

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДВНЗ «ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»
Гірничий факультет
Кафедра природоохоронної діяльності

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Віктор КОСТЕНКО

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ ” 2023 р.

**ВИПУСКНА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
МАГІСТРА**

**на тему: «ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ ЯК ВАГОМА СКЛАДОВА
ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ»**

Виконав: студентка 2 курсу, групи ЕКОМ-22

напряму підготовки: 101 Екологія

Дар'я ПОПОВА

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник зав. каф. ПД, д.т.н., проф. Віктор КОСТЕНКО

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль:

Олексій КУТНЯШЕНКО

(підпис)

*Засвідчую, що у цій дипломній роботі
немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.*

Студентка _____ Дар'я ПОПОВА
(підпис)

Луцьк –2023

Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
«Донецький національний технічний університет»

Гірничий факультет
Кафедра природоохоронної діяльності

ЗАТВЕРДЖЕНО
на засіданні кафедри
«__» _____ 2023 року
Протокол № _____
Зав. кафедри ПД
Віктор КОСТЕНКО

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

видане здобувачу вищої освіти другого (магістерського) рівня

Попова Дар'я Віталіївна

1. Тема роботи: Геотермальна енергія як вагома складова енергетичної безпеки України. затверджена наказом вищого навчального закладу від 22.09.2023 р. №479
2. Термін здачі здобувачем освіти закінченої роботи: _____
3. Вихідні дані: Дані Інституту відновлюваної енергетики НАНУ щодо енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії для регіонів України: Карпатський геотермічний район, територія АР Крим, район Дніпровсько-Донецької западини. Показники геотермально-ефективних зон магматичного типу в Україні.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити): Аналіз сучасного стану використання геотермальної енергії; Аналіз використання геотермальної енергії; Способи розробки геотермальної енергії; Оптимізація системи отримання геотермальної енергії за рахунок моделювання; Основні принципи організації безпечної експлуатації і технічного обслуговування ГеоТЕС.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Мультимедійна презентація кваліфікаційної роботи 19 слайдів.

6. Консультанти по кваліфікаційній роботі, із зазначенням розділів, що їх стосується

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Розділ 1			
Розділ 2			
Розділ 3			
Розділ 4			
Розділ 5			

7. Дата видачі завдання _____

Керівник _____ В.К.Костенко
(підпис)

Завдання прийняв
до виконання _____ Д.В.Попова
(підпис)

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів	Примітка
1	Аналіз сучасного стану використання геотермальної енергії		
2	Аналіз використання геотермальної енергії		
3	Способи розробки геотермальної енергії		
4	Оптимізація системи отримання геотермальної енергії за рахунок моделювання		
5	Основні принципи організації безпечної експлуатації і технічного обслуговування ГеоТЕС		

Здобувач освіти _____ Д.В.Попова
(підпис)

Керівник роботи _____ В.К.Костенко
(підпис)

АНОТАЦІЯ

Попова Д.В. Геотермальна енергія як вагома складова енергетичної безпеки України. - Магістерська кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Робота включає: сторінок – 109, рисунків - 21, таблиць – 4, оброблено – 41 літературне джерело.

Україна є дефіцитною країною і забезпечує потребу в первинній паливно-енергетичній сировині за рахунок власного виробництва не більше ніж на третину (не рахуючи енергії АЕС). У зв'язку з цим використання відновлюваних джерел енергії є одним із найважливіших напрямів енергетичної політики держави, що забезпечує не лише енергозбереження за рахунок економії традиційної паливно-енергетичної сировини, а й створює умови для її ефективного використання та покращення довкілля. Загалом можна відзначити різноманіття можливих способів отримання та реалізації геотермальної енергії, проте їх широке використання потребує обґрунтування доцільності, ефективності і рентабельності, а це в першу чергу можливо при попередньому моделюванні. Для дослідження ефективності роботи геотермічних циркуляційних систем при моделюванні варіювалися розташування вибоїв свердловин (по горизонталі, по вертикалі), а також дебіт свердловин та проникність продуктивної зони. За наслідками моделювання розраховані основні технічні характеристики прийнятих моделей геотермічних циркуляційних систем встановлено, що всі обрані для аналізу моделей здатні виробляти потужність, що відповідає встановленим комерційним вимогам.

Ключові слова: ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ, ГЕОТЕРМАЛЬНІ ФЛЮІДИ, СВЕРДЛОВИНА, ЦИРКУЛЯЦІЙНА СИСТЕМА, МОДЕЛЮВАННЯ

ABSTRACT

Popova D.V. Geothermal energy as an important component of Ukraine's energy security. - Master's thesis on manuscript rights.

The work includes: pages - 109, figures - 21, tables - 4, processed - 41 literary sources.

Ukraine belongs to energy-deficit countries and meets the needs for primary fuel and energy resources at the expense of its own production by no more than a third (excluding the energy of nuclear power plants). In this regard, the use of renewable energy sources is one of the most important directions of the state energy policy, which provides not only energy conservation by saving traditional fuel and energy resources, but also ensuring conditions for its most effective use and improving the environment. In general, it is possible to note the variety of possible methods of obtaining and implementing geothermal energy, however, their widespread use requires justification of feasibility, efficiency and profitability, and this is primarily possible with preliminary modeling. In order to study the effectiveness of geothermal circulation systems, the location of well holes (horizontally, vertically), as well as the flow rate of the wells and the permeability of the productive zone, were varied during modeling. Based on the results of the simulation, the main technical characteristics of the accepted models of geothermal circulation systems were calculated, and it was established that all the models selected for analysis are capable of producing power that meets the established commercial requirements.

Keywords: GEOTHERMAL ENERGY, GEOTHERMAL FLUIDS, WELL, CIRCULATION SYSTEM, MODELING

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ	11
1.1 Сучасні тенденції в освоєнні геотермальних ресурсів.....	11
1.2 Типи геотермальної енергії	18
1.2.1 Гідротермальні системи	19
1.2.2 Гарячі системи вулканічного походження	20
1.2.3 Системи з високим тепловим потоком	21
1.2.4 Енергія світового океану	22
1.3 Використання геотермальної енергетики в Україні	22
1.3.1 Потенціал геотермальної енергії в Україні	24
1.3.2 Перспективні території України для розвитку геотермальної енергетики.....	28
1.4 Висновки за розділом.....	30
2 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ	32
2.1 Напрямки застосування геотермальної енергії	33
2.2 Класифікація геотермальних джерел енергії.....	34
2.3 Переваги та недоліки геотермальних джерел	37
2.4 Висновки за розділом.....	38
3 СПОСОБИ РОЗРОБКИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ	40
3.1 Класичні методи отримання геотермальної енергії	40
3.2 Отримання геотермальної енергії шахтних вод.....	46
3.3 Нетрадиційні методи одержання геотермальної енергії.....	52
3.4 Висновки за розділом.....	61
4 ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ОТРИМАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК МОДЕЛЮВАННЯ.....	63

4.1 Розробка моделі розміщення свердловин для ефективного отримання геотермальної енергії	63
4.2 Влаштування системи свердловин	67
4.3 Результати чисельних експериментів	68
4.4 Вплив розташування вибоїв свердловин і відстані між ними на температуру видобувного теплоносія	69
4.5 Вплив проникності продуктивної зони на температуру теплоносія	73
4.6 Результати дослідження	74
4.7 Висновки за розділом.....	79
5 ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ОРГАНІЗАЦІЇ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ І ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ГЕОТЕС	81
5.1 Загальні положення.....	81
5.2 Робота з персоналом	83
5.3 Технічний та технологічний нагляд за організацією експлуатації	88
5.4 Технічне обслуговування, ремонт та модернізація	90
5.5 Технічна документація	94
5.6 Метрологічне забезпечення	98
5.7 Дотримання природоохоронних вимог.....	101
ВИСНОВКИ	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	104
ДОДАТОК А	109

ВСТУП

Нині основне виробництво енергії посідає традиційні, невідновлювані види палива - вугілля, нафту, газу. Нерівномірність розподілу цих видів палива, а також зменшення їх запасів є однією з причин зростання кризових явищ у світовій економіці. Перехід на відновлювані джерела енергії (ВДЕ) дозволяє значно знизити кризові прояви, а в багатьох випадках кардинально змінити ситуацію, відмовившись від дорогого палива.

У сучасному світі відновлювана енергетика є одним із провідних світових трендів. Величезний потенціал має геотермальна енергетика. Експлуатація геотермальних родовищ спрямована не тільки на вироблення електроенергії, гарячі води земних надр використовуються в бальнеології, для теплопостачання житлових та виробничих приміщень, розвиваються технології циркуляційних систем, що дозволяють вилучати тепло сухих гірських порід, геотермальні флюїди привертають увагу дослідників як джерел.

Україна є дефіцитною країною і забезпечує потребу в первинній паливно-енергетичній сировині за рахунок власного виробництва не більше ніж на третину (не рахуючи енергії АЕС). У зв'язку з цим використання відновлюваних джерел енергії є одним із найважливіших напрямів енергетичної політики держави, що забезпечує не лише енергозбереження за рахунок економії традиційної паливно-енергетичної сировини, а й створює умови для її ефективного використання та покращення довкілля.

Метою роботи є підвищення ефективності використання геотермальної енергії в умовах України.

Об'єкт дослідження в роботі - процеси отримання геотермальної енергії.

Предмет дослідження - параметри свердловин для отримання геотермальної енергії.

Основні задачі наукової роботи, необхідні для досягнення поставленої мети:

1. Оцінка сучасного стану використання геотермальної енергії.
2. Аналіз типів геотермальної енергії.
3. Оцінка поточного стану та можливих перспектив використання геотермальної енергії в умовах України.
4. Класифікація та аналіз методів отримання та використання геотермальної енергії.
5. Моделювання місць розміщення свердловин з метою підвищення потенціалу вилучення теплової енергії геотермальної системи.
6. Систематизація заходів охорони праці при роботі на геотермальних станціях.

Методи проведення досліджень в роботі. В роботі застосовувались такі методи теоретико-аналітичних досліджень, як метод літературного аналізу, метод бенчмаркінгу як методу порівняння двох і більше еталонних компонентів всього дослідження (явлень, об'єктів, ідей та результатів), метод логічного міркування та інші. Для дослідження ефективності роботи геотермічних циркуляційних систем варіювалися розташування вибоїв свердловин (по горизонталі і по вертикалі в чисельній сітці), а також дебіт свердловин та проникність продуктивної зони. Всі експерименти виконані методом чисельного моделювання на базі програми HYDROTHERM, призначеної для тривимірного моделювання багатофазного потоку води та тепла в проникних середовищах.

Наукова новизна отриманих результатів. Подальшого розвитку набули підходи до оптимізації розміщення вибоїв свердловин. Запропонований підхід оцінки ефективності вилучення теплової енергії за технологією геотермічних циркуляційних систем базується на трьох показниках системи: потужність, енергоефективність та імпеданс модельного резервуару.

Практична цінність результатів роботи. Для порівняльного аналізу схем

вилучення теплової енергії гірських порід з кожної групи моделей був обраний варіант з найбільш максимальним і стабільним значенням температури. Таким чином, були обрані наступні варіанти моделей: $H_1=300$ м, $H_2=800$ м, $L=400$ м та $L=600$ м. Найнижчим показником ефективності тепло-відбору має схема з горизонтальною віддаленістю вибоїв свердловин, тому що має найнижчі та нестабільні значення потужності та енергоефективності, а також максимальні значення імпедансу. Найбільш стабільне значення потужності система виробляє при розташуванні вибою нагнітальної свердловини над вибоєм видобутку, маючи дуже наближені до комерційного стандарту показники імпедансу резервуара. При зворотному розташуванні вибоїв свердловин можливе отримання максимальної потужності за умови значної віддаленості між вибоями. Головною відмінністю цієї схеми є мале значення імпедансу, що є важливою умовою в процесі експлуатації резервуара. Крім того, що при великому значенні імпедансу потрібні значні енерговитрати для підтримки циркуляції рідини в резервуарі, циркуляція при тиску, що перевищує гідростатичний тиск в породах, призведе до величезних втрат рідини. Дані втрати пов'язані з можливістю проникнення рідини в структуру породи. Проведене в роботі моделювання потенціалу вилучення теплової енергії геотермальної системи, що містить флюїд у надкритичному стані дозволить ефективно оцінювати потенціал геотермічної системи і рентабельність їх реалізації, що, в цілому дозволить більш ефективно використовувати геотермальну енергію і ще трохи наблизить нашу країну до енергетичної незалежності.

Апробація результатів роботи. Всі дослідження і практичні завдання в роботі були виконані автором особисто. Запропонована в роботі модель розташування вибоїв свердловин геотермічних циркуляційних систем використана для розрахунку ефективності вилучення енергії в умовах геотермально-ефективних зон магматичного типу в Україні.

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Сучасні тенденції в освоєнні геотермальних ресурсів

У сучасному світі відновлювана енергетика є одним із провідних світових трендів. Величезний потенціал має геотермальна енергетика. Експлуатація геотермальних родовищ спрямована не тільки на вироблення електроенергії, гарячі води земних надр використовуються в бальнеології, для теплопостачання житлових та виробничих приміщень, розвиваються технології циркуляційних систем, що дозволяють вилучати тепло сухих гірських порід, геотермальні флюїди привертають увагу дослідників як джерел.

Нині основне виробництво енергії посідає традиційні, невідновлювані види палива - вугілля, нафту, газу. Нерівномірність розподілу цих видів палива, а також зменшення їх запасів є однією з причин зростання кризових явищ у світовій економіці. Перехід на відновлювані джерела енергії (ВДЕ) дозволяє значно знизити кризові прояви, а в багатьох випадках кардинально змінити ситуацію, відмовившись від дорогого палива, що привіз.

Розвиток відновлюваної енергетики в сучасному світі є одним із провідних світових трендів, що асоціюється із так званою «зеленою енергетикою».

Останні 20 років "зелена енергетика" показувала високі темпи зростання. У 2019 році 26,8% світового енергоспоживання було задоволено з ВДЕ і в 2020 році зростання склало понад 6% [1].

Однією з найважливіших причин швидкого розгортання ВДЕ є екологічність, зменшення викидів парникових газів. Відіграє роль та соціальний фактор. По всьому світу у сфері ВДЕ зайнято близько 11 мільйонів людей. Ще одна причина — зниження собівартості такої електроенергії з розвитком відповідних технологій.

У 2020 році потужність відновлюваної енергетики у світі становила 2799094 МВт.

На початок 2020 р. встановлена потужність усіх електростанцій об'єднаних енергосистем та Єдиної енергетичної системи України перевищила 246,3 ГВт, з яких на ВІЕ-електростанції припадає 1,55 ГВт, що становить 0,63 %. Планується, що до 2024 р. частка встановленої потужності генерації на ВДЕ в українській енергосистемі має досягти 4,5 %[3].

Основні напрями державної політики у сфері підвищення енергетичної ефективності електроенергетики на основі використання ВДЕ наголошують на підтримці вітрової та сонячної енергії [3, 4], практично не приділяючи уваги одному з видів відновлюваної енергії, що має величезний потенціал - геотермальної енергії.

На відміну від таких видів ВДЕ, як сонце та вітер, геотермальна енергія характеризується незалежним від умов навколишнього середовища, часу доби та року енергетичним потенціалом, що є важливою її перевагою.

Вироблення енергії вітру зазвичай доступне 25-30% часу, сонця - 10-25%. Україна має величезні запаси геотермальної енергії, потенціал якої у 8-12 разів перевищує потенціал усіх вуглеводневих видів палива. За оптимального розвитку геотермальні ресурси могли б радикально змінити енергетичний баланс країни.

Перспективність освоєння геотермальних родовищ для вироблення електроенергії очевидна. Технологія вироблення електричної енергії на основі глибинного тепла Землі дозволяє конкурувати із традиційними тепловими станціями.

Проте інтерес до геотермальних ресурсів не обмежується цим напрямом. Здавна гарячі води земних надр використовують у бальнеології й у теплопостачання житлових і виробничих приміщень. Великий резерв у напрямі теплопостачання полягає у розвитку технологій циркуляційних систем [7], що дозволяють отримувати енергію сухих гарячих гірських порід.

Геотермальні флюїди привертають увагу дослідників як джерело цінних хімічних компонентів та сполук, вилучення яких може дати більший економічний ефект у порівнянні з теплоенергетичним напрямом [8, 9], а також як реагент у технологічних процесах хімічних виробництв [10]. Відповідно до робіт [11-13] загальна мінералізація води високотемпературних родовищ оцінюється кількома тисячами міліграмів на літр, причому її хімічний склад включає натрій, калій, хлор, бор, бром, літій, магній та інші елементи і сполуки. Розробка технологій вилучення цінних компонентів та сполук з геотермальних флюїдів є предметом багатьох досліджень [14-16].

Комплексний підхід до використання геотермальних флюїдів значно підвищує інтерес до геотермальних родовищ.

На Всесвітньому геотеральному конгресі 2000 р. в Японії зазначалося, що використання тепла Землі стане одним із магістральних напрямів в енергетиці та до кінця XXI століття частка геотермальної енергії у світовому енергобалансі, за оцінками, сягне 30 % [17]. В останні роки встановлена потужність ГеоЕС світу має стійку тенденцію до зростання. Дані згідно з роботами [18, 19] представлені на рис. 1.1.

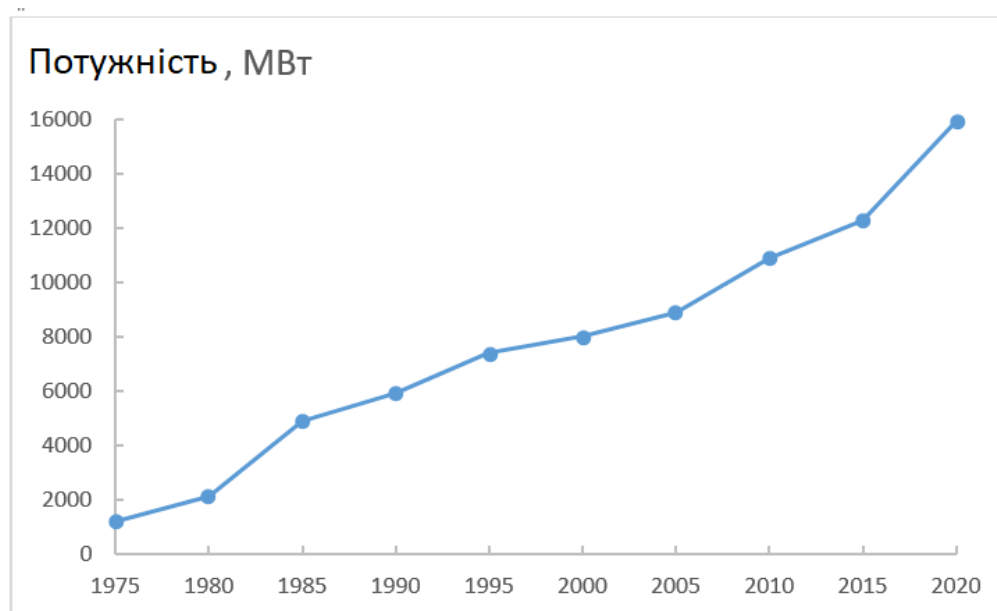


Рисунок 1.1 - Встановлена потужність ГеоЕС світу

Відсоток розподіл встановленої потужності ГеоЕС країн світу за станом 2020 рік (дані роботи [19]) представлений на рис. 1.2. Лідируюче місце посідає США із встановленою потужністю 3700 МВт.

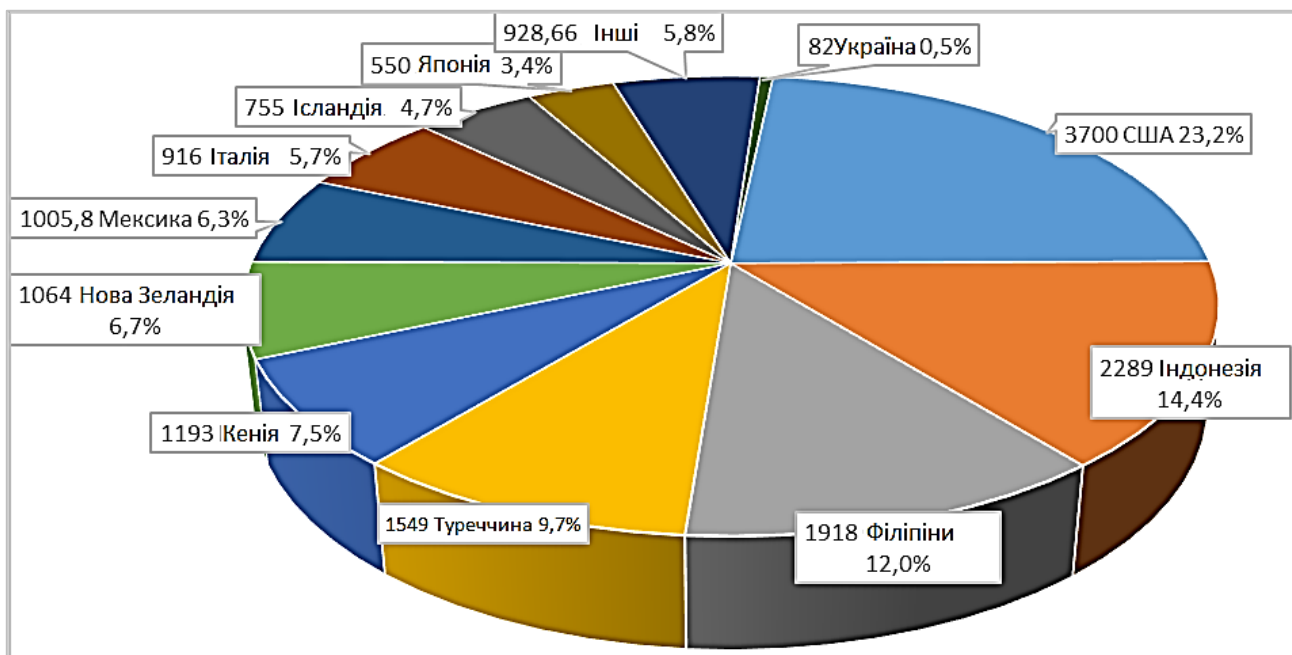


Рисунок 1.2 - Розподіл встановленої потужності ГеоЕС країнами на 2020 рік

Маючи гарну ресурсну базу, Радянський Союз у 60-х роках ХХ століття перебував в авангарді світового процесу освоєння геотермальних родовищ, маючи в своєму розпорядженні одну з найрозвиненіших у світі сферу досліджень і розробок у галузі освоєння геотермальних ресурсів, відповідної масштабності планів їх освоєння.

Але часи застою і особливо перебудови уповільнили процес освоєння геотермальних родовищ, що активно розвивається в інших країнах.

Низка енергетичних та фінансових криз, а також очевидність обмеженості традиційних видів палива та пов'язані з цим екологічні проблеми вимагали залучення ВДЕ. Нині в Україні знову спостерігається підвищений інтерес до

геотермальних ресурсів, пов'язаний із відродженням втрачених позицій не лише за обсягами залучення геотермальних ресурсів до економіки, а й щодо розвитку суміжних високотехнологічних виробництв.

В даний час у світовій практиці використання геотермальної енергії виділяють два основні напрямки: отримання електроенергії на геотермальних електростанціях (ГеоЕС) і пряме використання - цей напрямок включає в себе практично все крім електроенергетики.

Пряме використання геотермальних ресурсів у світі на початок 2020 року становило 107727 МВт, що на 52,0% більше, ніж у 2015 році [21]. Розподіл прямого використання геотермальної енергії за категоріями наведено на рис. 1.3 і становить приблизно 58,8% - для геотермальних теплових насосів, 18,0% - для купання та плавання (включаючи бальнеологію), 16,0% - для опалення приміщень (з яких 91,0% посідає централізоване теплопостачання), 3,5 % - для опалення теплиць, 1,6 % - для промислового застосування, 1,3 % - для аквакультури, 0,4 % - для сушіння сільськогосподарських культур, 0,2 % - для охолодження та 0,2 % - для інших застосувань (Рис. 1.3).

Зростаюча популярність геотермальних теплових насосів зробила найбільший вплив на збільшення прямого використання геотермальної енергії. За період 2015-2019 років у 42 країнах було пробурено приблизно 2647 свердловин як для виробництва електроенергії, так і для прямого використання. Неглибокі свердловини з тепловими насосами не включені до цих цифр, але, ймовірно, становлять приблизно 20000 свердловин глибиною до 100 м [21]. Що стосується типів свердловин, 43,2% були пробурені для вироблення електроенергії, 40,5% - для прямого використання, 8,7% - як комбіновані теплоенергетичні свердловини і 7,6% як дослідницькі або розвідувальні свердловини.

