerke-Mallet P., Reker B., Dogan T., Wolkersdorfer C., Melchers C. Aus Erfahrungen lernen: Evaluierung von Grubenwasseranstiegsprozessen zur Verbesserung zukünftiger Prognosen. 17. Altbergbau-Kolloquium. Freiberg, – 2017. – Pp. 259 – 273.

59. Садовенко И.А. Моделирование процесса затопления шахты № 2 «Новогродовская» с учетом дальнейшего использования ее теплового ресурса / И.А. Садовенко, А.В. Инкин, Д.В. Рудаков, Ю.В. Хрипливец // Известия Уральского гос. горн. ун-та. – 2014. – С. 29 – 37.

60. Инкин А.В. Способы утилизации теплового ресурса и стабилизации экологической ситуации на ликвидируемых угольных предприятиях / А.В. Инкин // Известия Томского политехн. ун-та. – 2014. – С. 198 – 205.

61. Гордиенко В.В. Тепловое поле территории Украины / В.В. Гордиенко, И.В. Гордиенко, О.В. Завгородняя, О.В. Усенко. – К., Знание, 2002. – 168 с.

62. Маляренко В.А. Відновлювані джерела енергії для Харківської області: сучасний стан, тенденції, перспективи / В.А. Маляренко, І.К. Галетич, Ю.І. Вергелес // Энергетика: Энергосбережение, Энергетика, Энергоаудит. – 2012. – №7(101). – С. 36 – 43.

63. Мхитарян Н.М. Проблемы развития энергетики Украины / Н.М. Мхитарян, В.Ф. Мачулин // Возобновляемая и нетрадиционная энергетика. Наука та інновації. 2006. – Т. 2, №2. – С. 63 – 75.

64. Гордиенко В.В. Тепловое поле Донбасса / В.В. Гордиенко, И.В. Гордиенко, О.В. Завгородняя // Институт геофизики НАН Украины. – 2015. – С. 3 – 23.

65. Теплофизические свойства горных пород / В.В. Бабаев и др. М.: Недра, 1987. – 156 с.

66. Физические величины. Справочник. / Под ред. И.С. Григорьева. М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

67. Медведев Г.Д. Электрооборудование и электроснабжение горных предприятий. – М.: Недра, 1980. – 305 с.

68. Рухлов А.В. Моделювання графіків електричного навантаження вугільних шахт. / Рухлов А.В. – Д.: НГУ, 2008. – 119 с.

69. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.

70. ВСН 12.25.003-80 «Инструкция по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик».

71. Методы теплового расчета трубопроводов различного назначения: монография / [авт. кол.: Моисеев Б.В., Земенков Ю.Д., Налобин Н.В.,

Земенкова М.Ю., Дудин С.М.]; под ред. Б. Моисеева. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 183 с.

72. ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Стандарт Міністерства регіонального розвитку та будівництва України – Київ: Мінрегіонбуд України, 2009. – 56 с.

73. Тихомиров А.К. Теплоснабжение района города: учеб. пособие / А.К. Тихомиров. – Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2006. – 135 с.

74. Ni L., Dong J., Yao Y., Shen C., Qv D., Zhang X. A review of heat pump systems for heating and cooling of buildings in China in the last decade. Renewable Energy. 2015. – Pp. 30 – 45. http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.043.

75. СНиП2.04.05-91*У. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – К.: КиевЗНИИЭП, 1996. – 89 с.

76. Садовенко И.А. Обоснование перспективных направлений использования природно-техногенного ресурса угольных месторождений Украины / И.А. Садовенко, А.В. Инкин, Н.И. Деревягина, Ю.В. Хрипливец // Збірник наукових праць НГУ. – 2018. – С. 61 – 71.

77. Norvatov Y.A., Petrova I.B., Kotlov S.N., Saveliev D.I. Scientific and methodological principles of the analysis and prediction of hydrogeological conditions of mine abandonment, International mining conference, Vietnam. – 2010. – Pp. 597 – 600.

78. Wolkersdorfer C. Water management at abandoned flooded underground mines. Fundamentals. Tracer tests. Modelling. Water treatment. – Springer, 2008. – 465 p.

