

СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЕНЕРГОЄМНИХ ВИРОБНИЦТВ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 1(56): 38–47
doi: <https://doi.org/10.15407/page2019.01.0038>

УДК 620.97

В.Д. БИЛОДІД, канд. техн. наук, ст. наук. співр. Інститут загальної енергетики
НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ОЦІНКИ РЕСУРСІВ (ЗАПАСІВ) РОДОВИЩА ПІДЗЕМНИХ ВОД (ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ) ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОБОТИ ТЕПЛОНАСОСНОЇ СТАНЦІЇ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Приведено результати досліджень методичних основ оцінки ресурсів та запасів підземної геотермальної теплоти, що містять проникливі колектори з підземними водами для конкретної площадки (родовища), у т.ч. термальних, як джерел низькопотенційної теплоти для роботи теплонасосних станцій великої потужності в системах централізованого теплопостачання за відомими характеристиками родовища (водоносного пласта), отриманими в результаті буріння свердловин або заданих за аналогією з відомими подібними характерними родовищами. Методичні основи ґрунтуються на основних відомих технологіях видобування флюїдів з надр, зокрема із застосуванням технології геотермальних циркуляційних систем.

Ключові слова: оцінка ресурсів (запасів) теплоти, підземні води, джерело низькотемпературної теплоти, теплонасосна станція.

1. Загальні положення

У роботах [1, 2] опубліковано прогноз розвитку систем теплозабезпечення України на період до 2040 р., яким передбачається значне зростання виробництва теплової енергії на основі електроенергії із застосуванням теплових насосів (ТН) та електрокотлів (ЕК).

Основні дані прогнозу [1, 2] стосовно структури вироблення теплової енергії, зокрема систем централізованого теплопостачання (СЦТ) та системами децентралізованого теплопостачання (СДЦ) наведено у табл. 1.

Подібні тенденції щодо збільшення ролі електроенергії прогнозуються і у світовому виробництві теплової енергії. Так Міжнародна енергетична агенція (МЕА), на основі аналізу паливно-енергетичних балансів, зміни структури використання енергетичних ресурсів у світовій енергетичній сфері, в аналітичній роботі [6], на основі динаміки диференціації видів паливно-енергетичних ресурсів у цьому секторі за період 2000–2015 рр., дала про-

гнозу оцінку розвитку на період до 2050 р. Зокрема, в СЦТ, на думку авторів прогнозу, спостерігатиметься зростання обсягів використання електроенергії, біопалива, відходів та інших видів енергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) при зниженні споживання вугілля та нафтопродуктів. І тому МЕА прогнозує різке підвищення ролі цих джерел енергії, інтенсивне споживання яких особливо почне зростати після 2025 р. Частка електроенергії у виробленні теплової енергії прогнозується у 2020 р. на рівні 5,46% (584,2 ЕДж), у 2030 р. – 11,61% (1380,7 ЕДж), у 2040 р. – 35,18% (4121,8 ЕДж), а у 2050 р. – вона досягне 55,65% (5800,0 ЕДж). При цьому, цілком очевидним є те, що електроенергія при виробленні теплоти буде використовуватися переважно для приведення у дію ТН різного призначення, які і будуть виробниками теплової енергії. Для роботи ж ТН необхідні ресурси з джерел низькопотенційної теплоти (ДНТ), які вочевидь відноситимуться переважно до ВДЕ.

З прогнозу [1, 2] випливає, що в період 2020–2040 рр. і в Україні має розпочатися процес ши-

© В.Д. БИЛОДІД, 2019

Таблиця 1. Прогнозна структура вироблення теплової енергії на період до 2040 р., млн Гкал [1, 2]

Теплоджерела	2015 (факт)	2020	2025	2030	2035	2040
Електростанції усіх типів	39,0	39,9	44,0	49,7	56,9	67,5
Котельні, у т.ч.:	60,4	57,4	76,7	69,9	67,7	63,1
Котельні СЦТ	54,3	49,2	67,5	60,2	57,5	51,9
Котельні СДЦ	6,2	8,2	9,2	9,7	10,2	11,2
Електроенергія (ЕК та ТН), у т.ч.:	25,4	35,5	60,8	101,2	161,8	242,6
Електрокотли та ТН СЦТ	15,4	20,5	35,8	56,2	91,8	137,6
Електрокотли та ТН СДТ	10,0	15,0	25,0	45,0	70,0	105,0
Приватні теплогенератори населення	63,6	66,3	76,0	67,0	57,7	39,2
Теплові вторинні енергоресурси	9,7	11,1	14,3	15,3	16,3	17,3
Інші джерела	6,4	5,3	6,6	6,9	7,9	9,4
Всього	204,5	215,5	278,3	309,9	368,3	439,1