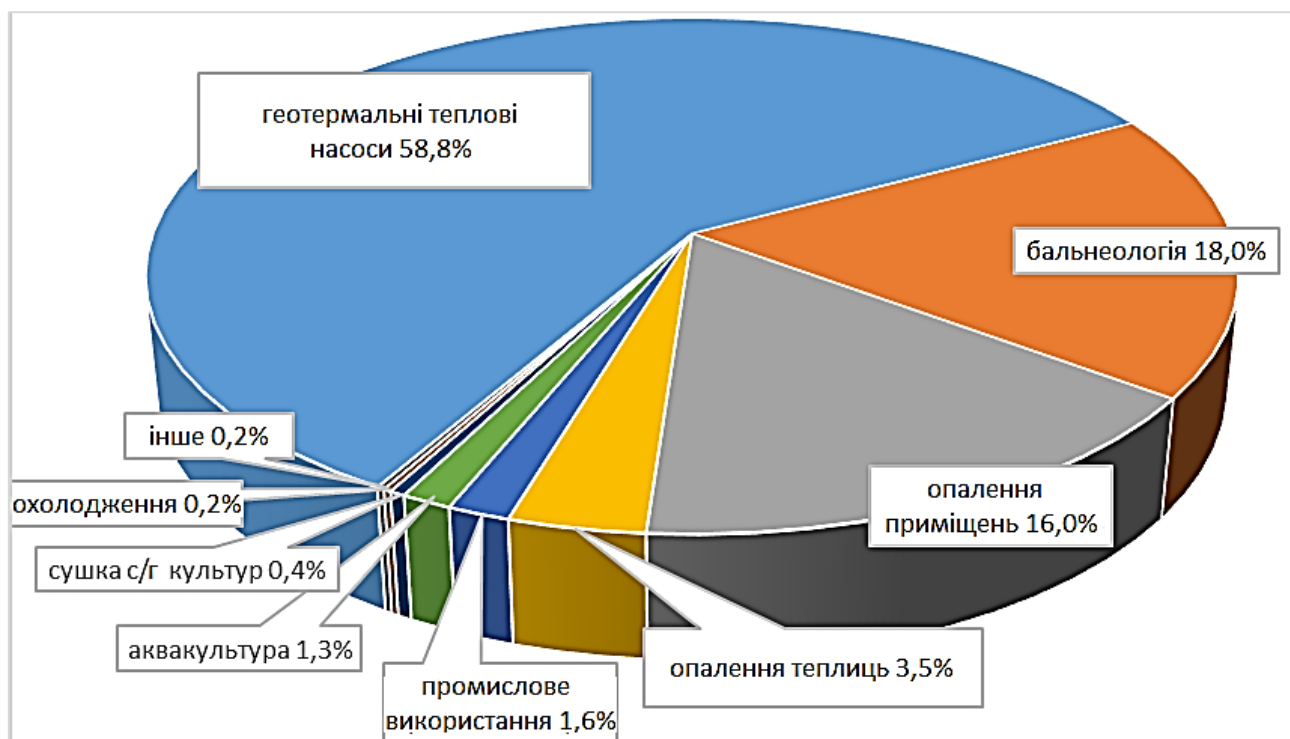


Рисунок 1.3 - Розподіл прямого використання геотермальної енергії за категоріями, у %

Грунтуючись на аналізі публікацій у світових виданнях, а також узагальнюючи досвід освоєння вітчизняних геотермальних родовищ, можна відзначити такі сучасні тенденції в освоєнні геотермальних ресурсів.

Ключовою тенденцією вважається перехід від дотаційних проектів до комерційних, що підвищує актуальність досліджень у напрямках, що мають суттєвий вплив на економічну ефективність, насамперед у галузі геотермальних технологій.

У частині дотаційних проектів, що ставлять перед собою дослідницьку мету, найбільш актуальними є роботи за напрямом EGS (Enhanced Geothermal Systems – покращені геотермальні системи).

Зауважимо, що цей напрямок включає і багато практичних питань геотермальних технологій. Причому спостерігається тенденція створення міжнародних міждисциплінарних колабораційних дослідницьких команд [22-24].

Активно досліджуються питання використання енергії гарячих сухих порід (HDR – Hot Dry Rock [25]).

Цей напрямок із самостійних передових технологій трансформувався у розділ напряму зі створення та розробки покращених геотермальних систем (EGS).

Це пояснюється наявністю безлічі загальних питань, що стосуються вилучення енергії як сухих порід, так і обводнених, слабопроникних пластів, що вимагають ефективної експлуатації поліпшення їх характеристик.

Кілька років тому суттєво активізувалися дослідження процесів та технологій використання свердловинних теплообмінників. Це відбито у ряді публікацій у провідних спеціалізованих виданнях у сфері освоєння геотермальних ресурсів [26-30]. Використання свердловинних теплообмінників дозволяє видобувати геотермальну енергію без підйому глибинних флюїдів на поверхню, більше того, допускає можливість ефективної роботи навіть за відсутності глибинних флюїдів. Сучасний рівень розвитку технологій свердловинних теплообмінників і теплонасосної техніки дозволяє видобувати геотермальну енергію навіть у районах, які мають температурних аномалій, тобто. практично скрізь, для використання у локальних системах теплопостачання.

Разом з тим, основою сучасної геотермальної енергетики, як і раніше, є напрям, пов'язаний з підйомом на поверхню глибинних флюїдів. Якщо говорити про створення потужних об'єктів геотермальної енергетики, наприклад, геотермальних електростанцій, то найближчі перспективи слід пов'язувати саме з геотермальними родовищами, що формуються висхідними потоками гарячих ювенільних флюїдів, які, як правило, прив'язані до областей підвищеної вулканічної активності. На етапі освоєння високопотенційних геотермальних родовищ дедалі частіше складає комерційної основи. Це змушує геотермальну енергетику рівноправно, без преференцій конкурувати на енергетичному ринку.

Основний резерв у зниженні собівартості продукції укладено у вдосконаленні технологій видобутку та транспортування геотермальної енергії до споживача, тобто у вдосконаленні геотермальних технологій.

Використання геотермальних ресурсів з низькою та помірною температурою в системах прямого нагріву за належних умов є економічно доцільним бізнесом і може зробити значний внесок у енергетичний баланс країни чи регіону. У міру скорочення та подорожчання постачання нафти і газу геотермальна енергія стане ще більш економічно вигідним альтернативним джерелом енергії. Навіть незважаючи на те, що початкові витрати на розробку геотермальних ресурсів високі (розвідка, буріння свердловин, будівництво трубопроводів та енергоустановок), довгострокова вартість невелика в порівнянні з викопним паливом, особливо якщо до ціни конкурента буде застосовано штрафні санкції за викиди вуглецю.

Важливим завданням для геотермальної спільноти є поширення інформації про геотермальну енергію, її різноманітні застосування та численні екологічні вигоди, які можуть бути отримані в результаті її використання.

1.2 Типи геотермальної енергії

Геотермальна енергія ґрунтується на використанні природного тепла Землі. У верхніх шарах земної кори температурний градієнт становить 20-30 ° С на глибині 1 км, а за даними Уайта (1965) теплотіст у земній корі до глибини 10 км (без урахування температура поверхні) становить близько $12 \cdot 6 \cdot 10^{26}$ Дж. Ці ресурси відповідають $4,6 \cdot 10^{16}$ т вугілля (при середній теплоті згоряння вугілля 27,6 10^9 Дж/т), що більш ніж у 70 000 разів перевищує теплоємність вугілля. всіх технічно та економічно здобутих вугільних ресурсів у світі. Однак геотермальне тепло у верхній частині земної кори (до глибини 10 км) надто розсіяне, щоб вирішити світові енергетичні проблеми. Ресурси, придатні для промислового

використання, є окремими родовищами геотермальної енергії, зосереджені на доступній для розробки глибині, що мають певний обсяг і температуру, достатні для використання для виробництва електроенергії або тепла.

З геологічного погляду ресурси геотермальної енергії можна розділити на гідротермальні конвективні системи, гарячі сухі системи вулканічного походження та системи з високим тепловим потоком.

1.2.1 Гідротермальні системи

Гідротермальні конвекційні системи включають підземні резервуари пари або гарячої води, які піднімаються на поверхню Землі, утворюючи гейзери, сірчані грязьові озера і фумароли. Утворення таких систем пов'язане з наявністю джерела тепла за наявності нагрітих або розплавлених гірських порід відносно близько до земної поверхні. Над цією зоною високотемпературної породи знаходиться гірська порода, що містить воду, що піднімається з гарячої породи внизу. У свою чергу проникна порода перекривається непроникною породою, яка є пасткою для перегрітої води. Однак тріщини або пори в цій породі дозволяють гарячій воді або суміші водяної пари досягати земної поверхні. Гідротермальні конвекційні системи зазвичай розташовуються за тектонічними плитами земної кори, котрим характерна вулканічна діяльність.

По суті, у басейнах з гарячою водою використовується метод вироблення електроенергії, при якому використовується пара, що утворюється внаслідок випаровування гарячої рідини на поверхні. У цьому методі використовується явище, коли гаряча вода (високого тиску) досягає свердловини з басейну на поверхню, тиск падає і близько 20% рідини закипає і перетворюється на пару. Ця пара відокремлюється від води сепаратором і надходить у турбіну. Вода, що виходить із сепаратора, може бути додатково очищена залежно від її мінерального складу. Цю воду можна закачувати назад у корінну породу негайно

чи, якщо це економічно доцільно, після попереднього видобутку. Приклади геотермальних полів з гарячою водою включають Вайракей і Бродлендс у Новій Зеландії, Серро Пріета в Мексиці, Солтон Сі в Каліфорнії, Отаки в Японії.

Інший спосіб отримання електроенергії з геотермальної води високої чи середньої температури – використання подвійного циклу (бінарного циклу). У цьому процесі вода, отримана з басейну, використовується для підігріву теплоносія (фреону або ізобутану) другого циклу, що має низьку температуру кипіння. Пара, що утворюється під час кипіння цієї рідини, використовується для приводу турбіни. Вихлопна пара конденсується і знову проходить через теплообмінник, створюючи замкнутий контур. В даний час ведеться підготовка до промислового освоєння установок, що використовують фреон як теплоносій другого циклу з діапазоном температур 75-150 ° С та питомою електричною потужністю 10-100 кВт. Такі установки можна використовувати для вироблення електроенергії у відповідних місцях, особливо у віддалених сільських районах.

1.2.2 Гарячі системи вулканічного походження

Другий тип геотермальних ресурсів (гарячі системи вулканічного походження) включає магму і непроничні гарячі сухі породи (зони затверділої породи навколо магми та вищих порід). Технічно неможливо видобути геотермальну енергію безпосередньо з магми. Технологія, необхідна використання енергії гарячої сухої породи, тільки починає розвиватися. Сьогодні технічний розвиток цих способів використання енергоресурсів забезпечило замкнуту систему, у якій рідина протікає через гарячу породу. Спочатку бурять свердловину, щоб дістатися місця, де знаходиться гаряча порода; Потім холодна вода прокачується через нього під високим тиском у породу, викликаючи утворення тріщин у породі. Потім у зоні тріщинуватості породи була пробурена друга свердловина. Нарешті, холодна вода перекачується з поверхні першу

свердловину. У міру проходження через гарячу породу вона нагрівається і витягується з другої свердловини у вигляді пари або гарячої води, які потім можна використовувати для вироблення електроенергії одним з відомих способів.

1.2.3 Системи з високим тепловим потоком

Третій тип геотермальної системи існує там, де глибокий осадовий басейн розташований у зоні сильного теплового потоку. У таких регіонах як Паризький або Угорський басейни температура води в колодязях може досягати 100°C.

Особлива категорія цього типу відкладень виникає там, де нормальний потік тепла через землю блокується ізолюючими, непроникними шарами глини, які утворюються в геосинклінальних зонах, що швидко занурюються, або областях субдукції земної кори. Температура води геотермальних полів у зонах геопресування може досягати 150-180 ° C, тиск на гирлі свердловини 28-56 МПа. Добова дебіт однієї свердловини може становити кілька мільйонів кубометрів рідини. Розвідка нафти та газу виявила геотермальні басейни в зонах високого тиску у багатьох регіонах, таких як Північна та Південна Америка, Далекий та Середній Схід, Африка та Європа. Можливість використання таких родовищ в енергетичних цілях наразі не доведено.

1.2.4 Енергія світового океану

Раптове зростання цін на паливо, труднощі з його видобутком, повідомлення про виснаження паливних ресурсів – всі ці видимі ознаки енергетичної кризи останніх років у багатьох країнах викликали велику цікавість до нових джерел енергії, особливо в енергетиці Світу. Океан. .

Енергетичні ресурси Світового океану, як відомо, величезні, тому що дві третини поверхні Землі (361 млн. км^2) займають моря і океани - водна поверхня Тихого океану становить 180 млн. км^2 . Атлантичний океан – 93 млн. км^2 , Індія – 75 млн. км^2 . Отже, теплова (внутрішня) енергія, що відповідає перегріву поверхневих вод океану щодо води дна, скажімо, на 20 градусів, дорівнює 10^{26} Дж. Кінетична енергія океанських течій оцінюється приблизно в 10^{18} Дж. Хоча при цьому поки люди вміють використовувати лише маргінальну і велику енергію рахунок капітальних вкладень, які повільно окупаються, тому така енергетика поки що здається нежиттєздатною.

1.3 Використання геотермальної енергетики в Україні

В останні роки ми всі стали свідками того, як поступове скорочення постачання традиційних енергоносіїв у світі підштовхує людство до пошуку та ефективного освоєння нових, альтернативних джерел енергії – нетрадиційних та відновлюваних.

Україна є енергодефіцитною країною та забезпечує свої потреби у первинній паливно-енергетичній сировині за рахунок не більше третини власного виробництва (без урахування атомної енергетики). У зв'язку з цим використання відновлюваних джерел енергії є одним із найважливіших напрямів енергетичної політики держави, який не тільки забезпечує енергозбереження за рахунок економії традиційної паливно-енергетичної сировини, а й створює умови для найбільш ефективного її використання та вдосконалення навколишнього середовища.

За даними досліджень, проведених, зокрема, фахівцями Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України, сумарний річний технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні (вітрова енергетика, сонячна енергетика, мала гідроенергетика,

біоенергія та геоенергія довіклля) становить від 93 до 98 млн тонн у перерахунку на традиційні види палива, що становить приблизно 50% від загального споживання енергії в даний час в Україні. За оптимістичними прогнозами, за збереження та послідовного розвитку існуючої бази до 2030 року Україна може досягти 30% рівня заміщення традиційних джерел енергії відновлюваними [1, 2].

Перспективним сегментом ринку відновлюваної енергетики є геотермальна енергетика - енергія у вигляді тепла, що зберігається під землею, яку можна виявити та використати на благо людини. Його перевагою перед іншими альтернативними видами енергії є доступність практично по всьому світу та стабільність джерела тепла у земній корі. Фахівці Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України зазначають, що навіть якщо весь світ повністю перейде на використання геотермальної енергії, пройде 41 мільярд років, перш ніж температура у надрах Землі впаде на півградуса [3].

Геотермальна енергія вже понад 50 років широко використовується у більш ніж 40 країнах світу в технологіях прямого опалення та охолодження будинків, у сільському господарстві, курортах, туризмі тощо.

Технології непрямого використання геотермальної енергії почали набирати популярності 30 років тому. Сьогодні геотермальна енергія перетворюється на електрику більш ніж у 21 країні. Наприклад, у нас є США, Ісландія, Італія, Франція, Німеччина, Австрія, Швейцарія, Швеція, Португалія, які входять до країн з найвищим споживанням енергії з геотермальних джерел. Геотермальна енергетика активно розвивається у країнах наших найближчих сусідів — Польщі, Угорщини та Словаччини.

Глобальні інвестиції в геотермальну енергетику за останні 20 років становили близько 22 мільярдів доларів, з яких більше половини вкладено приватними особами. Очікувані інвестиції протягом наступних 10 років становитимуть 15–20 мільярдів доларів [4].

Мета розділу – оцінити можливості та перспективи розвитку геотермальної енергетики в Україні на основі аналізу ресурсів та технічно досяжного енергетичного потенціалу геотермальної енергетики та визначити найбільш сприятливі та перспективні регіони щодо цього.

За останні 5-10 років в Україні за обмежених фінансових ресурсів проводилися роботи з вивчення геотермічного стану надр та оцінки геотермальних ресурсів як для всієї території, так і для окремих її регіонів, областей та родовищ. За результатами цієї роботи було побудовано геотермічні карти, оцінено ресурси термальних вод та геотермальну енергію, що міститься в «сухих» породах.

Геотермальні ресурси України включають термальні води, тепло сухих порід, ґрунтів, а також нагріті попутні підземні води, що виведені на поверхню внаслідок експлуатації свердловин на родовищах нафти та газу тощо. Включення до складу ПЕК України відкритих родовищ геотермальних вод, і насамперед існуючих свердловин, дозволить створити геотермальну теплогенеруючу установку загальною тепловою потужністю 200 МВт (з них 140 МВт на базі свердловини, що діють). Цілком реально до 2030 року створити геотермальні електростанції загальною тепловою потужністю 2160 МВт та електричною потужністю 400 МВт.

Технічно досяжний річний енергетичний потенціал геотермальної енергетики в Україні становить 12 млн. тонн, її використання дозволить заощадити близько 10 млрд. м³ природного газу (за даними Інституту відновлюваних джерел енергії НАН України) [5, 6]

1.3.1 Потенціал геотермальної енергії в Україні

Районами можливого використання геотермальної енергії в Україні є Закарпаття, Крим, Передкарпаття, Полтавська, Харківська, Донецька, Луганська,

Херсонська, Запорізька області та деякі інші.

Узагальнення та аналіз світового досвіду використання геотермальної енергії свідчить, що Україна відстає від багатьох зарубіжних країн за рівнем використання геотермальної енергії. Однією з основних причин є відсутність досить економічних та ефективних технологій видобутку та використання низькотемпературних теплоносіїв.

Україна має значні ресурси геотермальної енергії, потенційні запаси якої оцінюються величиною 1022 Дж. Це еквівалентно запасам палива 3.4×10^{11} п. у. Потенційна потужність ГеоТЕС з урахуванням видобутку запасів і ККД перетворення геотермальної енергії становить 230 ГВт.

Технічна можливість на етапі розвитку наукових досягнень, дозволяє досягти у найближчі 15 років до 10÷15 % використання цього потенціалу й одержати до 15 млрд. МВт. ч. додаткової теплової енергії з метою теплопостачання у північних та північно-західних районах Криму.

Найбільший потенціал геотермальної енергетики виявлено у районах Тарханкутського та Керченського півостровів.

Сучасний розвиток геотермальної енергетики передбачає економічну доцільність використання наступних видів підземних геотермальних вод:

- Температурою понад 140 °С та глибиною залягання до 5 км для вироблення електроенергії;
- Температурою близько 100 °С для систем опалення будівель та споруд;
- Температурою близько 60÷70 °С для систем гарячого водопостачання.

Основні перспективні напрямки використання геотермальної енергії в Україні та технічні рішення щодо їх реалізації визначено та розроблено інститутом технічної теплофізики Національної Академії наук (НАН) України. В даний час доведено до дослідно-промислової та промислової стадії впровадження наступні технології та установки з використання геотермальної енергії:

-Системи геотермального теплопостачання населених пунктів, промислових, сільськогосподарських, соціальних, комунально-побутових та інших об'єктів;

-Геотермальні електростанції;

-Системи тепло- та холодопостачання з підземними акумуляторами теплоти;

-Геотермальні сушильні установки для сушіння різної сільгосппродукції, лікарських трав та ін;

-Геотермальні холодильні установки;

-Системи геотермального теплопостачання теплиць

Інститут технічної теплофізики Національної академії наук України також розробив технічні пропозиції щодо будівництва експериментальної Тарханкутської геотермальної електростанції загальною потужністю до 180 МВт у Криму. Введення в дію Тарханкутської ГеоТЕЦ дозволить отримувати додатково 760-1010 млн. кВт/год. електроенергії на рік. Однак попередні оцінки вартості будівництва ГеоТЕЦ показують, що необхідні капітальні вкладення становитимуть 295÷323 млн. доларів США, що вимагає залучення вітчизняних та зарубіжних інвесторів.

Таблиця 1.1 – Запаси термального теплоносія по областях України

№ п/п	Області	Кількість теплоносія, який може бути здобутий, тис м ³ /добу	Тепловий потенціал вод, МВт	Річна економія, тис.т. у.п. (умовне паливо)
1	Закарпатська	239,4	490	510
2	Миколаївська	1620	2820	1900
3	Одеська	1350	2350	1600
4	Полтавська	5,9	9,2	9,9
5	Сумська	4,2	15,8	17
6	Харківська	0,4	1,3	1,4
7	Херсонська	2430	4230	2900
8	Чернігівська	37,2	58,3	62,7

9	Інші обл.	0	0	0
10	АР Крим	21600	37600	25600
	ВСЬОГО	585,4	47574,6	32601

На рисунку 2.2 представлені перспективні геотермальні зони України.



Рисунок 1.4 – Геотермальні зони в Україні

1.3.2 Перспективні території України для розвитку геотермальної енергетики

Перспективними для розвитку геотермальної енергетики в Україні вважаються три географічних регіони.

Перший перспективний регіон – Карпатський геотермальний регіон (частини Волинської, Тернопільської, Чернівецької та майже вся територія Львівської, Івано-Франківської та Закарпатської областей). Регіон характеризується високим геотермічним градієнтом та вищою температурою гірських порід у порівнянні з усіма іншими регіонами України. Температура гірських порід у свердловинах, пробурених у Карпатах на глибині 4 км, досягає

210°C, а температури підземних вод ($>150^{\circ}\text{C}$), необхідних ефективної роботи геотермальних електростанцій, вимагають значно менших глибин (від 1 до 1,5°C). ° C).). км), ніж у інших зручних місцях. Термальні води родовищ Закарпаття характеризуються високою мінералізацією. Наприклад, лише у Берегівському районі загальні розвідані запаси термальних вод із температурою 45...65°C становлять приблизно 30...50 тис. одиниць. м³/добу, що відповідає спалюванню приблизно 100 000 тонн. на звичайному паливі.

Другим перспективним регіоном розвитку геотермальної енергетики є територія Республіки Крим (зокрема ресурси Керченського півострова). Глибина колодязів невелика (до 2000 м), температура термальних вод в гирлі 50-70°C, мінералізація 20-70 г/л.

Нині низькоентальпійні геотермальні ресурси Криму використовуються переважно для теплопостачання.

Кримські термальні води використовуються на курортах Саки та Євпаторії, а також у деяких населених пунктах для купання та обігріву. Дебіти окремих свердловин тут сягають 2-4 тис. м³ на добу [7, 4].

Третій регіон із перспективними можливостями використання геотермального тепла — Дніпровсько-Донецька западина, що охоплює території Чернігівської, Сумської, Полтавської, Харківської, Дніпропетровської, Донецької та Луганської областей [7, 8, 9].

Слід наголосити, що всі три згадані області є нафтогазоносними і відомі як:

№1 – Західноукраїнський регіон: Волино-Подільська нафтогазоносна провінція, Карпатська нафтогазоносна провінція, Карпатська нафтогазоносна провінція, Закарпатська газоносна провінція.

№2 – Південно-Кримська нафтогазоносна провінція.

№3 – Дніпро та Донецька долина.

Саме на цих територіях у минулому й зараз вели активні пошуки та промислова розробка підземних покладів вуглеводневої сировини. Тут є

розвинена інфраструктура суб'єктів господарювання та їх територіальних підрозділів Нафтогазу України, зосереджені значні технічні, технологічні та кваліфіковані ресурси, збережено парк свердловин різного призначення та типу, у тому числі виведених з експлуатації з багатьох причин тощо. .. Н. За попередньою оцінкою кожна четверта свердловина в Полтавській та Івано-Франківській областях може бути джерелом геотермальної енергії [9]. Масштабне використання цього виду геотермальних ресурсів не потребує попередніх геологічних досліджень, буріння промислових свердловин та значних капіталовкладень. Досвід Угорщини щодо повторного використання нафтових та газових свердловин, де видобуток вуглеводнів було припинено, для виробництва гарячої води показує потенційну можливість досягнення економії капітальних витрат до 40-50%. Позитивним моментом такої «реанімації» свердловин є потенційна можливість отримання тепла на набагато більших площах, ніж території із природними гідротермальними ресурсами [7].

За даними Інституту відновлюваної енергетики Польської академії наук [5], загальний, технічно досяжний енергетичний потенціал нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії у Карпатському регіоні становить 5155 тисяч. тощо (5,16 млн т/куб.), включаючи потенціал геотермальної енергетики. енергоносії - 597 тис. тонн нагору

Технічно досяжний енергетичний потенціал нетрадиційних джерел та відновлюваних джерел енергії у Закарпатській області у перерахунку на традиційне паливо становить 1 173 тис. т п.у. (1,17 млн тонн на рік), а потенціал геотермальної енергії порівняно з іншими відновлюваними джерелами енергії становить 20 тис. тон на рік.

Найбільш сприятливі умови для одержання термальних вод – у рівнинній частині Закарпаття. На думку геологів, економічно виправдано використання термальних вод Берегівського, Косинського, Залузького, Тереблянського

родовищ та особливо Велятинського, Велико-Паладського, Великобакціанського та Ужгородського родовищ.