79. Мохов А.В. О причинах подтопления земной поверхности в горнодобывающих регионах (на примере Восточного Донбасса) // А.В. Мохов, А.Г. Химченко, Б.В. Селиванов. – Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2008. – С. 189 – 195.

80. Проектирование водозаборов подземных вод / Под ред. Ф.М. Бочевера. – Арцев А.И., Бочевер Ф.М., Лапшин Н.Н., Орадовская О.Е., Хохлатов Э.М. – М.: Стройиздат, 1976. – 292 с.

81. Геолого-промислова карта Донецького басейну. Масштаб 1:200 000. Міністерство екології та природних ресурсів України. Департамент геології та використання надр. – За матеріалами «ДонецькДРГП», «СхідДРГП», «Укрвуглегеологія», «Геоінформ». – 2001.

82. Sadovenko I., Rudakov D., Inkin O. Geotechnical schemes to the multi-purpose use of geothermal energy and resources of abandoned mines. *Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining*. 2014. P. 443–450.

83. Методика розрахунку і проектування систем забезпечення мікроклімату в приміщеннях плавальних басейнів. [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: https://pp-budpostach.com.ua/a223613-metodika-rozrahunku-proektuvannya.html – Назва з екрану.

84. Пособие по проектированию теплиц и парников: (к СНиП 2.10.04—85) /Гипронисельпром. – М.: Стройиздат, 1988. – 72 с.

85. Bockelmann F., Fisch M. N. It Works Long-Term Performance Measurement and Optimization of Six Ground Source Heat Pump Systems in Germany. *Energies*. 2019. № 12. 4691. https://doi.org/10.3390/en12244691.

86. Liu H., Zhang Y., Javed S. Long-Term Performance Measurement and Analysis of a Small-Scale Ground Source Heat Pump System. *Energies*. 2020. № 13. 4527. https://doi:10.3390/en13174527.

87. Xiaobing L., Jeffrey M. Field Test and Evaluation of Residential Ground Source Heat Pump Systems Using Emerging Ground Coupling Technologies. Oak Ridge National Laboratory, TM-2013/39. Final Report. UT-BATTELLE, LLC for the U.S. Dept of Energy under contract DE-AC05-00OR22725. 2013. 210 p.

88. Casasso A., Sethi R. Assessment and Minimization of Potential Environmental Impacts of Ground Source Heat Pump (GSHP) Systems. *Water*. 2019. № 11. 1573. https://doi:10.3390/w11081573.

89. Liu X., Malhotra M., Walburger A., Skinner J. Performance analysis of a ground-source heat pump system using mine water as heat sink and source. *ASHRAE Transactions*. 2016. Vol. 122, Part 2. 13 p.

90. Schäfer L. Simultane Geothermal Response Tests zum Vergleich unterschiedlicher Erdwärmesonden. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt, 2020. 183 p.

91. Sanner B., Reuß M., Mands E. Thermal Response Test – eine Methode zur in-situ-Bestimmung wichtiger thermischer Eigenschaften bei Erdwärmesonden. *Geothermische Energie*. 1999. № 7. P. 24–25.

92. Eskilson P. Thermal analysis of heat extraction boreholes. PhD Thesis. Department of Mathematical Physics, Lund Institute of Technology. Sweden, 1987. 221 p.

93. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE). ASHRAE Handbook of HVAC Applications. 2015. 1339 p.

94. Thermal Response Test Analysis Software. User Manual. GeoLogik TRT Software GmbH. 2011. 39 p.

95. Hepbasli A., Akdemir O., Hancioglu E. Experimental study of a closed loop vertical ground source heat pump system. *Energy Conversion and Management.* 2003. № 44. P. 527–548.

96. Wolkersdorfer C. Mine water tracing. *Geological Society Special Publication*. 2002. № 198. P. 47–61.

97. Юренев В. Н., Лебедев П. Д. Теплотехнический справочник. Том 1. Москва : «Энергия», 1975. 744 с.

98. Ali M., Sadek S. Free Convection Heat Transfer from Different Objects, Heat Transfer - Models, Methods and Applications, Konstantin Volkov, IntechOpen. 2018. https://doi:10.5772/intechopen.75427.

99. Бэр Я., Заславски Д., Ирмей С. Физико-математические основы фильтрации воды. Москва : Мир, 1971. 452 с.