рокого використання електроенергії для роботи ЕК та ТН для вироблення теплової енергії. За цією гіпотезою має розпочатися будівництво теплонасосних станцій (ТНС) для заміни опалювальних котелень (ОК) на природному газі, в т.ч. з заміною частини обладнання цих ОК на ЕК та ТН. ТН та ЕК передбачається також використовувати для регулювання навантажень електроенергетичної системи (ЕС) України [4-6]. Таке регулювання пропонується в двох значних секторах: в автоматизованому регулюванні частоти та потужності та для ущільнення добових графіків електричних навантажень з метою ліквідації практики зупинок енергоблоків ТЕС під час нічних провалів навантажень в ЕС. Для забезпечення потреби у регулюванні навантажень ЕС в Україні, на сьогодні, загальна електрична потужність ТН та ЕК оцінюється на рівні 2,2–2,5 ГВт. В перспективі 2040 р. ця потужність досягне 5–6 ГВт. З точки зору економічної ефективності ці потужності на 70–90% повинні будуватися на основі ТН.

Разом з тим досить мало відомо щодо досліджень, на основі яких саме ДНТ переважно працюватимуть збудовані ТНС і яким чином визначати ресурсні можливості цих ДНТ. Відоме дослідження [7], на основі якого можна стверджувати, що основними ДНТ за своїми потенційними можливостями для мережі ТНС в Україні можуть бути підземні артезіанські води, низькотемпературні термальні води та води відпрацьованих нафтових і газових родовищ. Звичайно, що окрім названих ДНТ певна частина ТНС може використовувати теплоту і з інших джерел, наприклад теплоту техногенних скидів (вторинні енергетичні ресурси), сонячну енергію, в т.ч. теплоту повітря, та інші.

У дослідженні [7] наводяться результати вивчення потенційних можливостей підземних вод, однак ця робота не містить методик, як саме визначати ресурсні можливості конкретних родовищ, які експлуатаційні запаси можна вилучити, яку технологію вилучення теплоти з надр доцільно застосувати, як розмістити на виділених площадках свердловини для стабільної роботи промислу з видобування теплоти впродовж заданого терміну експлуатації конкретної ТНС.

Метою статті є висвітлення результатів дослідження, на основі якого розроблено методологічні принципи оцінки ресурсних можливостей (запасів теплоти) визначеного підземного пласта (пачки пластів), на основі яких планується видобування теплоти, як ДНТ для роботи ТНС, яка буде збудована і функціонуватиме впродовж заданого терміну.

Використання підземних вод з температурою, яка перевищує температуру нейтрального шару (для умов України за даними [9] приблизно 5–6 °С на півночі та 10–12 °С на півдні) означає, що у якості ДНТ ми використовуватимемо внутрішню теплоту Землі, тобто геотермальну енергію (ГЕ). Відомо, що внутрішня теплота Землі – це одне з дуже великих джерел енергії. За оцінкою [10], якщо людство буде використовувати тільки ГЕ, то пройде понад 40 млн років, перш ніж середня температура земних надр знизиться лише на 0,5 °С.

Відомо, що температура з глибиною змінюється за законом (рівняння геотерми):

$$T_{pl} = T_n + z \cdot \sigma, \quad (1)$$

де T_{pl} – пластова температура, К; T_n – температура нейтрального шару, К; z – глибина залягання

пласта (зони циркуляції), яка вимірюється від нейтрального шару, m , σ – усереднений по глибині геотермічний градієнт на даній площадці (районі, області, території), $^{\circ}C/m$.

Практично проблему використання ГЕ (як і будь-якої іншої) можна звести до трьох основних питань: наскільки доступними є джерела ГЕ, які потенційні ресурси (запаси) ГЕ; чи існують технічні рішення, які дозволяють експлуатувати джерела ГЕ з прийнятними техніко-економічними показниками; як довго ГЕ буде конкурентоздатною з іншими (новими) джерелами енергії і чи виправдаються витрати на її розробку і впровадження за цей термін.

Виходячи з великих потенційних ресурсів ГЕ у цілому, відповідь на третє запитання є очевидною. Це джерело енергії буде експлуатуватися досить довго (десятки і сотні мільйонів років). Відповідь на друге запитання ми знайдемо в чисельній літературі, посвяченій діючим системам геотермального теплопостачання, загальне світове використання у 2014 р. склало понад 560 ПДж [11].

І тому основну увагу сконцентруємо на питанні щодо доступності геотермальних ресурсів (ГР) на території України та методичних основах оцінки їх потенційних запасів як ДНТ для потужних ТНС. Методичні положення цієї статті ґрунтуються на сучасних технічних характеристиках систем видобування ГЕ, з орієнтацією на її запаси в природних колекторах (пластах або пачках пластів). Такими характеристиками є глибина залягання, потужність пласта (пачки пластів), коефіцієнт проникливості порід пласта та пористість, що його (їх) формують, мінералізація флюїду, яку він (вони) містить, площа розповсюдження.