Найбільш перспективні родовища розташовані в Берехівському районі, де воду з температурою 45-65 °С можна видобувати з глибини 800-1300 м-коду.

За даними Інституту відновлюваних джерел енергії, технічно досяжний річний потенціал геотермальної енергії для Івано-Франківської області становить 510 тис.т.у.п.

1.4 Висновки за розділом

На відміну від таких видів ВДЕ, як сонце та вітер, геотермальна енергія характеризується незалежним від умов навколишнього середовища, часу доби та року енергетичним потенціалом, що є важливою її перевагою. Вироблення енергії вітру зазвичай доступне 25-30% часу, сонця - 10-25%. Україна має величезні запаси геотермальної енергії, потенціал якої у 8-12 разів перевищує потенціал усіх вуглеводневих видів палива. За оптимального розвитку геотермальні ресурси могли б радикально змінити енергетичний баланс країни.

В роботі зазначено, що геотермальна теплота у верхній частині земної кори (до глибини 10 км) надто розпорошена, щоб на її базі вирішувати світові енергетичні проблеми. Ресурси, придатні для промислового використання, є окремими родовищами геотермальної енергії, сконцентрованої на доступній для розробки глибині, що мають певні обсяги і температуру, достатні для використання їх з метою виробництва електричної енергії або теплоти. В роботі розглянуто основні типи систем геотермальної енергії: гідротермальні системи, магматичні і непроникні гарячі сухі породи, глибокозалягаючі осадові басейни.

Визначивши та проаналізувавши основні існуючі типи геотермальних систем, в роботі було досліджено геотермальний потенціал України. Очевидно, що за наявності значних ресурсів геотермальної енергії на території України

розвиток геотермальної енергетики є доцільним та перспективним. Практика багатьох країн показує, що використання цього виду відновлюваної енергії є економічно вигідним, істотно скорочуючи споживання традиційних видів паливної сировини.

Враховуючи високу ефективність геотермальних ресурсів, екологічність, регіональну значимість та великий загальний потенціал, нині необхідне проведення відповідних наукових досліджень за умов України.

Слід додати, що сучасні оцінки потенціалу геотермальних ресурсів, у тому числі західного регіону України, потребують додаткових досліджень, удосконалення та уточнення з метою визначення перспектив їх економічного, екологічного та соціального впливу на розвиток території в регіонах України.

2 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ

Геотермальною енергією є енергія, що генерується з природного тепла Землі, дістати цього тепла дозволяють свердловини, температура в яких зростає кожні 36 м глибини на 1 °С. На поверхню дана теплота доставляється у вигляді гарячої води та пари.

На Землі запаси тепла великі. Так, якщо розглядати охолодження одного лише ядра, не включаючи мантію та кору, то при зниженні температури на 1 °С ми отримуємо близько $2 \cdot 10^{20}$ кВт·год енергії, температура ж ядра сягає показника 6000 °С, а остигання за мільярд років за попередніми оцінками обчислюється не більше 400 °С [1].

Особливого поширення геотермальні джерела набули у низці різних країн: Ісландія, Індонезія, Мексика, Нова Зеландія, Франція, Коста-Ріка, Кенія, Японія та Філіппіни [2, 3].

В наш час використовується близько 3,5% геотермального потенціалу для створення електроенергії та 0,2% для одержання тепла. Коефіцієнт використання потужності сучасних геотермальних електростанцій (ГеоЕС) сягає 90 %, а це в 3–4 рази вище, ніж використання інших технологій відновлюваної енергії.

Лідери за потужністю ГеоЕС є США - 2544 МВт, Філіппіни - 1931 МВт, Мексика - 953 МВт, Індонезія - 797 МВт, Італія - 790 МВт, Японія - 535 МВт, Нова Зеландія - 435 МВт, 02 МВт. Сумарна потужність на початок 2005 р. досягала 8910,7 МВт, а річне вироблення становило 56798 ГВт·год [1].

Проблема полягає в тому, що традиційні види палива (нафта, газ, вугілля) з часом тільки дорожчають, оскільки вони стають вичерпними, тому потрібно шукати альтернативу даним видам енергії [3]. Геотермальна енергія здатна відновлюватися, тобто вона вічна. Вона здатна забезпечити переробку із солоної води в прісну та електрику, яка буде перетворена з геотермальних вод Землі [4]. Тим самим спосіб видобутку такої енергії дозволяє користуватися ним довгі

століття, економити на паливі та експлуатації – тільки на ремонт, профілактику та планове технічне обслуговування.

2.1 Напрямки застосування геотермальної енергії

Область застосування такої енергії є досить широкою. Залежно від температури геотермальну енергію можна застосовувати у електроенергетиці, а й у промисловості, сільському господарстві, бальнеології та багато в чому іншому [5]. У таблиці 2.1 зображені в яких сферах застосовується ГеоЕС і який температурний інтервал теплоносіїв. Ці дані були отримані із джерела [1].

Таблиця 2.1 Область застосування геотермальної енергії

Галузь застосування	Температурний інтервал теплоносія, °C
Енергетика: - одноконтурна ГеоЕС; - Бінарна ГеоЕС.	130–300 90–200
Промисловість: - металургійна промисловість; - Виробництво паперу; - Вилучення хімічних елементів; - нафтова промисловість; - Виготовлення бетонних блоків; - текстильна промисловість; - Деревообробна промисловість.	90–140 90–120 80–105 70–85 70–80 50–80 45–90
Сільське господарство: - Розведення риб; - обігрів ґрунту; - вирощування овочів та фруктів; - харчова промисловість; - теплиці.	5–45 5–45 20–65 35–90 35–90
Теплофікація: - теплові насоси; - аерокондиціювання; - місцеве теплопостачання;	5–55 25–50 50–85

- Радіатори;	50–95
- Обігрів тротуарів.	40–80
Бальнеологія:	
- плавальні басейни;	20–50
- грязелікарні.	25–50

2.2 Класифікація геотермальних джерел енергії

Класифікація геотермальних джерел енергії [4] відбувається за кількома напрямками:

- за способом вилучення теплоносія:
 - традиційні;
 - фонтанні (у разі високого тиску з надр Землі відбувається самовилив теплоносія);
 - насосні (у разі недостатнього тиску для самовиливу/фонтанування);
 - геоциркуляційні (у разі закачування під землю охолодженого теплоносія);
- за типом використовуваних ресурсів:
 - гідротермальні (у разі використання теплоти природних геотермальних вод);
 - петротермальні (у разі використання теплоти гірських порід).

На сьогоднішній день можна виділити три основні схеми виробництва електричної енергії на основі гідротермальних джерел:

1. Пряма з використанням сухої пари. Працюють в основному на гідротермальному пару (рисунок 2.1), який надходить у турбіну, що живить генератор. Однією з переваг є відмова від спалювання палива;

2. Непряма з використанням водяної пари (рисунок 2.2);

3. Змішана схема (бінарний цикл). У разі часто використовуються перегріті гідротерми, температура яких перевищує 182 °C.

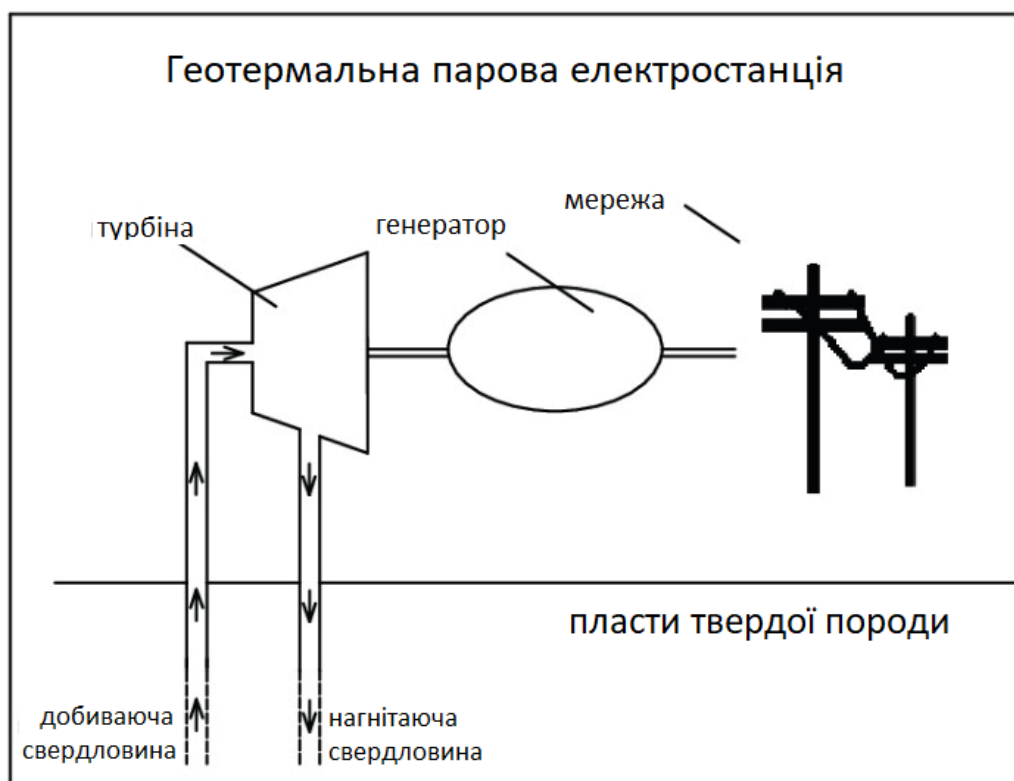


Рисунок 2.1 - Геотермальна парова електростанція

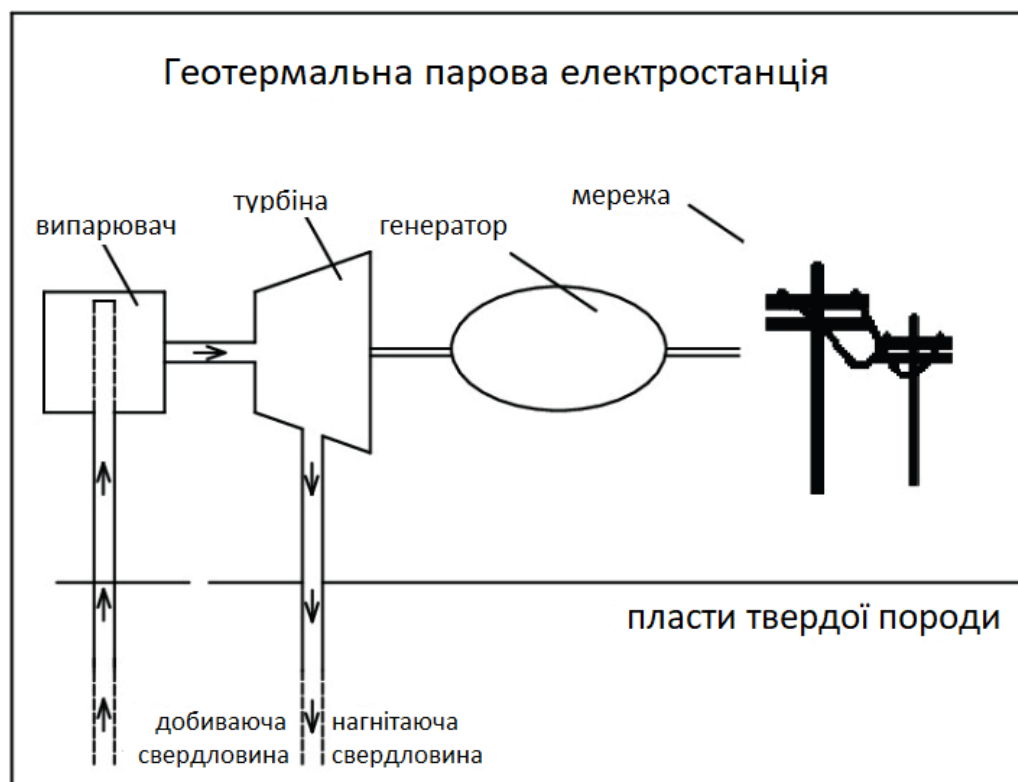


Рисунок 2.2 - Гідротермальна електростанція

Принцип роботи полягає у використанні гідротермального розчину у випарники, куди він нагнітається і досить швидко випаровується, отримана пара і приводить турбіну в дію [5]. У разі коли рідина не випаровується повністю, її можна використовувати в наступному випарнику, тим самим збільшуючи потужність. Крім розчину у більшості джерел є вода з помірною температурою (менше 200 °C), ця вода може бути використана для отримання енергії на геотермальних електростанціях з бінарним циклом виробництва (рисунок 2.3).

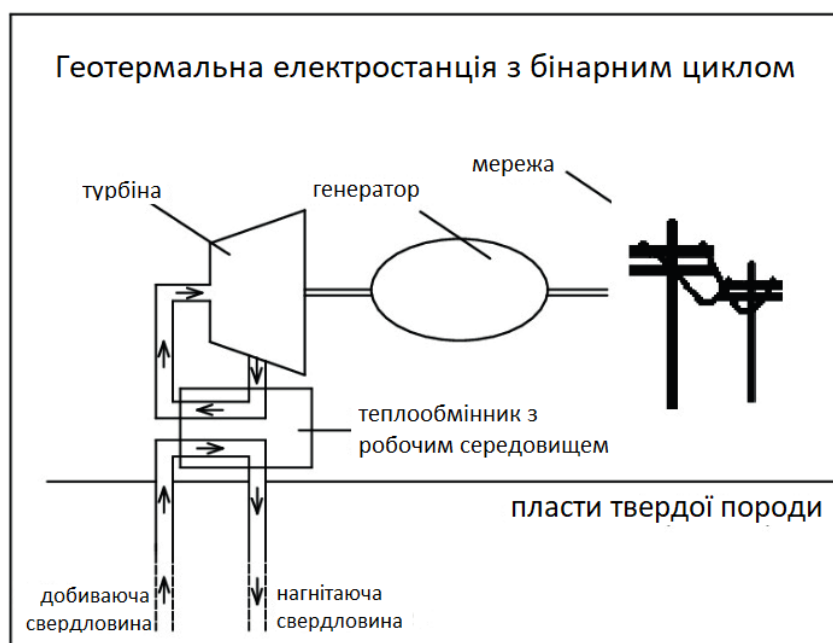


Рисунок 2.3 - Геотермальна електростанція з бінарним циклом

Дана вода з додатковою рідиною, що має нижчу точку кипіння, пропускається через теплообмінник, внаслідок цього додаткова рідина випаровується геотермальною водою, і отримана пара впливає на турбіну.

Ця система є закритою, що зводить до мінімуму вплив на екологію через відсутність викидів в атмосферу.

Геотермальна енергетика використовується для отримання електроенергії та обігріву будинків та виробничих приміщень [6]. Використання геотермального

джерела залежить від форми одержуваної енергії, ми можемо отримувати як «суху пару», яка використовується для обертання турбіни, так і пар з водою, яку необхідно відокремити.

2.3 Переваги та недоліки геотермальних джерел

Однією з головних переваг геотермального джерела слід виділити невичерпність та відсутність залежності від умов, що сильно впливають на інші альтернативні джерела енергії, такі як час доби, року, погоди та навколишнього середовища [7]. Ще однією відмінністю є можливість досягнення показника коефіцієнта використання встановленої потужності 80 %, чого не можуть досягти решта джерел «зеленої» енергетики.

При цьому використання геотермальних джерел має низку ключових недоліків, пов'язаних з екологічними та економічними аспектами.

З екологічного боку проблема полягає у необхідності створення відновлюваного циклу зворотного закачування відпрацьованої води у підземний водоносний горизонт.

Ці води неможливо скидати в природні водні системи, що знаходяться на поверхні, у зв'язку з високим вмістом токсичних металів (цинк, свинець), неметалів (миш'як, бор) та хімічних сполук (фенол, аміак). На додаток до цього варто пам'ятати про проблему відкладення солей та корозії трубопроводів. З економічної точки зору проблема полягає в необхідності підтримки температури води від 150 °C і вище для достатнього показника ККД теплової машини в галузі генерації електроенергії [5].

Для опалення ж температура необхідна не нижче 50 °C, проте, навіть цього показника досить важко досягти.

Пов'язано це з геотермічним градієнтом, який росте на 30 °C за поглиблення на 1 км.

Таким чином, розглядаючи лише опалення, необхідна свердловина завглибшки понад 1,5 км, для генерації електроенергії – більше кількох кілометрів.

Глибинне буріння подібних свердловин економічно недоцільне, у зв'язку з чим геотермальні електростанції намагаються розташовувати в районах із високим геотермічним градієнтом та близьким розташуванням геотермальних вод до поверхні. Найчастіше такими територіями є області із підвищеним вулканізмом.

2.4 Висновки за розділом

В роботі було проаналізовано загальні напрямки, де сьогодні використовується геотермальна енергія. Залежно від температури геотермальну енергію можна застосовувати у електроенергетиці, а й у промисловості, сільському господарстві, бальнеології та в багатьох інших напрямках.

На сьогоднішній день можна виділити три основні схеми виробництва електричної енергії на основі гідротермальних джерел: пряма з використанням сухої пари; непряма з використанням водяної пари; змішана схема (бінарний цикл). Описані основні принципи функціонування даних схем.

Проаналізовано головні переваги та недоліки використання геотермальних джерел. Однією з головних переваг геотермального джерела - невичерпність та відсутність залежності від умов, що сильно впливають на інші альтернативні джерела енергії, такі як час доби, року, погоди та навколишнього середовища. Ще однією відмінністю є можливість досягнення показника коефіцієнта використання встановленої потужності 80 %. При цьому виділяють і недоліки подібних технологій. З екологічного боку проблема полягає у необхідності створення відновлюваного циклу зворотного закачування відпрацьованої води у підземний водоносний горизонт. Ці води неможливо скидати в природні водні

системи, що знаходяться на поверхні, у зв'язку з високим вмістом токсичних металів (цинк, свинець), неметалів (миш'як, бор) та хімічних сполук (фенол, аміак). З економічної точки зору проблема полягає в необхідності підтримки температури води від 150°C і вище для достатнього показника ККД теплової машини в галузі генерації електроенергії. Крім того, розглядаючи лише опалення, необхідна свердловина завглибшки понад 1,5 км, для генерації електроенергії – більше кількох кілометрів, а глибинне буріння подібних свердловин зазвичай економічно недоцільне.

3 СПОСОБИ РОЗРОБКИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Класичні методи отримання геотермальної енергії

Існує два основні види розробки геотермальної енергії. Це розробка сухої пари та гарячих джерел [6]. Їх застосування пов'язане з гірничогеологічними умовами та температуропровідністю. До гірничо-геологічних умов належать кут падіння, розривні порушення, потужність пласта, гравітаційна диференціація Землі, тектонічні процеси, мимовільний розпад радіоактивних елементів, хімічний склад, кількість шкідливих домішок та інших характеристик [7].

Перший спосіб, це найпростіший спосіб перетворення сухої пари в геотермальну енергію, який включає наступні етапи:

Буріння глибокої свердловини. Для того, щоб пробурити свердловину, потрібно вибрати родовище з відсутністю великих тектонічних порушень і наявність потрібних гірських порід по всій довжині буріння. Бурити глибоку свердловину потрібно до певної глибини, досліджувати на фізико-хімічні властивості та виміряти температуру породи на вибої свердловини. Обсадними сталевими трубами закріплюється свердловини до верхньої межі та цементується.

Створення гідравлічного розриву. Для створення гідравлічного розриву використовують методи розробки нафтової промисловості. У частині свердловини, нижче ділянки, яка укріплена обсадними трубами, встановлюється гідравлічний розрив, що не має обсадки.

Для нагнітання води по лінії високого тиску на поверхні встановлюється високонапірний насос. Гідравлічний напір, який повинен перевищувати 48 МПа, створює тріщини в породах, прилеглих до свердловини за допомогою напруги, що розтягує. Для того, щоб тріщина утворилася формою вертикальним тонким

диском, нагнітаю рідину вже меншого тиску до утворення тріщини потрібного радіусу.

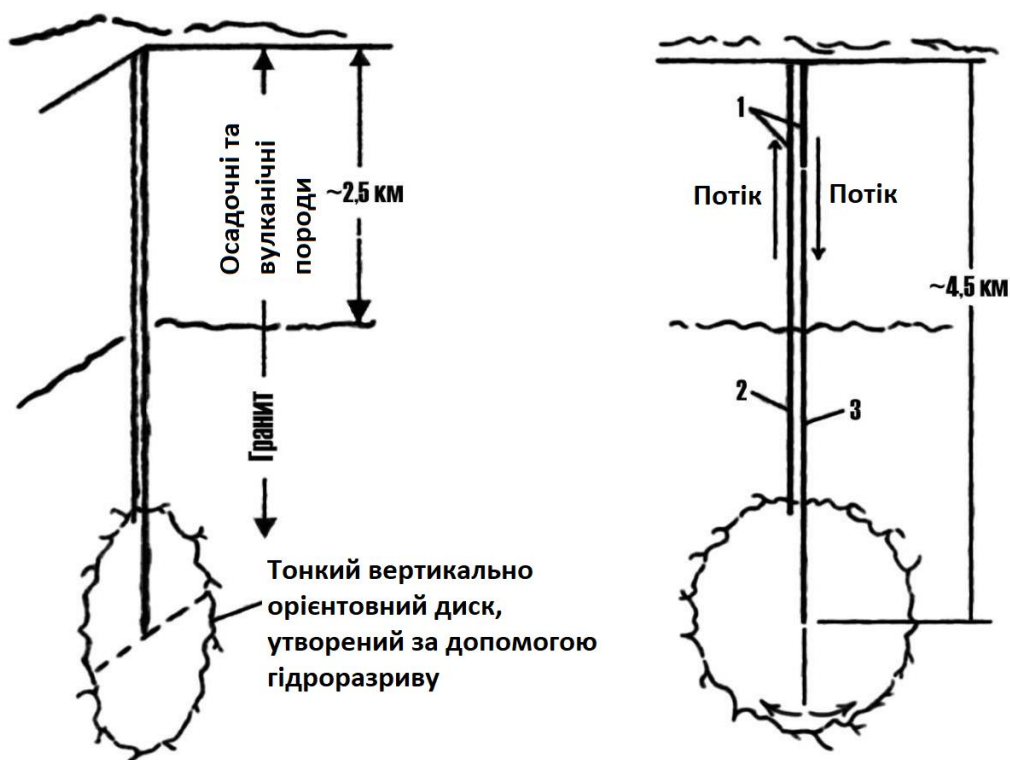
Після створення гідравлічного розриву необхідно провести операцію для запобігання викиду гарячої води у великих кількостях та визначення напрямку тріщин. Для запобігання викиду гарячої води роблять повільний знижений тиск та випуск рідини через клапан, які замикають системи тріщин. Визначити напрямок тріщин допоможуть геофони та сейсмометри, розташовані на поверхні, а також вимірювачі кутів нахилу.

Буріння другої свердловини. Другу свердловину бурять методом спрямованого буріння, що включає періодичне підвищення тиску для перевірки повідомлення між свердловинами. Спочатку її бурлять паралельно на вибої першої свердловини за нормаллю до орієнтації системи тріщин і розташовують за кілька десятків метрів. Друга свердловина буриться до верхньої межі системи тріщин, потім вона проходить у похилому стані, щоб перетнути цю систему.

Для завершення гідравлічного розриву розширюємо систему тріщин до кінцевих розмірів шляхом нагнітання рідини через глибоку свердловину.

Циркуляція води. Після того, як завершили буріння свердловин і створили систему тріщин, вода, за допомогою нагнітального насоса і створеної системи на поверхні, нагнітається в контур, що утворився, і циркулюється в ньому [8]. Для того щоб вода надійшла в теплообмінник і систему обробки вона опускається по глибокій свердловині при циркуляції, проходить систему тріщин і піднімається по меншій свердловині.

Для того щоб відключити насос, і циркуляція відбувалася за рахунок природної конвекції потрібно досягти певної середньої різниці температур висхідного та вихідного потоків води. Якщо надалі потрібно підтримувати різницю температур, підключають додатковий насос. На рисунку 3.1 представлена запропонована система освоєння неглибокого сухого геотермального родовища як промислове джерело енергії.