100. Hölting B., Coldewey W.G. Hydrogeology. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2019. 357 p. https://10.1007/978-3-662-56375-5.

101. Справочник гидрогеолога / общ. ред. М. Е. Альтовский, Москва : Госгеолтехиздат, 1962. 616 с.

102. Гусев А. А. Основы гидравлики: учебник. Москва : Издательство Юрайт, 2015. 285 с.

103. Альтшуль А. Д., Киселев Н. П. Гидравлика и аэродинамика. Основы механики жидкости. Москва : Стройиздат, 1975. 323 с.

104. Киселев П. Г. Гидравлика: основы механики жидкости. Москва : Энергия, 1980. 360 с.

105. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М. О. Штейнберга. Москва : Машиностроение, 1992. 672 с.

106. Михайлов В. Н., Добролюбов С. А. Гидрология: учебник для вузов. Москва : Берлин Директ-Медиа, 2017. 752 с.

107.Садовенко И. А. Синтезирование численных моделей при решении задач управления геофильтрационным состоянием горного массива. *Известия вузов. Геология и разведка*. 1991. № 12. С. 19–22.

108. Рудаков Д. В., Садовенко І. О. Прогнозування гідродинамічного режиму при відпрацьовуванні й затопленні шахтного поля. *Вісник ЖДТУ*. 2006. № 1 (36). С. 151–157.

109. Wena X. H., Capilla J. E., Deutsch C. V., Gomez-Hernandez J. J. A program to create permeability fields that honor single-phase flow rate and pressure data. *Computers & Geosciences*. 1999. № 25(3). P. 217–230.

110. Spizzichino K., Walton W. Numerical Groundwater Modeling. CRC Press, 1989. 272 p.

111. Рудаков Д. В., Садовенко И. А. Моделирование гидродинамических процессов в окрестности шахтного ствола. *Науковий вісник НГУ*. 2005. № 8. С. 9–13.

112. Malolepszy Z. Modelling of geothermal resources within abandoned coal mines, Upper Silesia, Poland. Report nr. 8. The United Nations University, Reykjavik, 1998. P. 217–238.

113. Rühaak W., Renz A., Schätzl P., Diersch H.-J.G. Numerical Modeling of Geothermal Applications. Proc. World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010. 5 p.

114. Langevin Ch. D., Hughes J. D., Banta E. R., Niswonger R. G., Panday S., Provost A. M. Documentation for the MODFLOW 6 Groundwater Flow Model. Chapter 55 of Section A, Groundwater Book 6, Modeling Techniques. U.S.G.S., 2017. https://doi.org/10.3133/tm6A55.

115. Diersch H.-J. FEFLOW. Finite Element Modeling of Flow, Mass and Heat Transport in Porous and Fractured Media. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2014. 996 p. https://doi.10.1007/978-3-642-38739-5.

116.Шестаков В. М. Динамика подземных вод. Москва: Изд-во МГУ, 1979. 368 с.

117. Hahn F., Ignacy R., Bussmann G., Jagert F., Bracke R., Seidel T. Reutilization of mine water as a heat storage medium in abandoned mines; 11th ICARD | IMWA | WISA MWD 2018 Conference – Risk to Opportunity Mine Water (Vol II). Pretoria, South Africa (Tshwane University of Technology). 2018. P. 1057–1063.

118. Лялько В. И. Методы расчета тепло- и массопереноса в земной коре. Алгоритмы и программы. Киев : Наукова думка, 1974. 131 с.

119. Langevin C. D., Thorne D. T., Dausman A. M., Sukop M. C., Guo W. SEAWAT Version 4: A computer program for simulation of multi-species solute and heat transport: U.S. Geological Survey Techniques and Methods. Book 6, Chapter A22, 2008. 39 p.

120. Калыгин П. В. Анализ материалов по гидрогеологии и химизму глубоких горизонтов юго-западной части Донбасса. *Труды «Артемгеология».* 1976. С. 24–32.

121. Степаненко Н. В., Виноградова Г. В. Геологический отчет о переоценке запасов каменных углей поля шахты им. Д.С. Коротченко (ПО «Красноармейскуголь»): отчет о НИР. ПО «Укруглегеология». Донецк, 1981. 193 с.