2. Визначення необхідних характеристик ДНТ для крупної ТНС

На рис. 1 наведено принципову схему ТНС з використанням теплової енергії, яка видобувається з водоносного пласта. В принципі для ТНС можна використати флюїд (воду) з водоносного пласта, яку направити в випарники ТН для вилучення з неї певної кількості теплової енергії, а охолоджений флюїд злити в поверх-

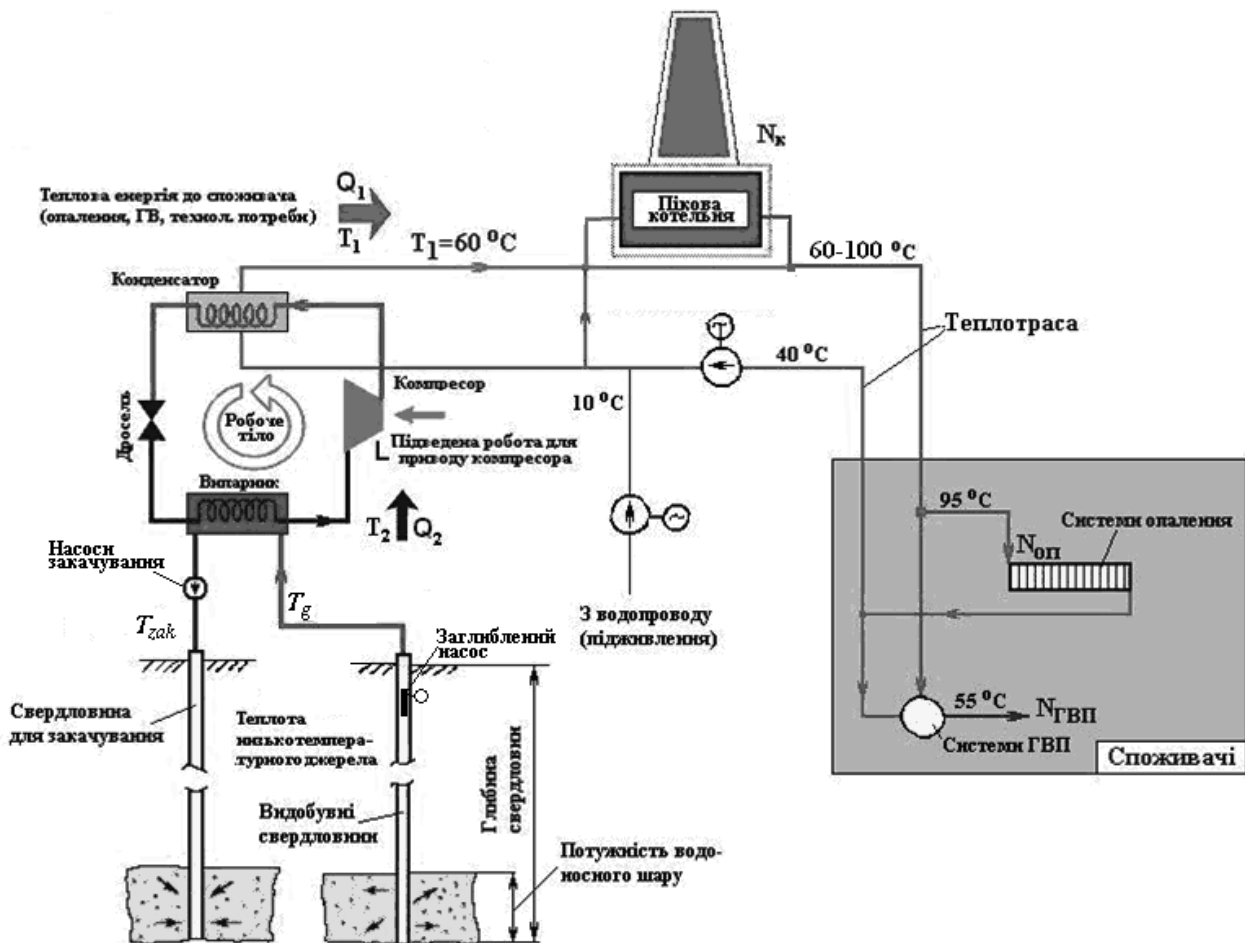


Рис. 1. Варіант ТНС для систем теплопостачання з використання теплої підземних вод

неві водойми. Така технологія може бути прийнятною при наявності дуже продуктивного артезіанського басейну з прісною водою.