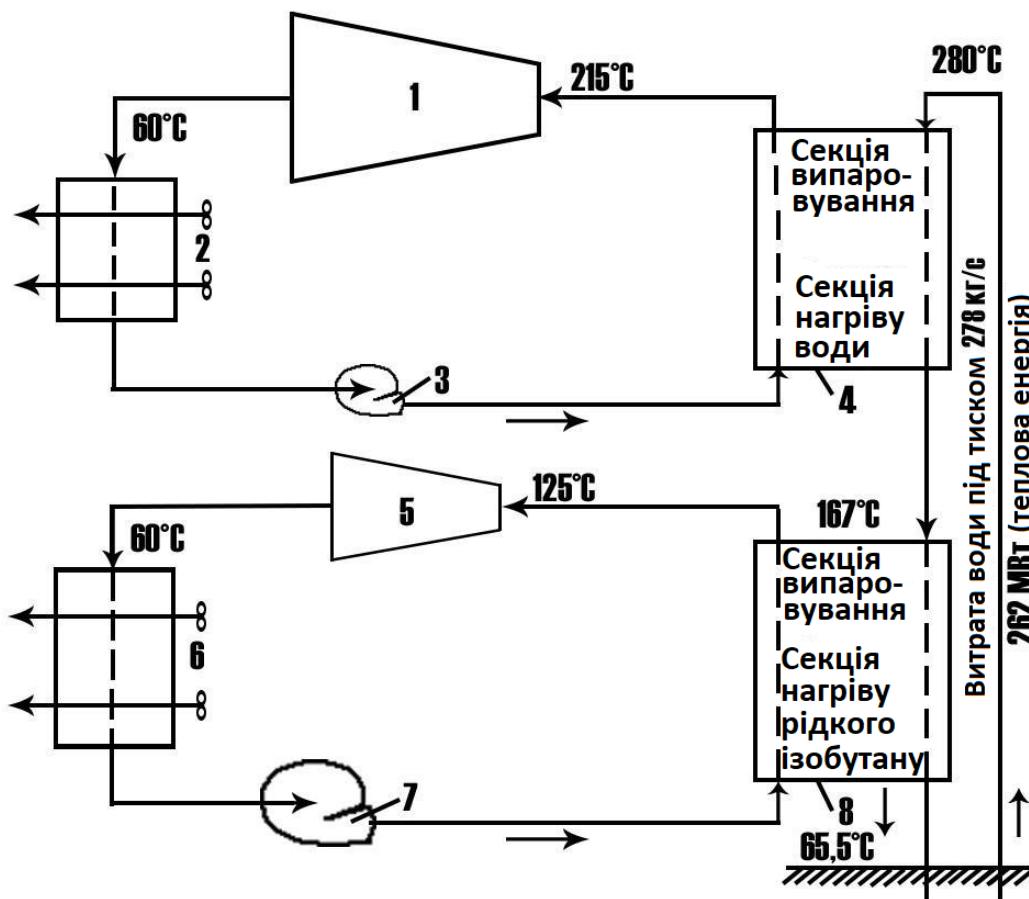
1- частина стовбура свердловини, укріплена обсадними трубами, діаметр 340 мм; 2 – частина стовбура свердловини, що не укріплена обсадними трубами, діаметр 305 мм; 3 – частина стовбура свердловини, укріплена обсадними трубами, діаметр 244 мм

Рисунок 3.1 - Система освоєння неглибокого сухого геотермального родовища [9]

Досвідчені ГеоЕС застосовують схему з вторинним носієм, що дозволяє випарувати велику кількість рідини, що циркулює у силовому циклі. У систему з подвійним циклом входять теплоносії, з вищими температурами, і паровим ізобутановим циклом.

Прикладом такої схеми є захід США. Вони додатково застосовують конденсатори з повітряним охолодженням, що спричиняє підвищення вартості електроенергії на $(0.2-0.4)10^{-3}$ дол/кВт·ч. Витрати на таку систему збільшено на

10–20 дол/кВт, але відсутність теплового забруднення та вибір розташування виправдовує такі витрати.



1 – парова турбіна потужністю 33,4 МВт, к.п.д. 85%; 2 – вентилятори потужністю 0,71 МВт; 3 – насос потужністю 0,13 МВт; 4 – паровий котел; 5 – ізобутанова турбіна потужністю 22,3 МВт, к.п.д. 85%; 6 – вентилятори потужністю 1,27 МВт; 7 – насос потужністю 2,87 МВт; 8 – ізобутановий котел

Рисунок 3.2 - Варіант системи із подвійним циклом [9]

У цій схемі витрата парового циклу становить 42,9 кг/с, потужність 32,6 МВт, загальний к.п.д. $\eta = 29,8\%$. Параметри ізобутанового циклу: витрати 45,3 кг/с; потужність 18,1 МВт; загальний к.п.д. $\eta = 11,9\%$. Загальна потужність 507 МВт; загальний к.п.д. 19,4%.

Другий спосіб описує, як із гарячих розчинів отримати енергію. Він включає три види розробки і схеми вилучення енергії з гарячих розчинів. Метод повного потоку є основою отримання енергії з гарячих розчинів. Він є дуже економічним та конкурентоспроможним у порівнянні з іншими способами вилучення електроенергії. У цьому методі передбачається, що енергію, що міститься в гарячих розчинах, можна отримати потужністю 100000 МВт. Можна порівняти дві геотермальні електростанції – це Мутнівську геотермальну електростанцію (ГеоЕС), яка має потужність 50 МВт та ГеоТЕС Сполучених Штатів (Каліфорнія) – 2,730 МВт.

Перша розробка включає проходку свердловин до горизонтів з високими температурами і підняття нагрітої води, за рахунок тиску, що надходить з геоструктур, до відділення рідини і пари через відцентровий сепаратор. Після чого гаряча пара переходить із сепаратора до реактивної парової турбіни. Це потрібно для того, щоб надалі ми могли використовувати пару як теплову енергію для створення електрики.

Така схема застосовується лише з тих джерел гарячих розчинів, які містять невелику концентрацію солей.

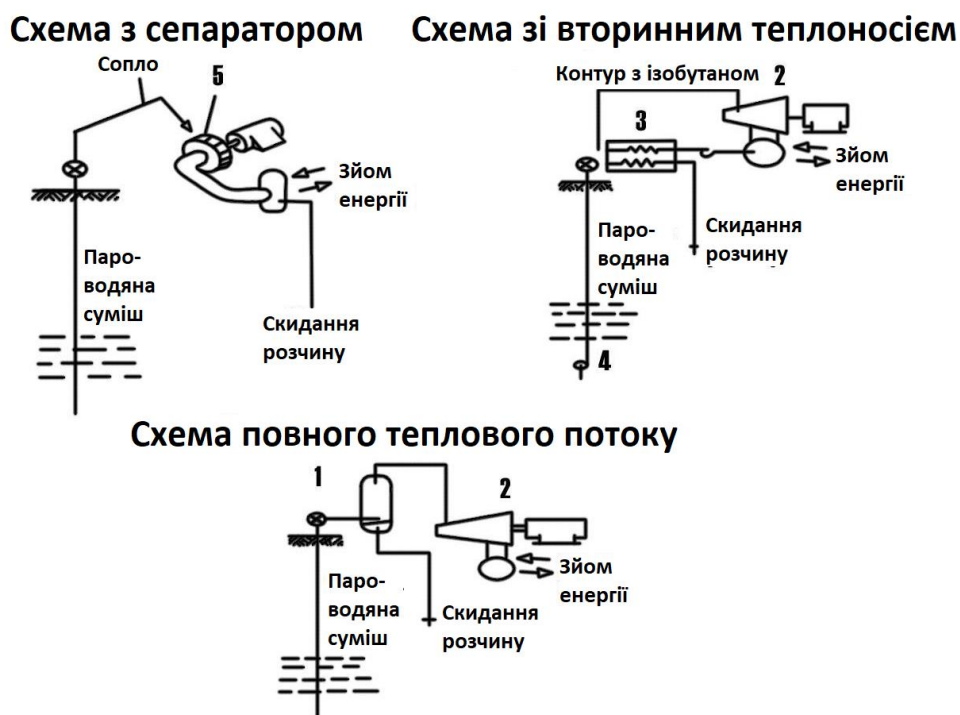
Друга технологія використання гарячих розчинів передбачає вторинний теплоносій.

Гарячі розчини також перекачують, як і інших методів за допомогою тиску, але цей спосіб є більш складний від першого тим, що з'являється проблема надійного забезпечення теплообмінника і підземного насоса через корозійних властивостей гарячих розчинів, що обмежує застосування даного методу. Тут задіяна система турбогенератора з циклом Ренкіна та рідиною, яка запобігає закипанню гарячих розчинів у теплообміннику та не містить корозії, наприклад, ізобутану.

Третя розробка використання гарячих розчинів буде найбільш економічно вигідніша порівняно з попередніми способами. Необхідне капітальне вкладення становитиме близько 200 дол/кВт, а вартість потужності 0,32 цент/кВт.

Для збільшення швидкості та зниження тиску геотермальний розчин перекачують на поверхню і направляють у сопло. У некорродуючій активній трубці можна потім використовувати кінетичну енергію даної рідини для виробництва електроенергії за допомогою гідроелектричних пристроїв.

Економічна вигода такої розробки полягає в тому, що число механічних пристроїв на поверхні набагато менше, незважаючи на витрати захисних розчинів та продуктивність енергії більше у 1,6 разів, ніж у попередніх способах розробки [11].



1 – відцентровий сепаратор; 2 – турбогенератор; 3 – теплообмінник; 4 – глибинний насос; 5 – активна радіальна турбіна

Рисунок 3.3 - Способи одержання енергії з гарячих геотермальних розчинів

Всі 3 схеми з розробки гарячих розчинів можна побачити на рисунку 3.3. Якщо порівнювати температуру скидання геотермального розчину з турбіни та системи, то на схемах із сепаратором та вторинним теплоносієм можна побачити, що температура скидання із системи набагато більша. З усього розібраного можна говорити, що схема повного теплового потоку має найбільший загальний к.п.д., ніж дві інші.

Рано говорити про повний перехід на геотермальну енергію, доки існують такі ресурси, як нафта та газ. Але замислитися і почати розробляти вже час. Адже викидів в атмосферу шкідливих домішок стає дедалі більше, а геотермальна енергія здатна вирішити це питання за рахунок своєї екологічності [12]. Така країна, як Ісландія, вже давно перевела економіку на геотермальні ресурси і планує довести до 92% їх використання. В Україні енергія геотермальних ресурсів теоретично перевищує потенціал органічного палива.

Вкрай перспективно використовувати підземне тепло. Воно може забезпечити будівлі теплим та холодним повітрям та допоможе чимало заощадити. До 2020 року Світовий Енергетичний комітет прогнозує розвиненим країнам світу, що вони будуть використовувати не лише гарячі надра землі, а й води морів, океанів та повітря. Світу, незважаючи на органічне паливо, потрібно всерйоз подумати над цим джерелом енергії, адже рано чи пізно це буде основним постачальником електроенергії та теплопостачанням для всього людства, а не лише для окремих країн [13].

3.2 Отримання геотермальної енергії шахтних вод

Води підземних шахт містять значну кількість теплової енергії, яка досі не знайшла раціонального використання. У роботі обговорюється можливість застосування теплових насосів для рекуперації тепла із шахтних вод та перераховано широкі можливості його застосування. Наведено фактори, які

незаперечно впливають на рентабельність використання геотермічного тепла, що міститься у шахтних водах. Аналогічно видається ситуація з вентиляційним повітрям. На прикладі існуючих шахт визначаються енергетичні параметри тепла, що міститься в шахтних водах, що відкачуються, і дається економічна оцінка використання геотермальної енергії.

Безпечне та надійне функціонування абсолютної більшості шахт вимагає проведення водовідливу пластових вод. Метою експлуатації цих вод є зниження депресійної лійки підземних вод до такого рівня, щоб вони не могли затопити шахту, а підтримка певного рівня цих вод необхідна протягом усього процесу функціонування шахти. Крім того, у кожній шахті необхідна вентиляція гірничих виробок.

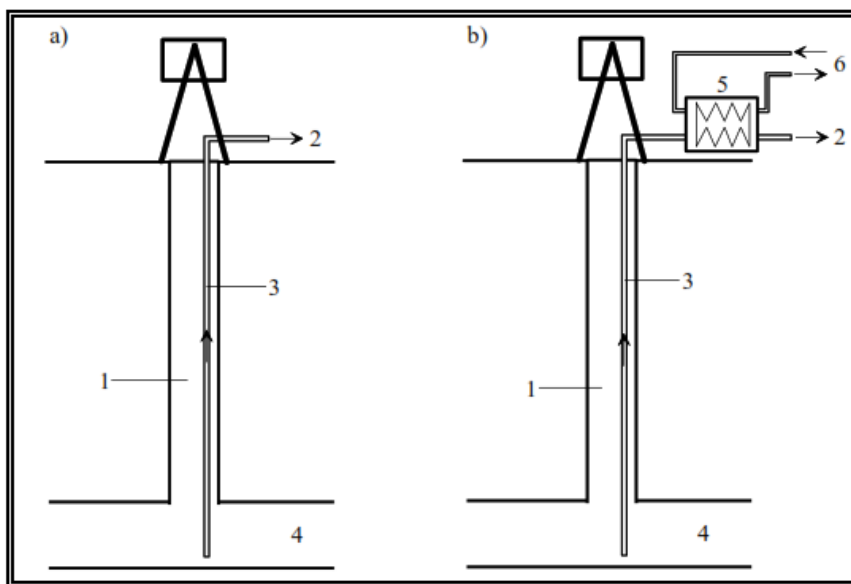
Видалення пластових вод з метою зниження їх напору, а також циркуляція повітря для вентиляційних цілей дає можливість використовувати тепло для обігрівальних цілей, що проте не знаходить застосування в технології сучасних шахт.

Одночасне скидання на поверхні шахтних вод, що відкачуються, і викид в атмосферу підігрітого в шахті вентиляційного повітря ведуть до безповоротної втрати теплової енергії цих енергоносіїв.

Схема існуючої досі циркуляції шахтних вод та запропонованої її модернізації представлена на рис.3.4. Теплова енергія, що міститься у воді та у вентиляційному повітрі, виходить з гірських порід і пов'язана з природним теплом надр Землі. Як шахтна вода, і вентиляційне повітря грають у разі роль носія тепла, який транспортує і передає далі тепло від гірської породи до землі. Ефективне використання цього тепла має велику перспективу, оскільки є довготривалим і стабільним процесом для даної шахти. Спосіб застосування тепла рідкого та газоподібного шахтних енергоносіїв для обігрівальних цілей залежить від кількох факторів, до яких належить, перш за все, продуктивність та температура носія тепла.

Використання геотермічного тепла – це суттєва проблема також у разі реструктуризації підприємств вугільної чи гірничорудної промисловості, особливо у разі, якщо така реструктуризація планує ліквідацію шахт чи експлуатаційних районів. Важливим питанням при цьому є необхідність визначення можливості утилізації водоносних горизонтів, що ліквідуються, виконують роль потенційних геотермальних водних басейнів. Комплексний аналіз геологічних, гідрогеологічних, геотермічних, технологічних та економічних факторів може призвести до позитивних рішень, які вже після експлуатації шахти забезпечать отримання нового енергоносія – екологічно чистої та поновлюваної геотермальної води [1].

При цьому підземні гірничі виробки після їх експлуатації можуть використовуватися як резервуари тепла [2, 3].



1 – свердловина; 2 – скидання води; 3 - водопровід для викачування води;
4 - гірська виїмка; 5-тепловий насос; 6 – споживча обігрівальна система

Рисунок 3.4 - Порівняльна схема циркуляції води в шахті без (а) та (б) утилізацією її теплової енергії (б)

Використання геотермічного тепла, що експлуатується при зневодненні та вентиляції шахт, може відбуватися безпосередньо або із застосуванням теплонасосів. Необхідність застосування теплових насосів випливає з пристосування експлуатованого геотермічного тепла до обігрівальних потреб, що залежать від параметрів системи обігріву.

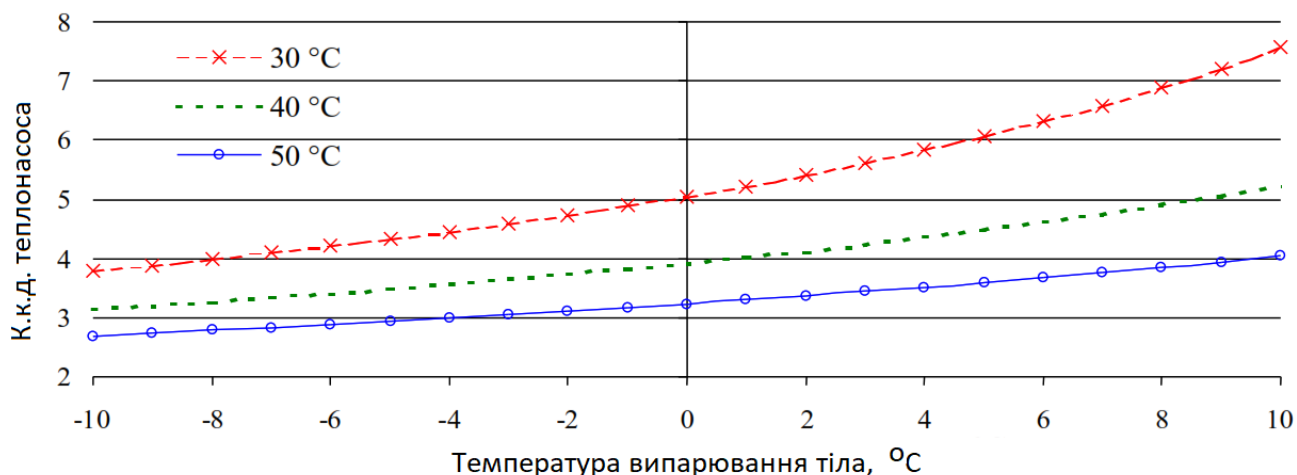


Рисунок 3.5 - Залежність ККД теплового насоса від температури нижнього джерела (температури випаровування робочого фактора) для досконалості дійсної циркуляції теплового насоса, що становить 0,5 та значення температури верхнього джерела, що становить 30, 40 і 50 °C

Геотермічне тепло із шахт найчастіше є низькотемпературним теплом. Для обігрівальних цілей потрібні вищі температури. Підвищення температури експлуатованої теплової енергії та уможливорює тепловий насос.

Значення коефіцієнта продуктивності компресорного теплового насоса, від якого безпосередньо залежить витрати приводної енергії - це функція температури випаровування і зрідження, а також ступеня досконалості циркуляції робочого тіла в насосі. Цей коефіцієнт слід розуміти як приватне корисної теплової енергії, одержуваної для обігрівальних цілей, до енергії теплового насоса, що підводиться, у певний час, що можна записати у вигляді:

$$\eta = \varepsilon \cdot \frac{T_g}{T_g - T_d} = \frac{Q_g}{E_n}$$

де ε - Ступінь досконалості фактичної циркуляції теплового насоса або к. п. д. циркуляції;

T_g – температура верхнього джерела теплового насоса, К;

T_d – температура нижнього джерела теплового насоса, К;

Q_g - повна обігрівальна енергія теплового насоса, Вт;

E_n - енергія, що підводиться, Вт.

Ступінь досконалості фактичної циркуляції теплового насоса становить практично 0,5 – 0,6 [4]. Як впливає із формули (1) зростання к.п.д. настає одночасно зі зниженням температурного напору, зрідження та випаровування робочого тіла.

Залежність к.п.д. теплового насоса (залежно від температури зрідження та випаровування, а також від температурного напору) представлені на рис. 2 для прийнятого ступеня досконалості фактичної циркуляції 0,5.

Значення енергії, необхідної для приводу теплового насоса, визначається за такою формулою:

$$E_n = \frac{Q_g}{\eta - 1}$$

Повна обігрівальна енергія компресорного теплового насоса протягом певного часу це сума енергії від низькотемпературного джерела та енергії, переданої приводу насоса [2]:

$$Q_g = Q_t + E_n$$

де: Q_t – тепло, яке сприймається від геотермічного джерела, Дж.

Потік енергії, отриманий від носія геотермічного тепла, яким є пластова вода або вентиляційне повітря, що відкачується з шахти, визначається за формулою:

$$Q_t = V\rho c \cdot (T_1 - T_2)$$

де v - Об'ємна витрата носія тепла, $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$;

ρ – щільність енергоносія, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$;

c – питома теплоємність енергоносія, $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$;

T_1 - температура теплоносія на вході в теплообмінник, K ;

T_2 – температура теплоносія на виході з теплообмінника, Do .

До факторів, що визначають рентабельність використання низькотемпературного геотермічного тепла, у тому числі енергії, що міститься у водах із шахт, належать:

а) відстань між споживачем тепла та джерелом тепла, що впливає на інвестиційні витрати, пов'язані з будівництвом ізолюваних тепломагістралей;

б) ступінь навантаження теплогерела, що істотно впливає на величину використання нагрівальної потужності, що є у розпорядженні, протягом року;

в) температурна характеристика приймальної нагрівальної системи, яка, як показано на рис. 2, впливає ефективність вироблення корисної енергії тепловим насосом, і навіть вартість вироблення одиниці тепла;

г) вартість інших енергоносіїв;

д) агресивність вод, що впливає на інвестиційні витрати, і навіть експлуатаційні витрати системи [6].

Істотним позитивним фактором застосування теплових насосів, який дуже складно безпосередньо перерахувати на економічний ефект є корисний вплив на середовище. По-перше, отримуємо джерело тепла, яке не викидає в атмосферу продукти спалювання, що відповідає вимогам Кліматичної Конференції у Кіото. По-друге, у разі скидання шахтних вод у поверхневі водотоки їх температура буде нижчою, внаслідок чого вони не будуть негативно впливати на натуральну температуру водотоків. У разі застосування теплових насосів найкращі параметри роботи можна отримати за умови використання тепла для нижніх меж

температур [7].

Дотепер величезна кількість геотермального тепла, що міститься в шахтних водах та у вентиляційному повітрі, була безповоротно втрачена в багатьох шахтах, що працюють у всьому світі. Скидання теплих шахтних вод та викид нагрітого вентиляційного повітря впливає на стан поверхневих водотоків та атмосферного повітря та локально робить внесок у потепління клімату та порушення природного середовища у річках, водних басейнах та у ґрунті.

Слід проводити технічний та економічний аналіз використання на поверхні геотермальної енергії, що міститься у вентиляційному повітрі та у відкачуваних із шахт водах.

Ефективність поверхневої геотермальної системи, що використовує тепло шахтних вод, залежить від: температурного напору води, що надходить і йде з теплових насосів, витрати води, відстані споживачів тепла від шахти, ступеня навантаження джерела тепла, ціни інших енергоносіїв, агресивності та ступеня мінералізації вод.

Попередній економічний аналіз використання геотермального тепла, що міститься у водоскидах із шахт, підтверджує доцільність застосування теплонасосів для використання теплової енергії, незважаючи на дуже низькі температури (12 °C) вод, які є у вугільних шахтах. Ефективність геотермальної установки щодо утилізації тепла шахтного природного рідкого енергоносія значно зростає із зростанням температури шахтних вод, що можна спостерігати на шахтах Польщі.

3.3 Нетрадиційні методи одержання геотермальної енергії

Однією із глобальних світових проблем сьогодні є дослідження паливноенергетичних ресурсів. Рішення її, мабуть, матиме визначальне значення не тільки для подальшого розвитку світової спільноти, але й для збереження

довкілля його проживання. Значним перспективним напрямом на шляху вирішення вищезазначеної проблеми має стати застосування нових енергозберігаючих технологій, які використовують нетрадиційні відновлювані джерела енергії.

Виснаження традиційних ресурсів викопного палива та екологічні наслідки їх спалювання призвели до значного зростання інтересу до цих технологій за останні десятиліття практично у всіх розвинених країнах. Переваги систем теплопостачання з використанням альтернативних джерел енергії у порівнянні з традиційними полягають не лише у значному зниженні енергоспоживання у системах життєзабезпечення будівлі та споруд, але й з їхньою екологічною чистотою, а також з новими можливостями, що відкриваються у сфері підвищення ступеня автономності цих систем.

У розділі розглядаються можливості використання енергії землі та ґрунтових вод для вирішення завдань енергозбереження у паливно-енергетичному секторі будівництва. Актуальність порушених питань є очевидною. Земля є невичерпним джерелом енергії, при правильному використанні якої можна вирішувати велику кількість серйозних проблем енерго- та ресурсозбереження. В Україні перспективною галуззю впровадження результатів роботи є системи життєзабезпечення будівель, а саме застосування теплонасосних систем опалення та гарячого водопостачання, будівництва геотермічних ТЕС.

При використанні тепла землі можна виділити два види теплової енергії – високопотенційну та низькопотенційну. Високопотенційним джерелом теплової енергії є гідротермальні ресурси - термальні води, нагріті геологічними процесами до високих температур, що дозволяють їх використання для потреб ЖКГ та ін. У Європі термальні джерела є в Угорщині, Ісландії та Франції.

Разом з тим, на відміну від високопотенційного тепла, використання низькопотенційного тепла землі за допомогою теплових насосів можливе

практично повсюдно. Для нашого регіону його можна по праву вважати найбільш перспективним та рентабельним.

Низькопотенційне тепло землі може використовуватися по-різному в різних типах будівель та споруд: опалення, гаряче водопостачання, кондиціонування, обігрів доріг в зимовий час, для запобігання зледеніння карнизів, козирків, входних щаблів, підігріву полів відкритих стадіонів, покриттів.