122. Садовенко И. А., Рудаков Д. В. Динамика фильтрационного массопереноса при ведении и свертывании горных работ. Днепропетровск : Нац. горный ун-т, 2010. 216 с.

123. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. Москва : Недра, 1985. 240 с.

124. Лукнер Л., Шестков В. М. Моделирование миграции подземных вод. Москва : Недра, 1986. 208 с.

125. Oldenburg C.M., Pruess K. Mixing with first-order decay in variable-velocity porous media flow. *Transport in Porous media*. 1996. Vol. 22. P. 161–180.

126. Yeh T. C., Guzman A., Srivatsava R. Numerical simulation of the wicking effect in liner systems. *Ground Water*. 2012. Vol. 32. P. 2–11.

127. Питаленко Е. И., Артеменко П. Г., Педченко С. В., Ягмур А. Б. Время затопления шахт: прогноз и факт. *Наукові праці УкрНДМІ НАН України.* 2007. № 1. С. 165–172.

128. Дьяченко Н. А., Шевченко Е. Н., Кучук В. Ф. Гидродинамика затопления угольных шахт в условиях деформационного режима сдвиговой зоны. *Наукові праці УкрНДМІ НАН України*. 2012. № 10. С. 192–218.

129. Усенко В. В., Лисянская Л. А. Заключение о результатах работы «Разработка прогноза геофильтрации и управления подземными водами в горном массиве на поле шахты № 2 «Новогродовская» ГХК «Селидовуголь» и граничных шахт при её ликвидации». Артемовск : ПГП «Артемовская гидропартия», 2000. 82 с.

130. Гідрогеологічний прогноз про можливий приток шахтних вод та загрозу прориву води до ВП «Шахта 1-3 «Новогродівська» ДП «Селидвугілля» з закритої шахти № 2 «Новогродівська». ДРГП «Донецькгеологія», 2018 р. 112 с.

131. Заключение о результатах работы «Прогноз изменения эколого-гидрогеологических условий после полной ликвидации шахты №2 «Новогродовская». Артемовск : Артёмовская ГГП, 2015. 79 с.

132. Мироненко В. А., Мольский Е. В., Румынин В. Г. Горнопромышленная гидрогеология. Москва : Недра, 1989. 287 с.

133. Долина Л. Ф. Сточные воды предприятий горной промышленности и методы их очистки. Справочное пособие. Днепропетровск : Лига Приднепровья, 2000. 61 с.

134. Кулинченко В. Р. Справочник по теплообменным расчетам. Киев : «Техника», 1990. 167 с.

135. Бухмиров В. В. Расчет коэффициента теплоотдачи (справочник). Иваново: Ивановский гос. энергетич. ун-т, 2007. 39 с.

136. Подземные горные выработки предприятий по добыче полезных ископаемых. Нормы проектирования. Москва : Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре, 1963. 52 с.

137. Очкуров В. И., Карасев М. А. Основы строительства горных предприятий. Проектирование поперечного сечения горных выработок. Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет, 2017. 41 с.

138. Костюченко М. М., Шабатин В. С. Гідрогеологія та інженерна геологія. Киев : Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2005, 144 с.

139. Сравнение показателей эффективности работы тепловых насосов в зависимости от условий эксплуатации https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjgm9fr9LD0AhUNuosKHbQCDRsQFnoECBMQAQ&url=http%3A%2F%2Fholod-proekt.com%2F2015%2F12%2Fefficiency-indexes-omparison-of-heat-pumps-operation-depending-on-the-running-onditions%2F&usg=AOvVaw19rQyCR928AquFqrcfHdjC

140. Виноградов С.Н., Таранцев К.В., Виноградов О.С. Выбор и расчет теплообменников. – Пензна: ПГУ, 2001. – 101 с.

141. Проектирование, монтаж и эксплуатация тепломассообменных установок: Учеб.пособие для вузов / А.М. Бакластов, В.А. Горбенко, П.Г. Удыма; Под ред. А.М. Бакластова. М.: Энергоиздат, 1981. 336 с.

142. Звіт з науково-дослідної роботи «Наукові основи екобезпечної трансформації енергетичного профілю вугледобувних регіонів із забезпеченням стійкості гідрогеосфери». Етап № 1: Визначення геотехнологічних схем геотермальних модулів з екобезпечного освоєння теплового ресурсу відпрацьованого порідного масиву закритих шахт при підтриманні

гідробезпеки прилеглих територій / Наук. кер. Д. В. Рудаков. Дніпро : Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2020. 129 с.