Як джерело низькопотенційної теплової енергії можуть використовуватися підземні води з відносно низькою температурою або ґрунт поверхневих (глибиною до 400 м) шарів землі. Термічний режим ґрунту в поверхневих шарах землі формується дією двох основних факторів: сонячної радіації, що падає на поверхню землі, та потоку радіогенного тепла з надр землі. Сезонні та добові зміни інтенсивності радіації та температури зовнішнього повітря викликають коливання температури у верхніх шарах ґрунту. Глибина проникнення добових коливань температури зовнішнього повітря та інтенсивності падаючої сонячної радіації коливається від кількох десятків сантиметрів до півтора метра залежно від конкретних ґрунтово-кліматичних умов [2]. Температурний режим шарів ґрунту нижче за цю глибину («нейтральна зона») формується під впливом теплової енергії, що надходить з надр землі, і практично не залежить від сезонних, а тим більше добових змін зовнішніх параметрів клімату. . . . Зі збільшенням глибини температура ґрунту збільшується за геотермічним градієнтом приблизно на три градуси Цельсія на 100 метрів [1]. Розмір радіогенного теплового потоку варіюється від регіону до регіону. Тож R_T це значення становить 0,05-0,12 Вт/м² [2].

В результаті роботи було класифіковано основні види систем використання низькопотенційної теплової енергії землі. Причому, крім технології отримання тепла землі, розглядалися види теплообмінників, призначених для накопичення тепла або холоду в ґрунтовому масиві. Загалом слід виділити три види систем використання низькопотенційної теплової енергії землі, це:

- відкриті системи, в яких джерелом енергії використовуються ґрунтові води, що підводяться безпосередньо до теплових насосів, розміщених усередині будівлі. Вода віддає (забирає) тепло у теплового насоса та повертається у підземний потік на певній відстані від місця забору. Висока ефективність відкритих систем виходить за рахунок того, що температура підземної води є відносно високою та цілорічно стабільною. Важливо, що використання води зі свердловини не завдає шкоди ґрунтовим водам, не змінює їх рівень у водному горизонті, оскільки відкриту систему можна розглядати як сполучні судини, де вода, що забирається з одного «криниці», прямує назад під землю через другу «криницю». Таким чином, відповідно до нормативів забезпечується безпечна для довкілля стабільна робота системи опалення.

- замкнуті системи, в яких теплообмінники розміщуються у ґрунтовому масиві; тут тепла енергія витягується із землі та передається у випарник теплового насоса. Якщо використовується теплоносієм з температурою вище температури землі відбувається її охолодження. Замкнуті системи слід розділити на горизонтальні і вертикальні. Горизонтальні накопичувачі (колектори) заглиблюють у землю на 80-160 см (рис.3.6).

Їх виготовляють із поліетилену або міді та заповнюють рідким холодоагентом (водний розчин етиленгліколю). Площа покриття накопичувача стосовно площі опалювальної будівлі розраховується як 2 до 1 [3].

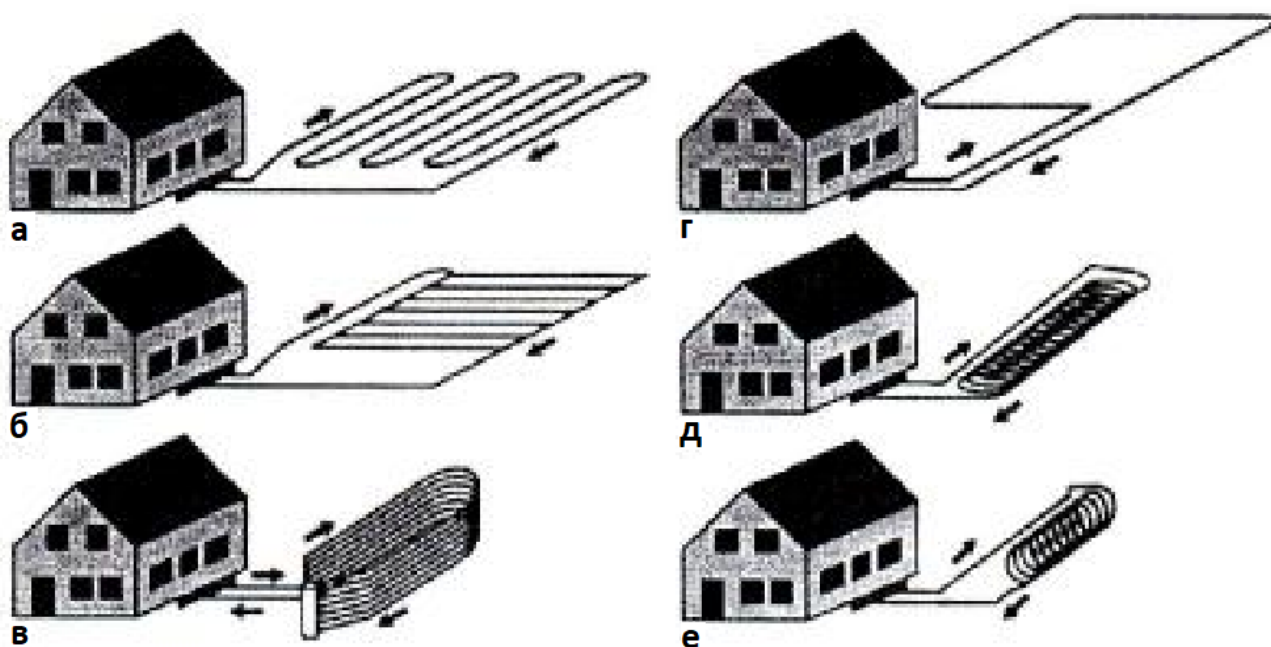


Рисунок 3.6 - Види горизонтальних ґрунтових теплообмінників:

а– теплообмінник із послідовно з'єднаних труб;

б– теплообмінник із паралельно з'єднаних труб;

в- горизонтальний колектор, укладений у траншеї; *г* – теплообмінник у формі петлі;

д- Теплообмінник у формі спіралі, розташованої горизонтально;

е– теплообмінник у формі спіралі, розташованої вертикально

Недоліком горизонтальних ґрунтових накопичувачів є те, що нормальне функціонування системи можливе лише за умови достатніх теплонадходжень із поверхні землі за рахунок сонячної радіації. Шар землі, розташований над теплообмінниками, повинен бути схильний до впливу сонячних променів, а це не завжди або не повною мірою можливо організувати. Крім того, потрібно відводити досить більше території на генплані і проводити великий обсяг земляних робіт. Для орієнтування підраховано, що для сучасного одноповерхового будинку площею 200 м² під основу поверхневого колектора потрібно близько 500 м² поверхні ґрунту.

У другий випадок, з використанням вертикальних накопичувачів, можна обмежитися малою ділянкою землі, т.к. при цьому буряться лише дві свердловини на 100 м, в них опускають накопичувачі (подвійні труби з поліетилену), де циркулює спеціальна рідина. У цьому відсутня залежність від інтенсивності сонячної радіації. Вертикальні накопичувачі ефективно працюють у всіх геологічних середовищах, крім ґрунтів із низькою теплопровідністю таких, як сухий пісок або гравій [3].

- Крім відкритої та закритої систем, у класифікації слід виділити комбіновану систему використання низького теплоенергетичного потенціалу. При цьому одна і та ж глибока (від 100 м і більше) свердловина, наповнена водою, може бути як експлуатаційною, так і нагнітальною. Діаметр колодязя, що рекомендується, – 15 см. На дні колодязя встановлений насос, за допомогою якого вода з колодязя подається до випарників теплового насоса. Поворотна вода повертається у верхню частину водного стовпа тієї ж криниці. Таким чином можна забезпечити безперервну подачу ґрунтових вод у колодязь, а відкрита система працює як закрита. До недоліків комбінованої системи слід віднести деяку обмеженість її застосування у зв'язку з тим, що вона ефективна тільки в ґрунтах, що забезпечують постійне підживлення свердловини водою для запобігання її замерзанню.

Дослідження особливостей кожної з трьох систем, позначених вище запропонованої класифікації, дозволяє дати рекомендації щодо використання кожної з них у конкретних умовах:

- відкриту систему виправдано на вільній території максимально підданої впливу сонячних променів;
- різновиди замкнених систем, крім вимог до наявності вільної від будов території розташованої в безпосередній близькості від будівлі (при горизонтальному розташуванні), допускають можливість забудови (при використанні вертикальних накопичувачів);

- при виконанні вищевказаних вимог до ґрунтів, найбільш універсальною слід вважати третю, комбіновану схему, тим більше, що свердловини в цій схемі можуть бути використані одночасно і для постачання питної води.

Прикладом ефективної роботи системи використання теплоти ґрунту може бути унікальний житловий комплекс. Він складається з п'яти триповерхових монолітних житлових будинків, які постачаються теплою та гарячою водою повністю за рахунок використання теплоти місцевого ґрунту. На території комплексу розміщено 800 геозондів, розташованих через кожні 5 м. У літню пору система може використовуватися для скидання в ґрунт надлишків теплоти і, тим самим, уникнути перегріву житлового будинку. Матеріал геозондів міцний, довговічний і забезпечує максимальну надійність у найглибшій точці свердловини. Гнучкі трубопроводи вмонтовані в конструкцію підлоги по всій опалювальній площі і забезпечують рівномірне, комфортне обігрів. Система має підвищені теплоізоляційні властивості і здатна витримувати перепад температур до 60 °С.

Разом з тим, незважаючи на очевидні переваги геотермії, широкомасштабного використання в нашій країні вона не знайшла. Певною мірою це пояснюється економічними причинами. У зв'язку з цим ми пропонуємо нетрадиційні методи отримання геотермальної енергії, які б дозволити різко знизити собівартість витрат.

Одна із пропозицій полягає в тому, що для встановлення ґрунтових теплообмінників використовуються підземні конструктивні елементи будівлі. Так, пальові фундаменти, якнайкраще, підходять для цієї мети. Трубопроводи слід при цьому замонолитити в стовбурі палі, розташувавши їх рівномірно по колу її перерізу [5]. Палі повинна мати сталевий каркас і три контури ґрунтового теплообмінника.

Ще однією пропозицією щодо використання самих конструктивних елементів будівлі для отримання геотермальної енергії є встановлення ґрунтових

теплообмінників у стінах заглиблених багатоярусних парковок, підвалів та підземних споруд виробничого чи транспортного призначення. Основними елементами пропонованих систем є огорожувальні конструкції (абсорбери тепла), теплові насоси та низькотемпературне опалення. Причому, конструкція, що захищає, повинна бути виконана цілком (або один з її шарів) з матеріалу, що має одночасно високу теплопровідність і теплоємність, що забезпечує інтенсивне підведення тепла до теплоносія (антифризу). Найкраще такій вимогі відповідають бетони великої щільності (важкі бетони). У товщину стін передбачається закласти труби, якими циркулюватиме теплоносій, що поглинає теплову енергію з нагрітої стіни і передає цю енергію до теплового насоса.

І нарешті, найбільш економічно ефективним, на наш погляд, може стати також нетрадиційний метод отримання геотермальної енергії, який використовує законсервовані через свою нерентабельність нафтові, геологорозвідувальні та газові свердловини.

Використання геотермальної енергії отримало на сьогодні розвиток у районах розташування підземних гарячих джерел невеликої глибини залягання. У більшості випадків на території України через відсутність таких доводиться бурити глибинні свердловини. Згідно з оцінками експертів більше витрат припадає саме на буріння [6], а не на обладнання, не на обслуговування та стимуляцію резервуара. «Вторинне» використання свердловин у різних технологічних схемах дозволило б видобувати геотермальну енергію та гідромінеральну сировину з підземних вод з різними температурами: слаботермальних (20-50 °C), термальних (50-75 °C), високотермальних (76-100 °C) і слабоперегріті (101-150 °C) [2].

Підготовчим етапом для подальшого проектування та будівництва ГеоТЕС на основі використання геотермальних енергетичних та мінеральних сировинних ресурсів у різних галузях України є розробка технологічних схем. Розроблено три варіанти схем, в яких тепло геотермального джерела використовується

максимально, відсутні викиди в атмосферу та стічні води, досягається майже повна переробка мінерально-сировинних ресурсів, компенсується зниження температури джерела, гнучке регулювання процесу. Це схеми:

- з водогрійними казанами або мережевою водою від зовнішнього джерела;
- з паровими казанами або парою від зовнішнього джерела;
- з газопоршневими генераторами чи генераторами на мікротурбіні.

Досвідчений витрата матеріальних витрат за створення ГеоТЕС дозволяє оцінити економічну доцільність тієї чи іншої принципу роботи станції [7].

Матеріальні витрати на створення ГеоТЕС представлені в таблиці.

Таблиця 3.1 - Матеріальні витрати на створення ГеоТЕС

№ п/п	Принцип роботи станції	Потужність, МВт	Капітальні витрати, млн. грн.
1.	Реконструкція існуючої свердловини, використання свердлового теплообмінника	0,7	60
2.	Дуплет з існуючої свердловини, що реконструюється, і нової нагнітальної свердловини	5	175
3.	Триплет з існуючої свердловини та двох нових свердловин	8	250
4.	Дуплет із двох нових свердловин	15	250

Виявлений потенціал гідротермальних енергетичних та мінерально-сировинних ресурсів, запропоновані технологічні, технічні та методологічні рішення створюють передумови для широкомасштабного освоєння екологічно сприятливого, енергоресурсозберігаючого джерела відновлюваної енергії.

Створення ГеоТЕС відкриває нові можливості автономного енергозабезпечення різних областей України, за якого знижуються витрати, ризики на транспортування та тепловтрати. Це особливо важливо для широкого

спектру об'єктів, що знаходяться далеко від магістральних енергетичних мереж та родовищ органічного палива.

При цьому за рахунок низки переваг таких як:

- зниження собівартості електро- та теплової енергії;
- Швидкої окупності витрат на встановлення системи (3-4 роки);
- Відсутність залежності від погодних умов, т.к. земля на глибині 80 см має стабільну температуру в діапазоні від 7 до 12 °С;
- малих витрат на профілактику та експлуатацію;
- можливості використання системи не тільки для обігріву, але і для охолодження (при включенні реверсного режиму роботи);
- повної відсутності або скорочення теплових та інших шкідливих викидів в атмосферу та скидів у каналізаційні стоки;
- невичерпність запасів енергії;
- відновлюваності даного джерела.

Гідротермальна енергія набуває сьогодні конкурентоспроможності на паливно-енергетичному ринку [8]. Використання геотермальної енергії як додаткового джерела спільно з традиційними дозволить економічніше витратити вуглеводневе паливо та забезпечити екологічне благополуччя.

3.4 Висновки за розділом

Технології видобування геотермальної енергії в роботі розділені на класичні і нетрадиційні. В класичних схемах виділяються два основні види розробки геотермальної енергії. Це розробка сухої пари та гарячих джерел. Їх застосування пов'язане з гірничогеологічними умовами та температуропровідністю. До гірничо-геологічних умов належать кут падіння, розривні порушення, потужність пласта, гравітаційна диференціація Землі, тектонічні процеси, мимовільний розпад радіоактивних елементів, хімічний

склад, кількість шкідливих домішок та інших характеристик.

Як неklasичний спосіб отримання геотермальної енергії в роботі аналізується отримання енергії з шахтних вод. Як інші нетрадиційні методи одержання геотермальної енергії було класифіковано основні види систем використання низькопотенційної теплової енергії Землі. Причому, крім технології отримання тепла землі, розглядалися види теплообмінників, призначених для накопичення тепла або холоду в ґрунтовому масиві.

Загалом можна відзначити різноманіття можливих способів отримання та реалізації геотермальної енергії, проте їх широке використання потребує обґрунтування доцільності, ефективності і рентабельності, а це в першу чергу можливо при попередньому моделюванні.

4 ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ОТРИМАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК МОДЕЛЮВАННЯ

4.1 Розробка моделі розміщення свердловин для ефективного отримання геотермальної енергії

Геотермальні системи (магматичного типу) розглядаються як потенційний об'єкт для розробки. У надрах таких систем існує надкритичний флюїд із температурою понад 375 °С тиском вище 22 МПа. Освоєння їх теплових ресурсів може бути виконано за технологією геотермальних циркуляційних систем.

Одним із найбільш важливих моментів при визначенні техніко-економічної доцільності будівництва ГЦС на стадії проектування, а також при моніторингу та керуванні режимом ГЦС на стадії експлуатації є встановлення раціональних геометричних параметрів - відстані між видобутковою та нагнітальною свердловинами (L), а також відносною висоти розташування вибою нагнітальної свердловини над вибоєм видобутку (H) [1].

У технічній літературі зустрічаються поодинокі розрахунки режимів ГЦС у надкритичних умовах, без обґрунтування вищезгаданих геометричних параметрів.

У дослідному (Сульц-СуФоре, Франція) і комерційному (Купер Безін, Австралія) проектах ЄСS прийнята схема з однаковою глибиною нагнітальної та видобуткових свердловин. У проекті Фентон-Хілл (1975-1995 рр., США), в якому використовувався колектор, утворений субвертикальними тріщинами гідророзриву, забій нагнітальної свердловини був на 100 м глибший за видобутку [2]. У розрахунках гідродинамічного та теплового режимів цієї системи, виконаних Р. Макферландом [3], забій нагнітальної свердловини був також прийнятий глибше здобичної.

У теоретичних аналізах і розрахунках ГЦС на докритичних

термодинамічних параметрах, виконаних вітчизняними дослідженнями, було прийнято схему з $H=0$ [2-4]. Вплив відстані між свердловинами L на коефіцієнт вилучення тепла з продуктивної зони докритичної ГЦС досліджено методом чисельного моделювання [5], проте вплив відносної висоти розташування свердловин на роботу системи не розглядалося.

Очевидно, що при більшій віддаленості між свердловинами можливе отримання більшої кількості теплової енергії. Однак на практиці максимальна дистанція може бути обмежена протяжністю резервуару, а також радіусом отриманого стимулювання резервуара. Для прикладу, віддаленість свердловин у вищезгаданому французькому проекті становить 600 м, у проектах (Urach, Німеччина) та (Nabanero, Австралія) – 400 м та 500 м відповідно. У цілому нині, узагальнивши світовий досвід, можна дійти невітійного висновку, що практичний діапазон вивчення роботи ГЦС, мабуть, повинен бути у межах 300-1000 м.

Для встановлення можливості освоєння теплових ресурсів магма-геотермальних систем за допомогою технології ГЦС було виконано чисельне моделювання роботи системи свердловин типу «дублет», що складається з нагнітальної та видобуткової свердловин.

Модель геотермального резервуару для дослідження процесів теплоперенесення була складена 3-х мірна модель геотермального резервуару (рис. 4.1). Область моделювання включає зону вміщуючих слабопроникних порід проникністю (k), що дорівнює 10-3 мД, розміром 1950x1005x3000 м і пористістю 1%, а також розташовану всередині продуктивну зону (ПЗ) розміром 950x350x1 800 м, створену за допомогою гідророзриву, ізотропну ($K_x=K_y=K_z$) проникність, рівну 6-10 мД, а також 10% пористість. Зона не задавалася системою тріщин, але тріщинна проникність включалася неявно коефіцієнт проникності ПЗ. Для спрощення завдання моделювання прийнято, що гідравлічні характеристики порід залишаються постійними протягом усього терміну експлуатації.

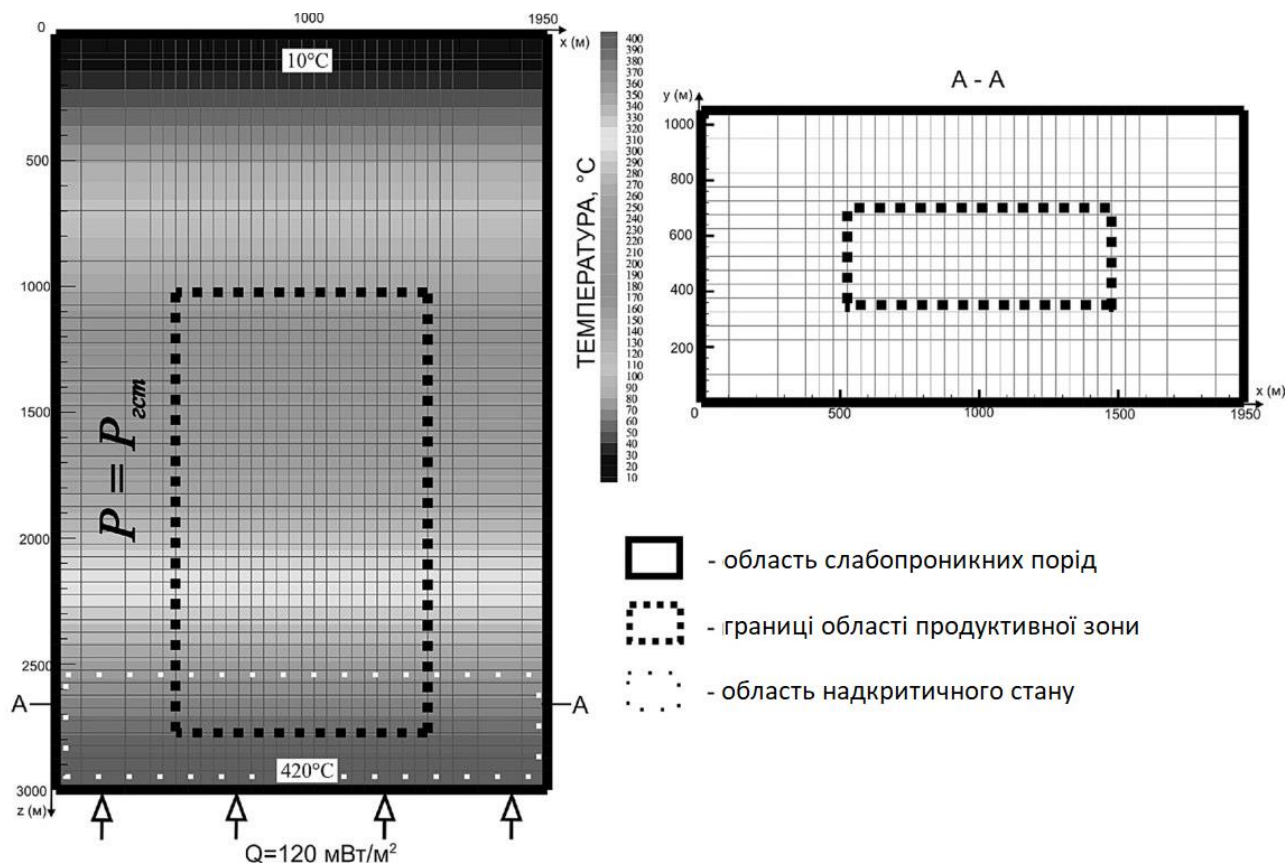


Рисунок 4.1 - Розрахункова область моделі із зображенням чисельної сітки та початковими умовами. РГСТ початковий гідростатичний тиск. А-А - горизонтальний переріз моделі

Початковий розподіл тиску в моделі – гідростатичний. На верхній межі задавалися постійні атмосферний тиск 0,1 МПа та температура 10 °С. Температура та тепловий потік на нижньому кордоні - 420 °С та 120 мВт/м², відповідно.

Початковий геотермічний градієнт прийнято рівним 137 °С/км. Дебіт свердловин (q) варіювався в межах 10-20 кг/с, температура теплоносія, що нагнітається ($T_{наг}$) дорівнює 80 °С. Щільність, теплоємність та теплопровідність порід приймалися постійними, рівними усередненим значенням для вулканічних

та метаморфічних порід, відповідно 2500 кг/м^3 , 1 кДж/кг , $2 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$. Кордони моделі задані непроникними, т. е. втрати теплоносія під час експлуатації відсутні. Значення вихідних параметрів, прийнятих під час моделювання представлені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Значення вихідних параметрів

Параметр	Значення
Розмір області моделювання (ДхШхВ)	1950х1005х3000 м
Розмір продуктивної зони (ДхШхВ)	950х350х1800 м
Теплопровідність порід	$2 \text{ Вт/м} \cdot \text{До}$
Теплоємність порід	1 кДж/кг
Щільність порід	2500 кг/м^3
Пористість порід, що вміщують	1%
Пористість продуктивної зони	10%
Проникність порід, що вміщують	10^3 мД
Проникність продуктивної зони	6-10 мД
Дебіт свердловин	10-20 кг/с
Температура теплоносія, що нагнітається	$80 \text{ }^\circ\text{C}$
Діапазон глибин свердловин	1900-2700 м

На рис. 4.2 зображена чисельна сітка, що використовується у розрахунках. Оскільки в продуктивній зоні процеси руху рідини та її теплообміну з навколишніми породами відбуваються найбільш інтенсивно, для підвищення точності результатів моделювання чисельна сітка в області ПЗ прискорена до розмірів осередків рівних 50 м. В інших областях з метою економії обчислювальних ресурсів розмір осередку збільшувався до 200 м. Таким чином, загальна кількість блоків склала 24 770 штук, серед них 13 000 блоків по 50 м.

Теплоперенесення у гірських породах ГЦС визначає важливий технологічний параметр - її термін служби, від якого залежить ефективність лікування теплової енергії [1, 2]. Необхідним терміном служби ГЦС, для рентабельності проекту, вважається період 20-30 років, бо більший, протягом якого зниження температури видобувного теплоносія досягне 10% [6]. У роботі

процес вилучення теплоносія здійснюється протягом 40 років. Як інструмент для моделювання процесів теплоперенесення використовувався ПК HYDROTHERM [7], розроблений у Геологічній службі США. Математична модель ґрунтується на системі рівнянь збереження маси та енергії в проникних середовищах у припущенні локальної термодинамічної рівноваги теплоносія та породи. Модель реалізована за допомогою методу кінцевих різниць.