143. Звіт з науково-дослідної роботи «Наукові основи екобезпечної трансформації енергетичного профілю вугледобувних регіонів із забезпеченням стійкості гідрогеосфери». Етап № 2: Розроблення моделі термогідродинаміки в закритих шахтах при експлуатації геотермальних модулів з визначенням показників їх ефективності та оцінки зміни термодинамічного стану породного масиву і шахтних вод за різних технологічних та природних умов / Наук. кер. Д. В. Рудаков. Дніпро : Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2021. 151 с.

144. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов / Госстрой СССР. М .: ЦИТП Госстроя СССР, 1989. - 32 с.

145. Тригуб Н.Г. Каталоги гидрогеологических скважин Красноармейского углепромышленного района с 1939 по 1978 гг. / Н.Г. Тригуб, Л.И. Ковалева // Труды «Артемгеология». – Артемовск, 1978. – 215 с.

146. Тектоника и горно-геологические условия разработки угольных месторождений Донбасса / Забигайло В.Е., Лукинов В.В., Пимоненко Л.И., Сахневич Н.В. – К.: Наукова думка, 1994. – 150 с.

147. Геолого-гідрогеологічне та геофізичне обґрунтування параметрів експлуатації і акумуляції теплової енергії техногенних газогідротермальних родовищ Донбасу: звіт про НДР (заключний); / Державний ВНЗ «Національний гірничій університет»; кер. І.О. Садовенко; ДР 0111U002813. – Дніпропетровськ, 2013. – 99 с.

148. Екологічний стан геологічного і суміжних середовищ попередження аварій і катастроф на об’єктах використання надр: Звіт. Національна акціонерна компанія “Надра України”; Відповідальний виконавець Г.І. Рудько. No12/02-1-78-02 від 12.12.2002 р. К., 2003. 156 с.

149. Результаты разведки очагов загрязнения и создания сети наблюдательных скважин на полях шахт Центрального района Донбасса

[Текст] : отчет о НИР (заключ.) / Укруглегеология ; рук. О. А. Кущ. - ГР 39-90; Инв. 743/І. – Донецк, 1993. – 117 с.

150. Попередня оцінка екологічної небезпеки резервних джерел питно-господарського водопостачання населення Донбасу (Донецька та Луганська області) за умов АТО / Центр Гуманітарного Діалогу ім. Анрі Дюнана. Український НДІ цивільного захисту ДСНС. Інститут телекомунікації і глобального інформаційного простору Національної АН України. Науковий парк «Центр трансферу технологій цивільного захисту». Київ. 2017. 125 с [Електронний ресурс] Режим доступу: https://hromadske.ua/pdf/2018/03/01/Ecological_report_FULL_REPORT_Ukrainian_version.pdf.

151. Тимчасові методичні рекомендації по методах попередньої оцінки змін гідродинамічної обстановки і оптимізації спостережної мережі в системі моніторингу підземних вод в Донбасі при закритті шахт / УкрДГРІ. Дніпропетровськ, 2001. 65 с (Нормативний документ Мінприроди України).

152. Проект ліквідації вугільних шахт України. Склад і зміст проекту (зі змінами): СОУ 10.1.05400632.1:2004. Офіц. вид. К.: М-во палива та енергетики України, 2004. – 117 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

153. Порядок створення режимної мережі на полях шахт, що погашаються. Вимоги до організації спостережень за режимом підземних вод і експлуатації: ГСТУ 101.16461625.001–2003. Офіц. вид. К.: М-во палива та енергетики України, 2003. 32 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

154. Волкова Г.А., Лисянская Л.А. Отчет «Опробование угольных пластов и рудничних вод на шахтных полях на элементы, загрязняющие окружающую среду». ПГО «Донбассгеология», Артемовск, 1982.

155. Усенко В.В., Лисянская Л.А. Заключение о результатах работы «Разработка прогноза геофильтрации и управления подземными водами в горном массиве на поле шахты № 2 «Новогродовская» ГХК «Селидовуголь» и

граничных шахт при её ликвидации». ПГП «Артемовская гидропартия», Артемовск, 2000.