Як згадувалося вище, у початковий час моделювання температура в моделі розподіляється відповідно до геотермальним градієнтом, розподіл тиску гідростатическое.

4.2 Влаштування системи свердловин

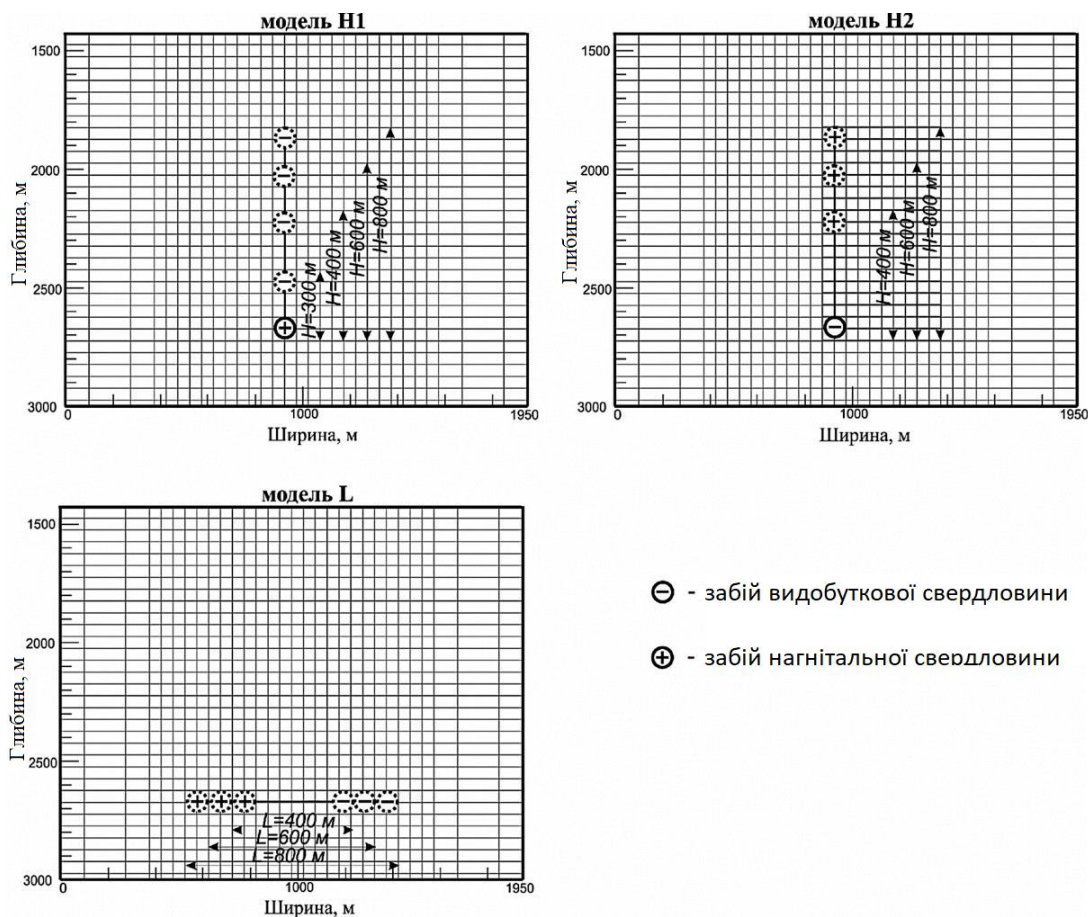


Рисунок 4.2 - Схема розташування вибоїв свердловин у продуктивній зоні

Для дослідження поставлених завдань складено 3 групи моделей з різним розташуванням вибоїв свердловин: Н1, Н2 та L (рис. 4.2).

Модель групи Н1. У цій моделі вибої свердловин розпадаються в ряд по вертикалі, нагнітання холодного теплоносія відбувається в нижню область резервуара, в якій флюїд в початковий момент часу знаходиться в надкритичному стані. Потім нагрітий теплоносій під впливом сил вільної конвекції піднімається до забою видобутку, де відбувається його вилучення.

Модель групи Н2. Модель аналогічна групі Н1 за просторовим розташуванням вибоїв свердловин, проте змінені місцями вибої, тобто нагнітання відбувається у верхню частину резервуара, звідки холодний теплоносій циркулює в нижню область зниженого тиску, викликаного видобутком.

Модель групи L. Особливістю даної моделі є розташування обох вибоїв свердловин в ряд по горизонталі надкритичної області резервуара. Циркуляція теплоносія, що нагнітається, в область вибою видобуткової свердловини відбувається внаслідок різниці тисків, створюваних нагнітанням і видобутком.

У всіх трьох групах складених моделей варіювалася відстань між вибоями свердловин у діапазоні 400-800 м. У моделі групи Н1 додатково було досліджено варіант з відстанню 300 м.

4.3 Результати чисельних експериментів

Для дослідження поставленого завдання було виконано близько 50 чисельних експериментів. Діяльність [8] передбачається, що такі параметри ГЦС, як температура видобувного теплоносія, теплова та електрична потужності, що виробляються є найбільш важливими критеріями оцінки ефективності системи. Таким чином, у цій роботі результати моделювання оцінювалися зі зміни температури на вибої свердловини, яка, у свою чергу, була функцією наступних

параметрів:

- розташування вибоїв свердловин
- відстань між вибоями свердловин
- дебіт свердловин
- проникність продуктивної зони

Дебіт свердловин та проникність ПЗ є двома взаємопов'язаними параметрами. Для гарантування рентабельності проекту ГеоЕС витрата свердловин має бути максимальною. Однак, при занадто великій витраті, аналогічно, як і при високій проникності резервуара, час перебування теплоносія в колекторі може бути недостатнім для вилучення тепла порід.

Тривалість необхідного часу знаходження теплоносія в колекторі з метою ефективного тепловідбору залежить від площі тріщинної поверхні теплообміну, тиску закачування і т.д. Таким чином, витрата свердловин та проникність резервуара є індивідуальними параметрами, що відрізняються від місця до місця.

Приймаючи температуру видобувного теплоносія як один з головних критеріїв оцінки ефективності роботи ГЦС, в ході чисельних експериментів було встановлено, що за умови підтримання падіння температури на вибої свердловини на рівні близько 10%, максимальним і раціональним дебітом свердловин є значення 20 кг/с. Оскільки завдання справжньої роботи входить оцінка максимального потенціалу вилучення теплової енергії порід, то результати моделювання з меншим значенням дебіту не аналізуються.

4.4 Вплив розташування вибоїв свердловин і відстані між ними на температуру видобувного теплоносія

На рис. 4.3 зображено зміну температури на вибої видобуткової свердловини протягом 40 років експлуатації при різних відносних висотах розташування вибою добічної свердловини над вибою нагнітальної (варіант Н1,

див. рис. 4.2) та проникності ПЗ рівної 6 мД.

Як очевидно з графіків, зі збільшенням H зменшується початкова температура теплоносія внаслідок завдання умови наявності геотермічного градієнта в породах. При H в діапазоні 400-800 м характер зміни температури схожий. Протягом усього періоду експлуатації відбувається незначне збільшення температури теплоносія, викликане конвективним теплопритоком з нижчої гарячої частини ПЗ. Наприкінці періоду експлуатації зростання температури становить 3-5% від початкового значення.

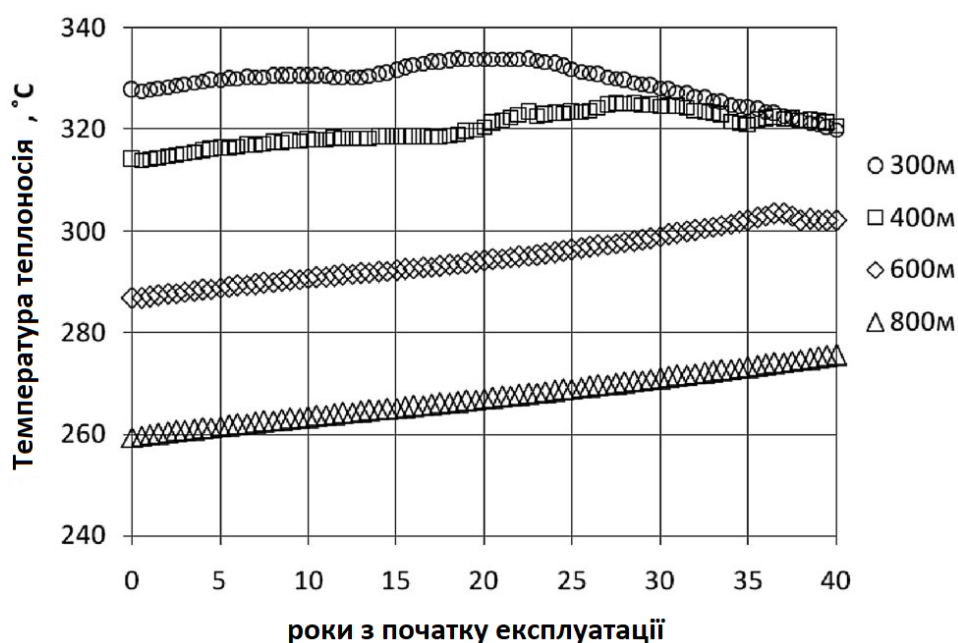


Рисунок 4.3 - Зміна температури на вибої видобуткової свердловини в ході експлуатації при варіанті Н1 і $k=6$ мД (праворуч зазначені відстані між вибоями свердловин)

При $H=300$ м система має найбільше початкове значення температури, проте менший обсяг порід залучений у процес тепловідбору, таким чином через 20-25 років починається поступове зниження параметра, що становить 2% від початкового значення на кінець терміну експлуатації.

На рис. 4.4 зображено зміну температури на вибої видобуткової свердловини протягом 40 років експлуатації при різних відносних висотах

розташування вибою нагнітальної свердловини над вибою видобутку (варіант НА, див. рис. 4.2) і проникності ПЗ рівної 6 мД.

У цьому варіанті відбір теплоносія здійснюється з надкритичної області резервуару. З початком процесу видобутку відбувається декомпресія надкритичного флюїду, внаслідок чого температура миттєво знижується на 10° при всіх варіантах Н.

Як очевидно з графіків, на відміну варіанта Н1, менша відстань між вибоями свердловин призводить до глибшому зниженню температури (при Н=400 м). Загальне зниження температури у цьому варіанті становить понад 20%.

При Н=600-800 м 10% зниження спостерігається протягом перших 20 років експлуатації, потім слідує період стабілізації з коливанням параметра в межах 10°C .

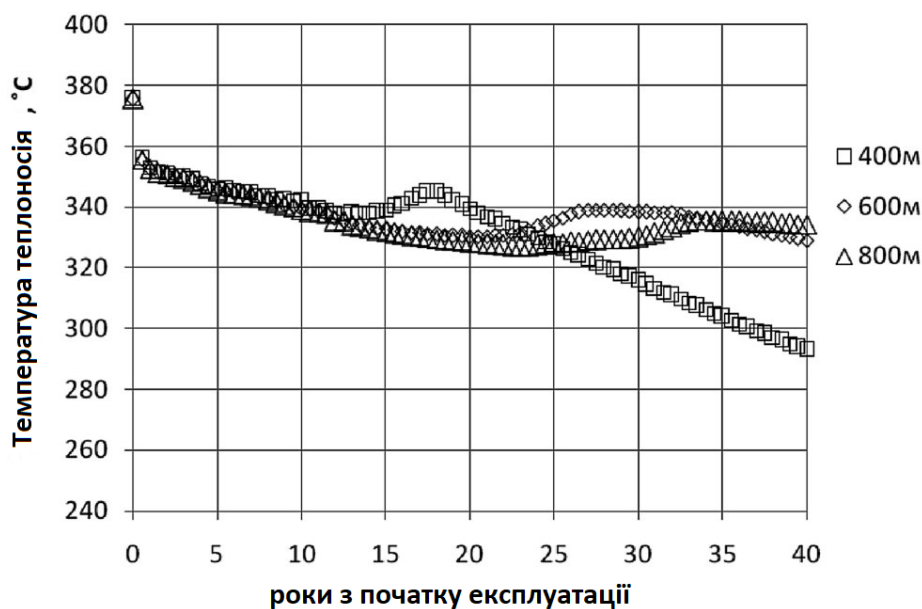


Рисунок 4.4 - Зміна температури на вибої видобуткової свердловини в ході експлуатації при варіанті Н2 і $k=6$ мД (праворуч зазначені відстані між вибоями свердловин)

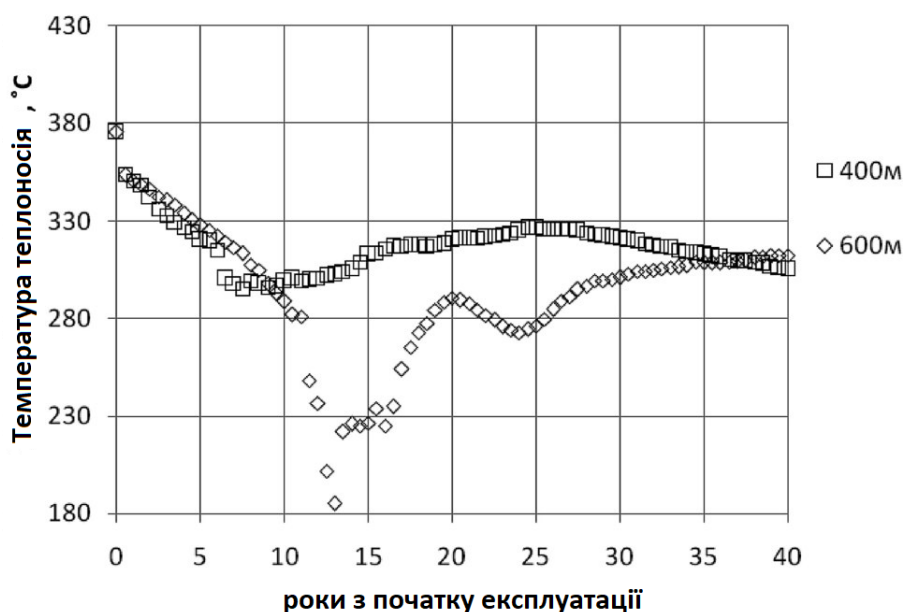


Рисунок 4.5 - Зміна температури на вибої видобуткової свердловини в ході експлуатації при варіанті L і $k = 6$ мД (праворуч зазначені відстані між вибоями свердловин)

На рис. 4.5 зображено зміну температури на вибої видобутку свердловини протягом 40 років експлуатації при різних відстанях між вибоями свердловин у плані (варіант L див. рис. 2) та проникності ПЗ рівної 6 мД.

При даній схемі забої двох свердловин розташовуються в надкритичній ділянці. Як видно з графіків, аналогічно варіанту НР, на вибої видобутку свердловини відбувається миттєве зниження температури, викликане падінням тиску надкритичного флюїду внаслідок початку процесу відбору теплоносія. Потім, у разі $L=400$ м, слідує лінійне зниження температури, що становить 20% до 10 років експлуатації та наступними періодами зростання, з максимальним значенням 330 °C, і падіння до зазначеного рівня.

При $L=600$ м максимальне зниження параметра на 50% відбувається протягом перших 13 років експлуатації, далі протягом періоду, що залишився, спостерігається зростання температури до значення аналогічного при $L=400$ м на кінець терміну експлуатації. Внаслідок значного зниження температури при

$L=600$ м, варіант моделі з більшою віддаленістю вибоїв свердловин, тобто $L=800$ м у даному випадку не розглядався.

4.5 Вплив проникності продуктивної зони на температуру теплоносія

Для аналізу впливу проникності ПЗ на процес тепло-відбору зазначений параметр був збільшений до значення 10 мД.

За результатами чисельних експериментів було отримано такі висновки.

При варіанті НТ збільшення проникності практично не впливає на процес тепло-відбору. У разі дистанції між свердловинами, що дорівнює 300 м, процес тепло-відбору протікає ідентично, проте при $K=10$ мД система має незначно більше значення температури (до $5\text{ }^{\circ}\text{C}$) у періоді 10-30 років, а також на кінець терміну експлуатації.

При варіанті Н2 період 0-15 років характеризується більш високими значеннями температури у всіх варіантах Н. Далі мінімальна віддаленість вибоїв призводить до більш інтенсивного і глибокого падіння температури. У разі $H = 600-800$ м слід період поступового лінійного зниження параметра до аналогічного варіанту $K = 6$ мД значення при $H = 800$ м і меншого на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ при $H = 600$ м.

При варіанті L для всіх випадків температура має вищі значення в процесі та до кінця терміну експлуатації, ніж при $K=6$ мД. Особливо покращується ефективність тепловідбору при $L=600$ м. Максимальне падіння температури відбувається протягом перших 10 років і становить 15%, далі стрибкоподібно зростаючи в межах $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, після 25 років набуває стабільного значення до кінця терміну експлуатації. При $L=400$ м вищі значення температури спостерігаються протягом періоду 0-25 років, далі ідентичні варіанту при $K=6$ мД.

4.6 Результати дослідження

За результатами чисельного моделювання роботи ГЦС за заданих умов отримано значення температури на вибої свердловини. Проаналізувавши отримані дані можна дійти невтішного висновку, що ефективність тепло-відбору значним чином залежить від варіанту відносного розташування вибоїв нагнітальної і видобуткової свердловин, зокрема відстані між ними.

При малій віддаленості вибоїв (300-400 м) нагнітання теплоносія доцільніше проводити вниз продуктивної зони для створення сил вільної конвекції. В даному випадку температура видобувного теплоносія матиме менш низькі початкові параметри, але найбільш стабільні протягом терміну експлуатації.

У разі відстані між вибоями 800 м і більше, розташування вибою видобутку свердловини над вибоєм нагнітальної, для створення вимушеної конвекції, покращить ефективність тепло-відбору.

Схема з $H=0$ м та горизонтальною віддаленістю вибоїв свердловин за прийнятих умов має найнижчу ефективність, а також значним чином залежить від проникності продуктивної зони.

Для подальшого порівняльного аналізу схем вилучення теплової енергії гірських порід з кожної групи моделей був обраний варіант з найбільш максимальним і стабільним значенням температури. Таким чином, були обрані наступні варіанти моделей: $H_1=300$ м, $H_2=800$ м, $L=400$ м та $L=600$ м.

Як було згадано вище, у відповідність до [8], такі параметри ГЦС, як температура видобувного теплоносія, тепла та електрична потужності, що виробляються, є найбільш важливими показниками роботи ГЦС. У цій роботі ефективність вилучення теплової енергії за технологією ГЦС оцінювалася за трьома показниками системи: потужність, енергоефективність та імпеданс резервуару.

Вплив розташування вибоїв свердловин та відстані між ними на технічні характеристики ГЦС. На рис. 4.6 показано зміну електричної потужності ГЦС для зазначених вище відібраних моделей. З графіків видно, при варіантах $H_2=800$ м, $L=400$ м ГЦС має високий початковий показник, що відповідає початковому надкритичному стану флюїду на момент часу $t=0$ років. Під час початку експлуатації потужність системи миттєво знижується (аналогічно температурі див. рис. 4.4, 4.5) до значення 7,3 МВт, яке доцільно прийняти за максимальне значення потужності системи при зазначених варіантах розташування вибоїв свердловин. Далі, при $H_2=800$ м протягом наступних 25 років експлуатації потужність системи лінійно знижується майже на 20% і приймає практично стабільне значення 6 МВт до кінця терміну експлуатації. У разі $L=400$ м слід стрімке зниження параметра на 40% до 7 років експлуатації, потім періоди зростання до максимального значення 5,8 МВт та падіння до попереднього рівня.

При варіанті $H_1=300$ м система має нижчу початкову потужність рівну 5,5 МВт. Протягом періоду експлуатації 0-25 років відбувається незначний приріст потужності на 5%, далі - лінійне зниження до 5,3 МВт. Таким чином, даний варіант демонструє найбільш стабільне значення електричної потужності, що виробляється.

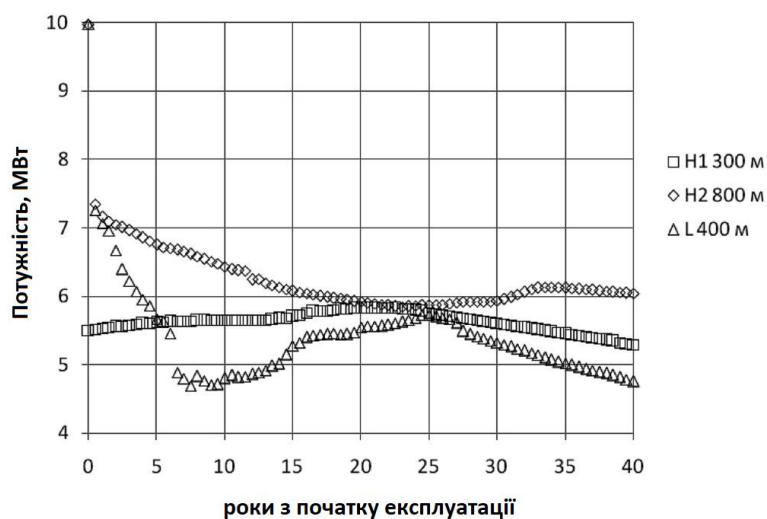


Рисунок 4.6 - Динаміка потужності ГЦС при різному розташуванні вибоїв свердловин

У роботі [11] стверджується, що комерційною вимогою для двосвердловини є вироблення 3,5 МВт електричної енергії при витраті теплоносія 50 кг/с. Таким чином, у цій роботі результати, отримані за всіма трьома моделями впевнено задовольняють вищевказаним вимогам, навіть маючи меншу витрату. Проте перепади потужності у процесі експлуатації ГеоЕС є несприятливою умовою. Отже, відповідно до даного критерію варіант $H_1=300$ м є найбільш прийнятним.

На рис. 4.7 показано зміну імпедансу резервуару. З рисунка видно, що з варіантах $H_1=300$ м і $L=400$ м система має максимальні значення імпедансу протягом усього періоду експлуатації. У роботі [6] стверджується, що з успішного функціонування комерційного проекту ГЦС значення імпедансу резервуара має перевищувати 0,1 МПа/(кг/с), тоді як авторами [11] це значення збільшено до 0,2 МПа/(кг/с). З наведеного випливає, що вищевказані 2 моделі ГЦС не відповідають цим значенням. Найбільш прийнятним за даним критерієм ефективності роботи є варіант $H_2 = 800$ м, що має максимальне значення 0,3 МПа/(кг/с), що в 1,5 рази вище за значення запропонованого в роботі [11].

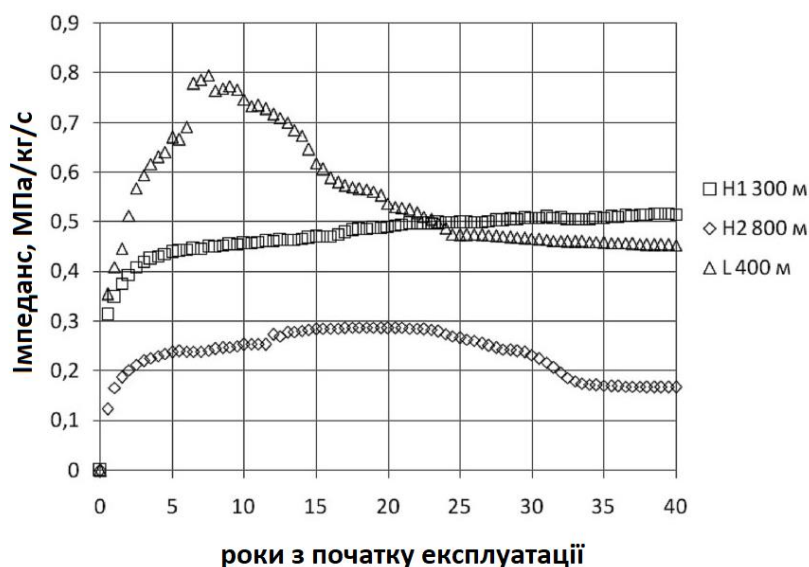


Рисунок 4.7 - Зміна імпедансу резервуара під час експлуатації при різному розташуванні вибоїв свердловин

На рис. 4.8 показано динаміку енергоефективності системи. У цілому нині характер зміни енергоефективності відповідає динаміці імпедансу резервуара (рис. 4.7). Інтенсивний спад енергоефективності при всіх прийнятих варіантах розташування вибоїв відбувається протягом перших 5-7 років експлуатації. Найбільш стабільний та високий показник має варіант $H1=300$ м зі значенням 37-18 протягом 40 років експлуатації. Варіант $H2=800$ м характеризується меншою стабільністю, маючи спад зі значення 26 до 15, потім підвищуючись до 19 за мінімального значення імпедансу. Найнижчу енергоефективність має система при $L=400$ м. Зниження параметра з 26 до 8 припадає на перші 7 років експлуатації, потім зростаючи до кінцевого значення 15.