156. Заключение «Прогноз изменения эколого-гидрогеологических условий в границах горных отводов шахты № 2 «Новогродовская», которая ликвидируется, ликвидированной шахты «Селидовская» и шахты им. Д.С. Коротченко, которая подлежит ликвидации, а также смежных с ними действующих шахт», Артемовская ГГП, 2006 г.

157. Загриценко А.М. Науково-прикладні основи регулювання геофільтрації в масивах шахтних полів з використанням чисельних моделей : дис. докт. наук : 05.15.09 / Національний технічний університет «Дніпровська політехніка». Дніпро, 2021. 312 с.

158. Eckart, M., Klinger, C., Unland, W., Rengers, R., Metz, M. & Blachere, C. (2006): Prognose der Flutungsauswirkungen im Steinkohlenbergbau. - Glückauf, 142 (6): 262–269.

159. Бент О.И., Беседа Н.И., Сляднев В.А., Яковлев Е.А. Задачи организации специальных режимных наблюдений в связи с реструктуризацией угольной промышленности // Уголь Украины. - 1997. - № 8.- С. 34-35.

160. Беседа Н.И., Сляднев В.А., Яковлев Е.А., Яковенко П.И., Бент О.И. Проблемы экологии в Донбассе в связи с реструктуризацией угольной промышленности // Уголь Украины. - 1997. - № 6. - С. 11-13.

161. Герасимчук Д.А., Заболотный А.Г., Кононенко Н.А. Актуальные проблемы реструктуризации и реформирования угольной промышленности Украины // Уголь Украины. - 1997. - № 6. - С. 7-10.

162. Ермаков В.Н., Семенов А.П., Улицкий О.А., Котелевец Е.П., Тарахкало А.В. Развитие процессов подтопления земной поверхности под влиянием закрывающихся шахт // Уголь Украины. - 2001. - № 6.- С. 12-13.

163. Ермаков В.Н., Петренко С.Я. Об изменении концепций принятых проектных решений в целях снижения расходов на ликвидацию шахт // Уголь Украины. - 1998. - № 6.- С. 7-10.

164. Ермаков В.Н., Улицкий О.А., Спожакин А.И. Изменение гидродинамического режима при затоплении // Уголь Украины. - 1998. - № 6.- С. 11-12.

165. Беседа Н.И., Сляднев В.А., Яковлев Е.А. Информационный бюллетень о региональных техногенных изменениях экологического состояния геологической среды Донбасса под влиянием горных работ. ГГП “Геопрогноз”. Киев. 1995. 66 с.

166. Studie Zur Thermischen Nachnutzung von Steinkohlebergwerken am Beispiel des Bergwerks Prosper-Haniel am Standort der Innovation City Bottrop; Teilvorhaben: (Technische Prüfung und Machbarkeitsstudie) Mine Thermal Energy Storage (FKZ 03et1193b) Hochschule Bochum, Int Geoth Centre, 2019. 171 p.

167. Studie zur Thermischen Nachnutzung von Steinkohle-Bergwerken am Beispiel des Bergwerks Prosper-Haniel am Standort der Innovation City Bottrop; Teilvorhaben: Numerische Modellierung (FKZ 03et1193b) Delta h Ingenieurgesellschaft mbh 2018. – 161 S.

168. Niemann A., Balmes J.P., Schreiber U., Wagner H.J., Friedrich T. Proposed underground pumped hydro storage plant at Prosper-Haniel colliery in Bottrop – stay of play and prospects. *Mining Reports Glückauf*. 154 (3), 2018. – 214–223.

169. Sosilo A.K., Hadi H., Soehartanto T. Design of hydropower by using Turbines Kaplan on the discharge channel Paiton 1 and 2. E3s Web of Conferences 42, 01008 (2018) https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184201008 astechnova 2016

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Проректор з науково-педагогічної і навчально-виховної роботи НТУ «ДП»

_____
Юрій ХОМЕНКО
« 25 » грудня 2021 р.

м. Дніпро 15 грудня 2021 р.

ВИТЯГ З ПРОТОКОЛУ № 9
засідання Науково-технічної ради

ПРИСУТНІ: проф. Павличенко А.В., перший проректор, голова Ради; проф. Дичковський Р.О., начальник НДЧ, заступник голови; доц. Нікітенко І.С., заст. нач. НДЧ, учений секретар Ради; чл.-кор. НАН України, проф. Бешта О.С., професор кафедри електроприводу; проф. Гнатушенко В.В., завідувач кафедри інформаційних технологій та комп'ютерної інженерії; проф. Вагонова О.Г., завідувач кафедри прикладної економіки та публічного управління; проф. Таран І.О., завідувач кафедри управління на транспорті; проф. Шабанова Ю.О., завідувач кафедри філософії і педагогіки; проф. Кузьменко О.М., професор кафедри гірничої інженерії та освіти; проф. Папаїка Ю.А., завідувач кафедри електроенергетики; Хоменко О.Є., професор кафедри гірничої інженерії та освіти; проф. Солодянкін О.В., професор кафедри будівництва, геотехніки і геомеханіки; Олішевський І.Г., голова Ради молодих вчених, асистент кафедри безпеки інформації та телекомунікацій.

СЛУХАЛИ:
Доповідь щодо заключного звіту з науково-дослідної роботи: «Наукові основи екобезпечної трансформації енергетичного профілю вугледобувних регіонів із забезпеченням стійкості гідрогеосфери» (Договір № 148/01.2020 від «03» листопада 2020 р.; Договір №113/01/0528 від «30» квітня 2021 р.), що виконувалася за рахунок Національного фонду досліджень України. Доповідач – керівник тематики, д.т.н. Рудаков Д.В.

УХВАЛИЛИ:
1. Звіт виконавців тематики «Наукові основи екобезпечної трансформації енергетичного профілю вугледобувних регіонів із

забезпеченням стійкості гідрогеосфери» (науковий керівник – д.т.н. Рудаков Д.В.) схвалити.

2. Констатувати повне виконання науково-дослідної роботи і відповідність отриманих результатів умовам Технічного завдання і календарного плану.
3. Заключний звіт затвердити і передати Замовнику.

Заступник голови
Науково-технічної ради Роман ДИЧКОВСЬКИЙ

Секретар Ігор НІКІТЕНКО

ДОДАТОК Б

Перелік робіт виконавців проекту

1. Rudakov D. V., Inkin O. V. An evaluation the operation efficiency criteria for geothermal probes in flooded mine workings. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2021. № 5. p. 100-105. (Q2 БД Scopus)
https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-5/100

2. Rudakov D. V., Inkin O. V. A method to evaluate the indicators of an open loop geothermal system for mine water heat recovery. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2022. № 1. 9 p. (прийнята до друку). (Q2 БД Scopus)

3. Rudakov D. V., Inkin O. V. Evaluation of heat supply with maintaining a safe mine water level during operation of open geothermal systems in post-coalmining areas. *Mining of Mineral Deposits*. 2022. № 1, 9 p. (прийнята до друку). (Q2 БД Scopus)

4. Kovrov O.V., Dereviahina, N.I., Sherstiuk Ye.A. Environmental impact assessment of geothermal system installation at post-coalmining areas. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2021. № 6. 9 p. (прийнята до друку). (Q2 БД Scopus)

5. Rudakov D. V., Inkin O. V. Comparative analysis and evaluations on the geothermal system potential to recover thermal resources of closed mines in Ukraine. *Utilization of thermal potential of abandoned wells: Fundamentals, applications and research update*. Elsevier, 2022. 15 p. (прийнята до друку, https://pcv3-elsbook-live.s3.amazonaws.com/6b4490615b88d48a870b26394be8a6/B978032390616600021X_edit_report.pdf.)

6. Інкін О. В., Рудаков Д. В. Аналіз способів та критеріїв встановлення геотермальних модулів на закритих вугільних шахтах. *Фізико-технічні проблеми гірничого виробництва*. 2021. № 23. С. 118–135.
https://doi.org/10.37101/ftpgp23.01.009

7. Rudakov D. V., Inkin O. V. The review on international practices of thermal energy recovery at closed mines. Physical & Chemical Geotechnologies – 2020: Proc. of the International Scientific & Practical Conference. Dnipro University of Technology. Nov. 2020. P. 25–27.
http://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/157740/FCG_2020_hot-25-27.pdf?sequence=1&isAllowed=y.