Ідеальна енергоефективність двох-свердловини знаходиться в межах 30,6-10,8, що говорить про прийнятні результати моделювання, виконаних в цій роботі при всіх варіантах розташування вибоїв свердловин.

Вплив проникності продуктивної зони на технічні характеристики ГЦС За результатами розрахунків було встановлено такі висновки.

При $H1=300$ м, у разі збільшення проникності ГПЗ система має трохи більший приріст потужності (не більше 0,3 МВт) після 10-го року експлуатації, і навіть рівні значення при $t=0$ і $t=40$ років. При $H2=800$ м система має вищі значення потужності (до 15%) під час експлуатації 0-30 років, проте трохи менше значення наприкінці терміну експлуатації.

У разі горизонтального розташування вибоїв свердловин (моделі групи L) раціональне використання схеми з великим видаленням вибоїв ($L=600$ м). У даному варіанті система має значення 5,7 МВт після 10 років експлуатації. При $L=400$ м вплив підвищеної проникності на значне збільшення потужності відбувається у періоді 0-25 років, у період значення відповідає варіанту при $K=6$ мД.

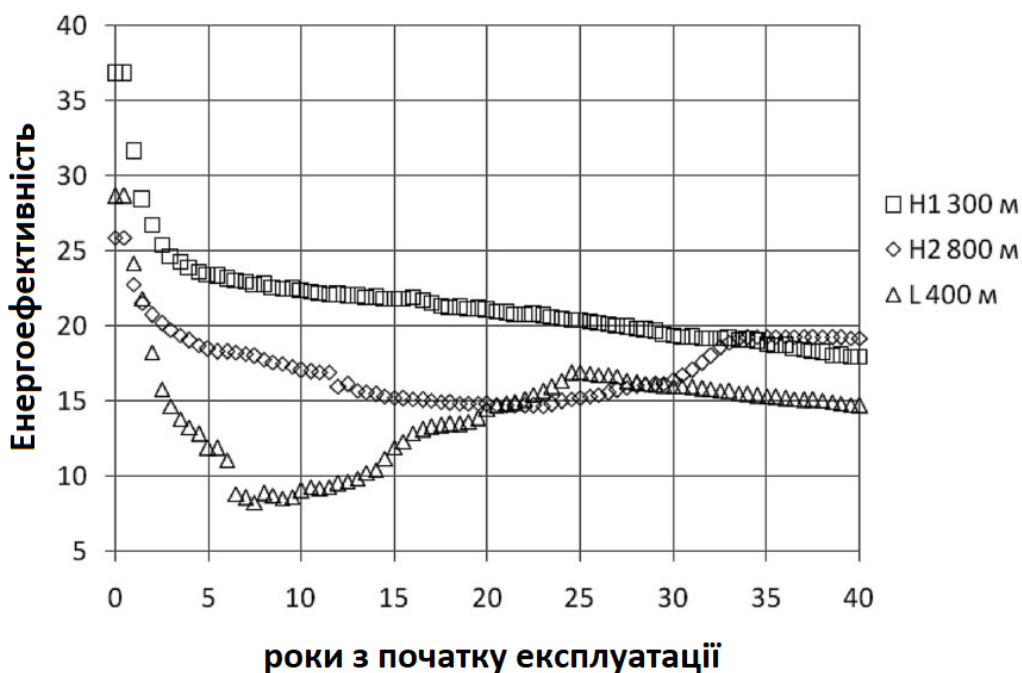


Рисунок 4.8 - Динаміка енергоефективності ГЦС при різному розташуванні вибоїв свердловин

Збільшення проникності ПЗ істотно впливає на імпеданс резервуара. За всіх варіантів розташування вибоїв свердловин імпеданс знижується більш ніж 1,5 разу, характер зміни залишається схожим. У варіантах L велика віддаленість вибоїв свердловин призводить до збільшення імпедансу. Найменше значення імпедансу, що відповідає комерційному стандарту, зазначеному у роботі [11], має варіант Н2 = 800 м-коду.

У всіх випадках розташування вибоїв свердловин зі збільшенням проникності ПЗ показник енергоефективності збільшується майже 2 разу. Найбільше значення (62~30) система має за Н1=300 м. У разі Н2=800 м енергоефективність набуває значення дорівнює варіанту Н1=300 м після 15 років експлуатації, загалом маючи показник 46-30. Найменші, але значно вищі значення, порівняно з $K=6$ мД, спостерігаються у варіантах L. У випадках значення знаходиться в межах 50-16.

4.7 Висновки за розділом

За наслідками моделювання розраховані основні технічні характеристики прийнятих моделей ГЦС встановлено, що всі обрані для аналізу моделей здатні виробляти потужність, що відповідає комерційним вимогам, зазначеним у роботі [11].

Найнижчим показником ефективності тепло-відбору має схема з горизонтальною віддаленістю вибоїв свердловин, тому що має найнижчі та нестабільні значення потужності та енергоефективності, а також максимальні значення імпедансу. Найбільш стабільне значення потужності система виробляє при розташуванні вибою нагнітальної свердловини над вибоєм видобутку, маючи дуже наближені до комерційного стандарту показники імпедансу резервуара. При зворотному розташуванні вибоїв свердловин можливе отримання максимальної потужності за умови значної віддаленості між вибоями. Головною відмінністю цієї схеми є мале значення імпедансу, що є важливою умовою в процесі експлуатації резервуара. Крім того, що при великому значенні імпедансу потрібні значні енерговитрати для підтримки циркуляції рідини в резервуарі, циркуляція при тиску, що перевищує гідростатичний тиск у породах, призведе до величезних втрат рідини. Дані втрати пов'язані з можливістю проникнення рідини у структуру породи [12].

Дуже важливою характеристикою резервуару є проникність. При збільшенні проникності до певного раціонального значення можливе суттєве зниження споживання енергії насосним обладнанням, у зв'язку з чим енергоефективність системи може бути значно збільшена.

Таким чином, за результатами моделювання можна зробити такі висновки:

1. Ефективність тепло-відбору істотно залежить від схеми розташування вибоїв свердловин.
2. Залежно від прийнятої схеми розташування вибоїв свердловин та від

проникності продуктивної зони необхідна різна віддаленість вибоїв одна від одної.

3. У роботі показано, що за заданих умов геотермальна циркуляційна система здатна функціонувати протягом 40 років з технічними характеристиками, що відповідають комерційним вимогам.

5 ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ОРГАНІЗАЦІЇ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ І ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ГЕОТЕС

5.1 Загальні положення

ГеоТЕС відноситься до небезпечних виробничих об'єктів (використання обладнання, що працює під тиском більше 0,07 МПа або при температурі нагрівання води понад 115 °С).

Процес експлуатації та технічного обслуговування ГеоТЕС повинен забезпечувати виконання всіх вимог безпеки відповідно до технічних регламентів, міждержавних та державних стандартів.

Експлуатація ГеоТЕС має бути організована таким чином, щоб при технічно та економічно ефективному використанні була забезпечена її безпека. Гарантія безпеки при експлуатації ГеоТЕС є невід'ємною частиною та результатом сукупності забезпечення якості проектування, конструювання, виробництва, постачання обладнання, управління, експлуатації та обслуговування ГеоТЕС відповідно до ГОСТ Р ІСО 9004 та ГОСТ Р ІСО 9001.

Експлуатація обладнання ГеоТЕС повинна відповідати вимогам [2] та іншим чинним технічним регламентам.

Норми та вимоги щодо безпеки при експлуатації та технічному обслуговуванні мають бути відображені у місцевих інструкціях з експлуатації ГеоТЕС та інструкціях з експлуатації виробників обладнання з урахуванням місцевих умов експлуатації енергетичного об'єкта.

Знання цього стандарту є обов'язковим для персоналу, який бере участь у розробці, погодженні та затвердженні всіх видів інструкцій з експлуатації обладнання ГеоТЕС.

Знання місцевих інструкцій, складених на підставі цього стандарту, є обов'язковим для керівних працівників організації, оперативних керівників,

чергового, оперативно-ремонтного персоналу та адміністративно-технічного персоналу електростанцій.

При експлуатації ГеоТЕС має бути забезпечений:

- безпечний, надійний та економічний режим роботи обладнання електростанції з урахуванням кліматичних умов експлуатації відповідно до ГОСТ 15150 та ГОСТ 15846;

- безперебійна робота обладнання у допустимих режимах, надійна дія пристроїв контролю, захисту та автоматики.

Профілактичні випробування обладнання ГеоТЕС повинні бути організовані відповідно до інструкцій заводів-виробників, діючих методик перевірок та випробувань конкретних пристроїв.

Періодичність та тривалість усіх видів ремонту встановлюються правилами організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, нормативними документами та технічною документацією на ремонт даного обладнання. Поточний ремонт обладнання ГеоТЕС, а також перевірки його працездатності повинні проводитись у строки, встановлені в інструкціях з експлуатації ГеоТЕС.

Основні обов'язки працівників ГеоТЕС щодо забезпечення виконання вимог безпеки:

- утримання обладнання будівель та споруд у стані експлуатаційної готовності;

- Дотримання оперативно-диспетчерської дисципліни;

- забезпечення максимальної економічності та надійності процесу виробництва енергії;

- дотримання вимог промислової та пожежної безпеки у процесі експлуатації обладнання та споруд за ГОСТ 12.1.004;

- виконання вимог щодо організації охорони праці за ГОСТ 12.0.230 та довкілля відповідно до ГОСТ Р ИСО 14004;

- Використання досягнень науково-технічного прогресу з метою

підвищення економічності, надійності, безпеки, поліпшення екологічного стану енергетичного об'єкта.

На кожній ГеоТЕС наказом керівника мають бути розподілені функції з обслуговування обладнання та комунікацій між відповідальними особами з числа ІТП відповідно до посадових обов'язків.

Відповідальність за безпечну експлуатацію несе керівник енергетичного об'єкта.

При недотриманні інструкції з експлуатації цього стандарту, що спричинив порушення в роботі електростанції, пожежу або нещасний випадок, персональну відповідальність несуть:

- працівники, які безпосередньо обслуговують та ремонтують обладнання,
- за кожне порушення, що відбулося з їхньої вини;
- особи адміністративно-технічного персоналу, які не забезпечили дотримання правил техніки безпеки та виробничої санітарії та не вжили належних заходів для запобігання нещасним випадкам.

Керівники електростанції повинні пред'являти в установленому порядку рекламации за всіма заводськими дефектами та випадками пошкодження обладнання будівель та споруд, що відбулися з вини заводів-виробників, проектних, будівельних та монтажних організацій.

5.2 Робота з персоналом

Експлуатацію ГеоТЕС необхідно здійснювати силами персоналу, спеціально навченого, підготовленого та атестованого для виконання цих робіт. До роботи на ГеоТЕС допускаються особи, які мають професійну освіту та пройшли підготовку в обсязі вимог до посади. До управління енергоустановками допускаються особи, які мають відповідний досвід роботи.

До безпосереднього впливу на органи управління енергоустановками

допускаються особи, які пройшли профвідбір, навчання, стажування, перевірку знань норм і правил та допущені наказом керівника до самостійної роботи на цих установках відповідно до правил, затверджених Міністерством Енергетики [3].

Всі працівники, зайняті на верхолазних роботах або виконуючі роботи на висоті, повинні бути спеціально навчені та атестовані для виконання цих робіт та використовувати засоби індивідуального захисту від падіння з висоти (запобіжні пояси, канати, захисні каски) відповідно до правил [4].

На ГеоТЕС необхідно проводити постійну роботу з персоналом, спрямовану забезпечення його готовності до виконання професійних функцій та підтримання його кваліфікації. Навчання та інструктаж з безпеки праці повинні мати безперервний та багаторівневий характер за правилами [5].

Відповідальність за роботу з персоналом несе керівник ГеоТЕС або посадова особа з-поміж керівних працівників.

Залежно від категорії виконують такі форми роботи з персоналом:

- підготовка за новою посадою (професією) з навчанням на робочому місці (стажуванням);
- перевірка знань правил, норм та інструкцій у галузі технічної експлуатації, охорони праці, промислової та пожежної безпеки;
- Відтворення;
- контроль підготовки з аварійно-рятувальних та протипожежних дій;
- інструктажі з охорони праці: початкові, базові, повторні (періодичні), цільові (постійні);
- особливе тренування;
- Мінімальні класи вогнестійкості;
- постійне професійне навчання та підвищення кваліфікації.

Порядок проведення роботи з персоналом визначено у правилах [5].

Всі працівники, за винятком осіб, які безпосередньо не беруть участь у технологічних процесах виробництва, повинні пройти перевірку знань правил,

норм та інструкцій з технічного обслуговування, охорони праці, промислової та пожежної безпеки.

Перевірку здійснюють комісії вищого органу управління, і навіть регіональні комісії.

Список осіб, звільнених від перевірки знань, або перелік посад чи професій, для яких така перевірка не потрібна, має бути затверджено керівником ГеотТЕС.

Перевірка знань працівника складається з первинної, періодичної та позачергової:

- первинну перевірку знань слід проводити під час прийому працівника працювати після його навчання чи підготовки з нової посади, під час перекладу з іншої роботи (посади) чи іншого підприємства;

- первинну перевірку керівників та фахівців слід проводити не пізніше одного місяця з дня призначення їх на посаду, працівників інших категорій – у строки, встановлені програмами та планами їх підготовки;

- періодичну чергову перевірку знань працівників усіх категорій слід проводити не рідше одного разу на три роки;

- оперативні керівники та керівники експлуатаційного та ремонтного персоналу не рідше одного разу на рік проходять перевірку на знання правил та норм охорони праці;

- для робітників усіх категорій слід проводити періодичну перевірку знань правил та норм з охорони праці та правил Ростехнагляду один раз на рік;

- позачергову перевірку знань проводять: при порушенні персоналом правил, норм та інструкцій, на вимогу органів державного нагляду, за рішенням спеціальних комісій та вищих органів управління, при введенні в дію нових або перероблених правил, норм та інструкцій.

Перевірці підлягають:

- знання цього стандарту, стандартів організації, розроблених відповідно до цього стандарту, правил технічної експлуатації об'єктів та обладнання

електроенергетики, правил охорони праці;

- знання міжгалузевих правил безпеки та інших спеціальних правил, якщо це потрібно під час виконання роботи;

- знання посадових та виробничих інструкцій, планів (інструкцій) ліквідації аварій, аварійних режимів;

- знання устрою та принципів дії технічних засобів безпеки, засобів протиаварійного захисту;

- знання пристрою та принципів дії обладнання, контрольно-вимірювальних приладів та засобів управління;

- знання технологічних схем та процесів виробництва енергії;

- знання умов безпечної експлуатації енергоустановок;

- вміння користуватися засобами індивідуального захисту та надавати першу допомогу постраждалим у разі нещасного випадку;

- Вміння управління енергоустановкою (на тренажерах та інших технічних засобах навчання).

Перелік керівних та розпорядчих документів, знання яких підлягає обов'язковій перевірці, визначається посадовими обов'язками керівників та спеціалістів усіх категорій.

Особа, яка здобула незадовільну оцінку, повинна пройти повторну перевірку протягом одного місяця.

Питання про відповідність займаної посади спеціаліста, який не склав іспит вдруге, вирішує роботодавець згідно з трудовим законодавством.

Дублювання оперативних керівників та оперативно-ремонтного персоналу є обов'язковим перед допуском для самостійної роботи та не менше 12 змін, для представників інших професій – від 2 до 12 змін. Час дублювання конкретного працівника визначається рішенням комісії з перевірки знань з урахуванням рівня професійної підготовки, стажу та досвіду оперативної роботи.

Для оперативного, оперативно-ремонтного персоналу, а також персоналу,

пов'язаного з ремонтом, налагодженням, випробуванням, монтажем та демонтажем обладнання, та для персоналу допоміжних підрозділів слід проводити інструктаж з безпеки праці та протипожежного режиму:

- вступний;
- первинний (на робочому місці);
- повторний - не рідше одного разу на шість місяців;

позаплановий - при введенні нових або перероблених норм та правил, інструкцій з охорони праці, а також змін до них, при модернізації обладнання, пристроїв, інструменту та матеріалів, при порушенні персоналом вимог безпеки праці, при перервах у роботі 30 днів, на вимогу органів державного нагляду;

- цільовий;
- інструктаж із пожежної безпеки.

Допуск до самостійної роботи новоприйнятого працівника або працівника, який мав перерву в роботі понад шість місяців, залежно від категорії персоналу проводять лише після інструктажу, стажування, перевірки знань та дублювання.

Умови допуску працівника, який мав перерву тривалість роботи від 30 днів до шести місяців, що визначається керівником організації чи структурного підрозділу. При цьому слід проводити позапланове навчання з техніки безпеки.

Перед прийомом на роботу працівників, які мали тривалу перерву у роботі, незалежно від форми навчання, вони мають бути ознайомлені:

- після зміни обладнання електростанції, схем та режимів роботи;
- із змінами в інструкції;
- із знову введеними в дію нормативними документами та технічною документацією;
- з новими наказами, технічними розпорядженнями та іншими матеріалами цієї посади.

Роботу з персоналом ГеоТЕС слід проводити та відображати у документації, обсяг якої відповідає правилам [5].

5.3 Технічний та технологічний нагляд за організацією експлуатації

ГеоТЕС як енергооб'єкт підлягає відомчому технічному та технологічному нагляду з боку спеціально уповноважених органів енергонагляду.

Керівники ГеоТЕС зобов'язані забезпечувати безперешкодний доступ на об'єкт посадових осіб органів державного нагляду та контролю, надання їм інформації та документів, необхідних для здійснення ними своїх повноважень та виконання виданих приписів у встановлені терміни.

Усі технологічні системи та обладнання слід піддавати періодичному технічному огляду.

Технічний огляд слід проводити комісією, яку очолює технічний керівник ГеоТЕС або його заступник. У комісію включають керівників та спеціалістів структурних підрозділів ГеоТЕС, представників вищих організацій, фахівців підприємств-виробників, спеціалізованих організацій та органів державного контролю та нагляду.

У завдання технічного обслуговування входить оцінка стану об'єкта і навіть визначення дій, необхідні забезпечення ресурсу встановлених електростанцій.

Спільно з технічним оглядом виконуються вказівки наглядових органів та плануються дії за результатами розслідування порушень в експлуатації енергооб'єкта та підконтрольних йому аварій, а також підготовлених заходів. повинні бути перевірені під час попереднього огляду.

Технічний огляд технологічних схем та електротехнічних пристроїв проводиться після закінчення терміну експлуатації, встановленого НТД; опалювальне обладнання та електроустаткування - у строки, встановлені чинними нормативними документами та технічною документацією; будівлі та споруди - відповідно до чинних нормативних документів та технічної документації, але не рідше одного разу на п'ять років.

Результати технічного огляду заносять до технічного паспорту ГеоТЕС.

Технічні керівники ГеоТЕС повинні забезпечити своєчасне виявлення аварійно-небезпечних дефектів у процесі контролю, виведення з експлуатації енергоустановок з аварійно-небезпечними дефектами, а також дотримання термінів технічного огляду обладнання та систем.

Періодичний технічний огляд слід виконувати відповідно до вимог інструкцій з експлуатації, розроблених та наданих виробниками обладнання. На підставі чинних нормативних документів та технічної документації мають бути також проведені:

- зовнішній та внутрішній огляд;
- перевірка технічної документації;
- випробування, що забезпечують дотримання умов безпеки об'єктів, будівель та споруд (випробування систем управління та безпеки, гідравлічні випробування, регулювання запобіжної арматури, випробування захисних пристроїв, вантажопідйомних механізмів, ланцюгів заземлення тощо);
- перевірка засобів та пристроїв пожежогасіння та евакуації персоналу в аварійних ситуаціях.

Постійний контроль технічного стану устаткування слід здійснювати силами оперативного та оперативно-ремонтного персоналу.

Обсяг контролю встановлюють відповідно до вимог нормативних документів та технічної документації.

Порядок контролю має бути встановлений місцевими виробничими та посадовими інструкціями.

Періодичні огляди обладнання, будівель та споруд повинні проводити особи, відповідальні за їх безпечну експлуатацію.

Періодичність огляду встановлює технічний керівник. Результати оглядів фіксують у спеціальному журналі.

Співробітники ГеоТЕС, які здійснюють технічний та технологічний нагляд

за роботою пристроїв, зобов'язані:

- організує розслідування порушень експлуатації обладнання та споруд;
- веде облік технологічних порушень у роботі устаткування;
- контроль та нагляд за станом технічної документації;
- вести облік протиаварійних та протипожежних заходів;
- бере участь у організації роботи з персоналом.

5.4 Технічне обслуговування, ремонт та модернізація

Відповідальність за технічний стан обладнання, виконання технічного обслуговування та обсяг ремонтних робіт, забезпечення стабільності заданих експлуатаційних показників, виконання підготовчих робіт та своєчасне виконання планового обсягу несе керівник Геотермальної електростанції, ремонт із використанням запасних частин та матеріалів, а також своєчасність та якість виконаних ремонтних робіт.

Технічне обслуговування, ремонт та модернізація будівель, споруд, обладнання та комунікацій ГеоТЕС мають відповідати правилам [3].

Експлуатацію ГеоТЕС слід проводити відповідно до розробленого та затвердженого технічного керівника графіка робіт. Графік робіт повинен включати перелік робіт з урахуванням вимог безпеки. Графік робіт будують на підставі:

- Посібники з експлуатації, наданого виробником обладнання;
- місцевої інструкції з експлуатації;
- Посібників з управління електричними системами;
- узгодженого графіка періодів експлуатації та технічного обслуговування;
- описи робіт з перевірки та виставлення нормативних зазорів, люфтів та допусків;
- операцій із проведення підйомно-транспортних робіт;

- Посібники для дій персоналу при екстремальних явищах;
- порядку взаємодії та плану дій на випадок аварійних ситуацій.

Операції з управління, обстеження та технічного обслуговування повинні бути розроблені з урахуванням вимог охорони праці та внесені до наступних документів: керівництва та інструкції з експлуатації, посадові інструкції, інструкції з охорони праці.

Крани, лебідки та інше підйомне та транспортне обладнання, включаючи гаки, троси, стропи, повинні відповідати нормам безпеки під час виконання підйомно-транспортних робіт відповідно до ГОСТ 12.3.002 та ГОСТ 12.3.009.

Технічне обслуговування діючого обладнання проводять відповідно до місцевої інструкції (посібника) з експлуатації, розробленої на основі посібника з експлуатації, наданого виробником обладнання, цього стандарту та передбачає виконання комплексу операцій з огляду, контролю, мастила, регулювання, що не потребують виведення обладнання у поточний ремонт, в тому числі:

- обхід за графіком та огляд працюючого обладнання для контролю стану та своєчасного виявлення дефектів;
- змащування деталей, що труться, чистку масляних, повітряних фільтрів;
- перевірку механізмів керування;
- перевірку підшипників, приводів, арматури, підтяжку сальників;
- усунення витоків води, олії, робочих гідравлічних рідин;
- контроль та регулювання засобів вимірювань та автоматичного регулювання;
- Спостереження за обладнанням фундаментів, несучих конструкцій, опор, кріпленнями та інші заходи щодо підтримки справного стану обладнання, що перебуває в експлуатації;
- огляд та перевірку обладнання при знаходженні його в резерві з метою виявлення та усунення відхилень від нормального стану.

Позапланові автоматичні зупинки обладнання, що виникли внаслідок

неполадок та відмов, не перерахованих у посібнику з експлуатації, мають бути вивчені. Потрібно виявити причини цих зупинок. Забороняється повторний запуск обладнання без виявлення причин зупинки. У журналі «Технічне обслуговування та експлуатація» мають бути зроблені відповідні записи.

На всі види ремонту основного обладнання, будівель та споруд електростанції мають бути складені перспективні та річні графіки.

При роботі ГеоТЕС паралельно з енергосистемою графіки ремонту обладнання та споруд, що впливають на зміну обсягів виробництва або умов передачі електричної енергії, повинні бути затверджені організацією, під час якої знаходиться ГеоТЕС. На допоміжне обладнання складають річні та місячні графіки ремонту, що затверджуються технічним керівником.

Демонтаж обладнання та конструкцій для ремонту та введення в експлуатацію повинен проводитись у строки, зазначені у річних графіках ремонтів, узгоджених з організацією, у віданні якої вони знаходяться або експлуатуються.

Приймання обладнання, будівель та споруд для капітального та середнього ремонту має здійснюватися приймальною комісією, склад якої визначається наказом ГеоТЕС.

Для обладнання, що пройшло капітальний та середній ремонт, проводяться приймальні та приймальні випробування під навантаженням відповідно до посібника з експлуатації виробника обладнання.

При прийманні обладнання з ремонту слід проводити оцінку якості ремонту, яка включає оцінку:

- якість відремонтованого обладнання;
- якість виконаних ремонтних робіт;
- рівень пожежної безпеки.

Оцінки якості встановлюють:

- попередньо - по закінченні приймально-здавальних робіт;

- нарешті - за результатами щомісячних контрольних робіт, у ході яких має бути перевірено роботу обладнання в усіх режимах, а також перевірено та відрегульовано всі системи.

Якщо при приймальних випробуваннях виявлено дефекти, що перешкоджають роботі пристрою при номінальному навантаженні, або дефекти, що вимагають негайного відключення, ремонт вважається незавершеним до усунення цих дефектів та повторних приймальних випробувань.

Проведення модернізації обладнання потребує повторної сертифікації ГеотТЕС.

Керівництво ГеотТЕС, ремонтні, ремонтно-налагоджувальні організації, що ремонтують об'єкти, повинні мати дозвіл (ліцензію) на право проведення ремонту обладнання.

ГеотТЕС повинна мати запасні частини, матеріали та обмінний фонд вузлів та обладнання для своєчасного забезпечення запланованих обсягів ремонту.

Повинен бути організований вхідний контроль вступників складу та облік всіх наявних складі запасних частин, запасного устаткування й матеріалів; їх стан та умови зберігання повинні періодично перевірятися.

місцях зберігання запасних частин та обладнання повинні бути забезпечені їх збереження та систематичне поповнення. Обладнання, запасні частини, вузли та матеріали, збереження яких порушується під дією зовнішніх атмосферних умов, слід зберігати у закритих складах.

У разі виникнення аварійних ситуацій повинен бути розроблений порядок дій в аварійних ситуаціях на основі посібника з експлуатації, наданого виробником.

Порядок дій у аварійних ситуаціях має містити перелік можливих аварійних ситуацій та рекомендацій для робочого персоналу у разі настання аварійної ситуації.

5.5 Технічна документація

На кожній ГеоТЕС мають бути такі документи:

- Акти відведення земельних ділянок;
- генеральний план земельної ділянки (ділянок) з нанесеними будинками та спорудами;
- геологічні, гідрогеологічні та інші дані про територію, у тому числі результати досліджень ґрунтів та підземних вод;
- акти з фундаментів та земляних робіт;
- акти приймання прихованих робіт;
- основні акти знесення будівель, споруд та фундаментів під об'єктами;
- основні види діяльності в галузі випробувань засобів, що забезпечують вибухо- та пожежну безпеку, блискавкозахист та антикорозійний захист конструкцій;
- протоколи попередніх випробувань обладнання внутрішнього та зовнішнього водопостачання та каналізації, протипожежного захисту, каналізації, опалення та вентиляції;
- основні види діяльності, пов'язані з індивідуальними випробуваннями та випробуваннями обладнання;
- акти державних комісій та комісій з працевлаштування;
- затверджена проектна документація з усіма наступними змінами;
- технічні паспорти будівель, споруд, технологічних вузлів та пристроїв;
- Виконавчі креслення пристроїв та споруд, за наявності підземного об'єкта
- креслення всього підземного об'єкта;
- Виконавчі технологічні схеми;
- оперативний план пожежогасіння;
- оперативний план евакуації обслуговуючого та ремонтного персоналу;
- Документи, що відповідають вимогам органів державного нагляду;

- комплект діючих та скасованих інструкцій з експлуатації об'єктів, будівель та споруд, робочі інструкції для всіх категорій фахівців та чергових робітників, а також інструкції з охорони праці.

Вказану вище документацію слід зберігати у технічному архіві зі штампом «Документи» та за зміни власника передавати у повному обсязі новому власнику, який зобов'язаний забезпечити її постійне зберігання.

На кожній ГеоТЕС залежно від специфічних особливостей електростанцій та устаткування, що використовується, повинен бути встановлений перелік необхідних інструкцій, посібників та технологічних схем. Перелік має бути затверджений керівником підприємства та містити як мінімум таке: посібник з експлуатації, посадові інструкції на кожного працівника, інструкції з охорони праці та схеми складних перемикачів.

Основне та допоміжне обладнання повинно мати таблички за стандартом цього обладнання. Усі основні пристрої, а також допоміжні пристрої, включаючи трубопроводи, секції шин, приладдя, мають бути пронумеровані відповідно до вимог нормативних документів [3].

Усі зміни в процесі експлуатації та ремонту повинні бути внесені до інструкцій, схем та креслень до початку експлуатації під підпис відповідальної особи із зазначенням її обов'язків та дати внесення змін.

Інформація про зміну інструкцій, схем та креслень має бути доведена до всіх працівників (із записом у книзі замовлень), для яких знання цих інструкцій, схем та креслень є обов'язковим.

Відповідність технологічних схем (креслень) фактичної експлуатаційної документації повинна перевірятися не рідше ніж один раз на три роки шляхом їх маркування.

У той же час вони переглядають інструкції та необхідні списки інструкцій та схеми.

Комплекти необхідних схем повинні зберігатись у (старшого) менеджера

електростанції.

Необхідні інструкції мають бути підготовлені на всіх робочих місцях за необхідності, зазначених в розділі, на основі заводських та проектних даних, типових інструкцій та інших нормативних документів та технічної документації, досвіду експлуатації обладнання та результатів його випробувань, а також з урахуванням місцевих умов. Інструкції мають бути затверджені керівником ГеотЕС.

Посібник з експлуатації ГеоТЕС у своїй основі повинен мати посібник з експлуатації, наданий виробником обладнання, та бути доповнений у разі потреби специфічними даними, виявленими в період введення в експлуатацію, що стосуються як обладнання, так і місцевих умов.

У посібниках з експлуатації обладнання, засобів релейного захисту, телемеханіки, зв'язку та обладнання системи управління по кожному названому об'єкту мають бути зазначені:

- коротка характеристика обладнання та встановлення;
- критерії та межі безпечного стану та режимів роботи обладнання, установки або комплексу установок;
- опис сфери стійкої роботи систем та інтервали відповідних параметрів;
- порядок підготовки до пуску (включення), порядок пуску, зупинки та обслуговування обладнання під час нормальної експлуатації та при порушеннях у роботі;
- процедури нормального пуску (включення) та вимикання;
- замовляти огляд, ремонт та узгодження випробувань обладнання;
- вимоги безпеки праці, вибухо- та пожежної безпеки, характерні для даного пристрою;
- перелік можливих аварійних ситуацій;
- Порядок дій в аварійних ситуаціях.

Посібник з експлуатації повинен бути написаний українською мовою та

доступний працівникам, які здійснюють управління та технічне обслуговування ГеоТЕС.

Результати експлуатації, планового та позапланового обслуговування слід відображати в оперативному журналі.

У посадових інструкціях щодо кожного робочого місця мають бути зазначені:

- перелік інструкцій з обслуговування обладнання та інших нормативних документів та технічної документації, схем обладнання та пристроїв, знання яких є обов'язковим для працівників на цій посаді;

- права, обов'язки та відповідальність працівника;

- Взаємини з вищим, підлеглим та іншим пов'язаним по роботі персоналом;

- порядок дій під час пожежі та в аварійних ситуаціях.

Черговий персонал має вести оперативну документацію.

Адміністративно-технічний персонал відповідно до встановлених графіків оглядів та обходів обладнання повинен перевіряти оперативну документацію та вживати необхідних заходів щодо усунення дефектів та порушень у роботі обладнання, а також контролювати дотримання правил охорони праці персоналом.

Оперативна документація, діаграми реєструючих контрольно-вимірювальних приладів, магнітні записи оперативних та диспетчерських переговорів, комп'ютерні бази даних АСУ ТП, диски/дискети належать до документів суворого обліку та зберігаються в установленому порядку:

- стрічки із записами показань реєструючих приладів та копії комп'ютерних баз даних АСУ ТП – 3 роки;

- протоколи оперативних переговорів у звичайних умовах – 10 днів, якщо не зазначено продовження строку;

- магнітофонні записи оперативних переговорів при аваріях та інших порушеннях у роботі – 3 місяці, якщо не надійде вказівка про продовження

строку.

5.6 Метрологічне забезпечення

На ГеотТЕС відповідно до [6] слід виконувати комплекс заходів, що забезпечує єдність та необхідну точність вимірювань. Комплекс заходів з метрологічного забезпечення повинен включати:

- своєчасне подання на перевірку СІ, що підлягають державному контролю та нагляду;
- проведення робіт з калібрування СІ, що не підлягають повірці;
- Використання атестованих методик виконання вимірювань;
- забезпечення точнісних характеристик застосовуваних СІ вимог до точності вимірювань

технологічних параметрів та метрологічної експертизи проектної документації;

- обслуговування, ремонт СІ, метрологічний контроль та нагляд.

Відповідальність за виконання робіт із метрологічного забезпечення експлуатації електростанції несе керівник.

Оснащеність ГеоТЕС СІ має бути відповідно до проектної документації. СІ повинні забезпечувати контроль технічного стану обладнання та режимів його роботи, дотримання безпечних умов праці та санітарних норм, контроль параметрів, що впливають на довкілля.

Усі СІ: електричні, фізико-хімічні та інші — повинні бути у справному стані та перебувати у постійній готовності до виконання вимірювань.

Перевірці підлягають усі СІ:

- що використовуються як зразкові при проведенні повірки та калібрування СІ;
- робочі СІ, які стосуються контролю параметрів;

- що стосуються забезпечення безпеки праці;
- використовувані під час операцій комерційного обліку.

Перелік СІ, що підлягають повірці, слід направляти до органу Державної метрологічної служби, на території якого знаходиться ГеоТЕС.

СІ необхідно своєчасно подавати на перевірку відповідно до графіків, складених на ГеоТЕС та затверджених органів Державної метрологічної служби, які проводять їх перевірку.

Результати перевірки СІ слід засвідчувати повірчим тавром і свідоцтвом про перевірку, форму яких і порядок нанесення встановлює агентство з технічного регулювання та метрології.

Калібрування підлягають усі СІ, що не підлягають повірці, але використовуються на енергооб'єктах для контролю за надійною та економічною роботою обладнання, під час проведення налагоджувальних, ремонтних та науково-дослідних робіт.

Калібрування СІ проводять підприємства, що мають акредитацію на право виконання калібрування відповідно до вимог до проведення калібрувальних робіт.

Періодичність та графік калібрування СІ повинні бути узгоджені та затверджені технічним керівником Геотес.

Результати калібрування СІ слід засвідчувати відміткою в паспорті, калібрувальним знаком, що наноситься на СІ, або сертифікатом про калібрування, а також записом в експлуатаційних документах.

Результати калібрування СІ, оформлені належним чином, можуть бути використані як доказ при розгляді спорів у суді, арбітражному суді та державних органах управління.

Вимірювання технологічних параметрів слід здійснювати відповідно до атестованих в установленому порядку МВІ.

Порядок розробки та атестації МВІ визначає агентство з технічного

регулювання та метрології.

У процесі експлуатації енергообладнання при необхідності організації додаткових (не передбачених проектом) вимірювань технологічних параметрів вибір СІ необхідно здійснювати на основі чинних нормативних документів та галузевих правил та норм, що встановлюють вимоги до точності вимірювання технологічних параметрів та МВІ з метрологічною експертизою.

Оперативне технічне обслуговування СІ має вести черговий чи оперативно-ремонтний персонал, визначений рішенням керівництва ГеоТЕС.

Періодичне технічне обслуговування та ремонт СІ має здійснювати персонал підрозділу ГеоТЕС, який виконує функції метрологічної служби.

Персонал, який обслуговує обладнання, на якому встановлені СІ, несе відповідальність за їх збереження та чистоту зовнішніх елементів. Про всі порушення у роботі СІ має бути повідомлено підрозділ, що виконує функції метрологічної служби.

Розтин реєструючих приладів, не пов'язаний з роботами щодо забезпечення їх нормального запису, дозволяється лише персоналу підрозділу, що виконує функції метрологічної служби енергооб'єкта, а СІ, що використовуються для розрахунку з постачальником або споживачами, спільно з їхніми представниками.

При недостатній упевненості у правильності показань СІ повинні бути вжиті заходи, що виключають аварію технологічного обладнання, аж до його зупинення або виведення з дії.

5.7 Дотримання природоохоронних вимог

При роботі ГеоТЕС слід вживати заходів для запобігання або обмеження шкідливого впливу на довкілля шуму, вібрацій, електричних та магнітних полів та інших шкідливих фізичних впливів, викидів забруднюючих речовин в

атмосферу та скидів у водні об'єкти.

При експлуатації основного та допоміжного обладнання ГеоТЕС необхідно керуватися [7], [8], [9], [10] та ГОСТ 17.2.3.02.

На кожній електростанції має бути складений екологічний паспорт, що містить комплекс даних, що відображають рівень раціонального використання природних ресурсів та ступінь впливу ГеоТЕС на довкілля.

Екологічний паспорт природокористувача має бути розроблений відповідно до ГОСТР 17.0.0.06.

Споруди ГеоТЕС є джерелом шуму, тому мають бути вжиті заходи щодо забезпечення рівня шуму, що не перевищує допустимого значення на території розміщення ГеоТЕС, а також на прилеглий селищній території [11].

Напруженість електричного та магнітного полів не повинна перевищувати гранично допустимих рівнів цих факторів.

ВИСНОВКИ

На відміну від таких видів ВДЕ, як сонце та вітер, геотермальна енергія характеризується незалежним від умов навколишнього середовища, часу доби та року енергетичним потенціалом, що є важливою її перевагою. Україна має величезні запаси геотермальної енергії, потенціал якої у 8-12 разів перевищує потенціал усіх вуглеводневих видів палива. За оптимального розвитку геотермальні ресурси могли б радикально змінити енергетичний баланс країни.

Досліджено геотермальний потенціал України. Враховуючи, що Україна має багаті ресурси геотермальної енергії, розвиток геотермальної енергетики є доцільним та перспективним. Існуючі оцінки потенціалу геотермальних ресурсів, у тому числі території Західної України, потребують подальших досліджень, перегляду та уточнення.

Проаналізовано загальні напрямки, де сьогодні використовується геотермальна енергія. Залежно від температури геотермальну енергію можна застосовувати у електроенергетиці, а й у промисловості, сільському господарстві, бальнеології та в багатьох інших напрямках.

На сьогоднішній день можна виділити три основні схеми виробництва електричної енергії на основі гідротермальних джерел: пряма з використанням сухої пари; непряма з використанням водяної пари; змішана схема (бінарний цикл). Описані основні принципи функціонування даних схем.

Технології видобування геотермальної енергії в роботі розділені на класичні і нетрадиційні. В класичних схемах виділяються два основні види розробки геотермальної енергії. Це розробка сухої пари та гарячих джерел.

Як некласичний спосіб отримання геотермальної енергії в роботі аналізується отримання енергії з шахтних вод. Як інші нетрадиційні методи одержання геотермальної енергії було класифіковано основні види систем використання низькопотенційної теплової енергії Землі.

Загалом можна відзначити різноманіття можливих способів отримання та реалізації геотермальної енергії, проте їх широке використання потребує обґрунтування доцільності, ефективності і рентабельності, а це в першу чергу можливо при попередньому моделюванні.

Для дослідження ефективності роботи ГЦС при моделюванні варіювалися розташування вибоїв свердловин (по горизонталі, по вертикалі), а також дебіт свердловин та проникність продуктивної зони. Дослідження були виконані методом чисельного моделювання на базі програми HYDROTHERM, призначеної для тривимірного моделювання багатозафазного потоку води та тепла.

За наслідками моделювання розраховані основні технічні характеристики прийнятих моделей ГЦС встановлено, що всі обрані для аналізу моделей здатні виробляти потужність, що відповідає встановленим комерційним вимогам.

Найнижчим показником ефективності тепло-відбору має схема з горизонтальною віддаленістю вибоїв свердловин, тому що має найнижчі та нестабільні значення потужності та енергоефективності, а також максимальні значення імпедансу. Найбільш стабільне значення потужності система виробляє при розташуванні вибою нагнітальної свердловини над вибоєм видобутку, маючи дуже наближені до комерційного стандарту показники імпедансу резервуара. При зворотному розташуванні вибоїв свердловин можливе отримання максимальної потужності за умови значної віддаленості між вибоями.

Зазначено, що ефективність тепло-відбору істотно залежить від схеми розташування вибоїв свердловин.

Залежно від прийнятої схеми розташування вибоїв свердловин та від проникності продуктивної зони необхідна різна віддаленість вибоїв одна від одної.

У роботі показано, що за заданих умов геотермальна циркуляційна система здатна функціонувати протягом 40 років з технічними характеристиками, що відповідають заданим вимогам.

СПИСИК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кудря С. О. Використання енергії відновлювальних джерел в агропромисловому комплексі України / С. О. Кудря, В. М. Головки, Л. В. Яценко // Науковий вісник Національного університету біоресурсів та природокористування України. – 2010. – Вип. 153. – С. 93-99.
2. Ігнатенко М. Нвер Мхітарян: «Перспектива енергетично незалежної держави варта зусиль» / М. Ігнатенко // [Електронний ресурс] Щоденна всеукраїнська газета "День", №46-47, п'ятниця, 16 березня 2012. – Режим доступу: <http://www.day.kiev.ua/225221>
3. Логінов Я. Чи буде в Україні "Блакитна лагуна?" / Я. Логинов // [Електронний ресурс] "Дзеркало тижня", №38, 07 жовтня 2006. – Режим доступу: http://dt.ua/articles/48006?articleslug=chi_bude_v_ukrayini_blakitna_laguna&rubric=40
4. Енергетична безпека України у Чорноморському регіоні. Аналітична доповідь/О.Л. Михайлюк, О.Є. Калашнікова; за ред. О.О. Воловича. – Одеса: Фенікс, 2011. – 55 с.
5. Кудря С. Відновлювана енергетика у Карпатському регіоні /С. Кудря, О. Пепелов // [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.unido.org/fileadmin/media/documents/pdf/Energy_Environment/carpat_hians_session4_7.pdf
6. Войтюк С.Д. Питання екології відновлюваних джерел енергії / С.Д. Войтюк // Науковий вісник Національного університету біоресурсів та природокористування України. - 2010. - Вип. 144, ч.1. - С. - 117 - 125.
7. Палійчук У. Ю. Енергозабезпечення національного господарства: геотермальна енергетика та перспективи її розвитку нафтогазовидобувним комплексом України / У. В. Палійчук // «Економіка та управління у нафтовій та газовій промисловості». - 2011. - №2 (4). - С. 12 - 16.

8. Геотермальна енергетика України // [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.esco-ecosys.narod.ru/2005_11/art07_30.htm
9. Гребенюк Г.В. Сучасний стан та перспективи розвитку геотермальної енергетики в Україні / Г.В. Гребенюк, К.О. Кузнєцова // Вісник КТУ. - 2010. - Вип. 26.
10. Жуков К.П. Дослідження температурного режиму шарів ґрунту // Регіональна архітектура та будівництво, 2014 № 1. – 116 с.
11. Журавльова О.В. Система використання теплової енергії ґрунту REHAU RAUGEO // Регіональна архітектура та будівництво, 2012, № 2. – 47 с.
12. La Camera F. Renewable capacity statistics 2021 // Renewable capacity statistics 2021 International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi, 2021.
13. Belova T.P. XRD-investigations of mechanism of lithium sorption from the separated liquid of the Pauzhetskaya geothermal power plant (Kamchatka) by modified zeolites // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, 2019. 367. 4 p.
14. Potapov V.V., Fediuk RS, Gorev D.S. Мембрана концентрація hydrothermal SiO₂ nanoparticles // Separation and Purification Technology, 2020. 251. 15 p.
15. Lund J.W., Freeston D.H. 2000 World-wide direct uses of geothermal energy, 2000 // Proc. World Geothermal Cong., Japan, Hyushu-Tohoku, 2000. 1. P. 1-21.
16. Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report // Geothermics, 2016. 60. P. 31 - 43.
17. Huttner G.W. Geothermal Power Generation у світі 2015-2020 Update Report // Proceedings World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland, 2021.
18. Lund J.W., Toth A.N. Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review // Proceedings World Geothermal Congress 2020+1, Reykjavik, Iceland, 2021.

19. Norbeck J.H., McClure M.W., Horne R.N. Field observations at Fenton Hill покращена геотермальна система випробувань веб-сайту підтримує mixed-mechanism stimulation. // *Geothermics*, 2018. 74. P. 135 - 149.
20. Zhang J., Xie J., Liu X. Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells // *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019. N 134. P. 296 – 310.
21. Chen Y. Huang L. EGS Collab Team. Optimal design of 3D borehole seismic arrays for microearthquake monitoring in anisotropic media during stimulations in the EGS collab project // *Geothermics*, 2019. 79. P 61 – 66.
22. Xu T., Liang X., Feng B. Jiang Zh. Geological Setting of Potential EGS Site in Gonghe Basin, China: Suitability for Research and Demonstration of Hot Dry Rock Geothermal Energy Development // *Proc. 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford, 2019 року.
23. Alimonti C., Berardi D., Bocchetti D., Soldo E. Coupling energy conversion systems and wellbore heat exchanger in depleted oil well // *Geothermal Energy*, 2016. 4 (11). 17 p.
24. Номерний модель для ненав'язаних borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation / H. Holmberg, J. Acuna, E. Njss, O.K. Sonju // *Geothermics*, 2016. 59. P. 134 - 144.
25. Michalski A., Klitzsch N. First field application temperature sensor modules for groundwater flow detection near borehole heat exchanger // *Geothermal Energy*, 2019. 7 (37). 16 p.
26. Koohi-Fayegh S., Rosen M.A. Long-term study of vertical ground heat exchangers with varying seasonal heat fluxes // *Geothermics*, 2018. 75. P. 15 – 25.
27. Iry S., Rafee R. Transient numerical simulation of coaxial borehole heat exchanger with different diameters ratio // *Geothermics*, 2019. 77. P. 158 - 165.
28. Алкличев М.М., Гайдаров Г.М., Шарафутдінов Ф.Г. - Патент "Спосіб розробки геотермального родовища".

29. пільрайн, Е.Е. Нетрадиційні відновлювані джерела енергії / Теплоенергетика, 1996, №5 http://elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t821_1997/go,52/ – (доступ вільний). Загл. З екрану. Яз. англ.
30. Є.П. Веліхов, А.Ю. Гагарінський, С.А. Суботін, В.Ф. Цибульський, Еволюція енергетики у ХХІ столітті / Енергія: економіка, техніка, екологія. 2009. № 11 <http://naukarus.com/evolyutsiya-energetiki-v-xxi-veke> - (Доступ вільний). Загл. з екрану. Яз. англ.
31. Щербань О.М., Цирульников О.С., Мерзляков Е.І., Риженко І.А. Системи отримання тепла земної кори та методи їх розрахунку. - Київ: Наукова думка, 1986. - 236 с.
32. Малоліпші З. Геотермальна енергія в кам'яновугільних шахтах Верхнесилезького Вугільного басейну, Техніка геологічної розвідки, геосиноптика та геотермія, № 3, Краків, 1999.
33. Остафічук С. Підземні резервуари тепла, Праці Факультету Наук про Землю Сілезького Університету, № 17, Геотермальна енергія в шахтах, Факультет Наук про Землю Сілезького Університету, Польська Геотермальна Асоціація, Сосновець, Краків 2002.
34. Твардовський К. Конверсія шахт, що ліквідуються на підземні резервуари термальних вод. Дослідження теплового поля землі у районі Верхнесилезького вугільного басейну для потреб гірничої справи та центрального опалення. Колективна праця за редакцією С. Плеви. Дослідження, дисертації, монографії № 90, вид. Інституту Використання Мінеральної Сировини та Енергії, ПАН, Краків 2001 року.
35. Рубік М. Теплонасоси, Довідник, Галузевий Центр Наукової, Технічної та Економічної інформації "Інсталь", Варшава 1996.
36. Бродович К., Діаковскій Т.; Теплові насоси, ПВН, Варшава 1990р.
37. Слива Т. Технічні та економічні проблеми пристосування використаних свердловин для теплообмінників, Кандидатська дисертація, факультет

Буріння, Нафти та Газа Краківської Гірничо-Металургійної Академії, Краків, 2002.

38. Ліндаль В. Індустріальні та інші застосування геотермальної енергії, крім природного виробництва та регіонального освітлення, геотермальної енергії, природничих наук (Edited by Armstead, H.C.H.), vol. 12, UNESCO, 1973.
39. Єлістратов В.В. Сучасний стан та тренди розвитку ВІЕ у світі // Міжнародний науковий журнал «Альтернативна енергетика та екологія». 2017. №1-3. З. 84-100.
40. Ахмедянов А.Р., Богданова Ю.З. Геотермальна енергетика в Німеччині // Актуальні питання науки та господарства: нові виклики та рішення. 2017. С. 183-185.
41. Богуславський Е.І., Певзнер Л.А., Хахаєв Б.М. Перспективи розвитку геотермальної технології // Гірничий інформаційно-аналітичний бюлетень (науково-технічний журнал). 2000. № 5. С. 142-148.

ДОДАТОК А

Перелік зауважень нормоконтролера до кваліфікаційної роботи магістра
студентки групи ЕКОМ-22 Дар'ї ПОПОВОЇ

Позначення документа	Документ	Умовна відмітка	Зміст зауваження

Науковий керівник

(підпис, дата) (ПБ)

ВІКТОР КОСТЕНКО

Нормоконтролер

(підпис, дата) (ПБ)

Олексій КУТНЯШЕНКО

Завідувач кафедри

(підпис, дата) (ПБ)

ВІКТОР КОСТЕНКО