У переважній більшості випадків ресурси підземних вод обмежені, низькотемпературні термальні води можуть бути сильно мінералізовані і їх зливання в поверхневі водойми недопустиме. До того ж, при інтенсивній експлуатації родовища рано чи пізно відбувається зниження запасів флюїду, що також може негативно вплинути на роботу ТНС та її надійність. І тому відпрацьований флюїд доцільно повернути назад в пласт з метою збереження та захисту довкілля. Промисел з видобування підземних вод формується системою свердловин різного призначення. Свердловини можуть розміщуватися за різними схемами і їх кількість визначатиметься конструкціями і характеристиками як свердловин, так і водонесних пластів, з яких вестиметься видобуток. При цьому слід дотримуватися певних правил розміщення видобувних свердловин та свердловин для закачування, щоб не допустити передчасного прориву охолодженого флюїду до видобувних свердловин. Слід до того ж врахувати, що для роботи ТНС потрібна не вода, а тепла енергія, яку потрібно добути з надр. У цьому випадку важливе значення має те, яку саме технологію буде застосовано для видобування цієї теплоти.

Найбільш прийнятною для цього є технологія геотермальних циркуляційних систем (ГЦС), яка передбачає видобування з надр саме теплової енергії шляхом вимушеної циркуляції флюїду (води) через структури підземного колектора природного (пласт або пачки пластів) або штучного походження (штучно створена зона можливої циркуляції) системою продуктивних свердловин та свердловин для закачування охолодженого (відпрацьованого) флюїду. Застосування цієї технології дозволяє вилучати теплоту з об'єму гірських порід (наприклад, пласта) у десятки разів більше, ніж можна було б вилучити з флюїду, який міститься в порах цього пласта. Необхідна методологія щодо розрахунків параметрів ГЦС відома при її застосуванні для розрахунків промислів для геотермальних електростанцій і її застосування можливе з уточненнями, які будуть опубліковані в подальшому, при створенні промислів для видобування теплоти, як ДНТ для роботи ТНС (рис. 1). І тому в подальших розрахунках будемо використовувати деякі характеристики саме цієї технології.

З рис. 1 видно, що ТНС з ДНТ за технологією ГЦС принципово складається із трьох майже незалежних систем:

1. видобування та утилізації флюїду (підземної води, яка може мати значну мінералізацію) до якої входять: свердловини, заглиблені насоси та насоси для закачування охолодженого флюїду, а також проникливий підземний колектор (пласт або пачка пластів через який (які) здійснюється прокачування);

2. транспортування флюїду до власне ТНС і назад до свердловин, яка включає трубопроводи та системи очистки;

3. перетворення низькопотенційної теплоти з ДНТ в корисну, яка включає ТН, теплообмінне устаткування, різне допоміжне обладнання та системи керування.

Важливим питанням роботи ТНС є значення температур T_2 та T_{zak} (рис. 1), оскільки від цього залежатиме значення досяжного опалювального коефіцієнта ТН j . Так, наприклад, якщо флюїд видобувається з пласта, потужністю 50 м, центр якого знаходиться на глибині 325 м, його температура для території з $\sigma = 0,035$ °C/м і значенні $T_n = 5$ °C буде 16,4 °C. А при $T_{zak} = 5$ °C середня його температура у випарнику ТН $T_2 = 10,7$ °C ($(16,4 + 5)/2 = 10,7$), $\Delta T = T_1 - T_2 = 49,3$ °C. І тоді значення ідеального опалювального коефіцієнта для циклу (Карно) за відомою формулою:

$$\varphi_k = \frac{T_1}{\Delta T} = 333,15/49,3 = 6,8, \quad (2)$$

а реальний досяжний опалювальний коефіцієнт ТН за даними з [4]

$$\varphi = (0,78 - 0,85) \cdot \varphi_k. \quad (3)$$

При середньому значенні коефіцієнта у формулі (3) 0,815, для значення φ_k , визначеного за формулою (2), досягне значення опалювального коефіцієнта $\varphi = 5,5$.

Оскільки тепла потужність ТНС визначається з виразу

$$Q_1 = L \cdot \varphi = (Q_1 - Q_2) \cdot \varphi, \text{ кВт}, \quad (4)$$

то кількість теплоти, яку потрібно вилучати з ДНТ, буде:

$$Q_2 = \frac{Q_1 \cdot (\varphi - 1)}{\varphi} = L \cdot (\varphi - 1), \text{ кВт}. \quad (5)$$

Для вищевказаного прикладу, при теплової потужності трьох теплонасосних установок ТНС 15 МВт електрична потужність приводів ТН при їх роботі на максимумі потужності $L = 2,7$ МВт, а $Q_2 = 12,3$ МВт.

Кількість же флюїду (води) при роботі ТНС на повній потужності, яку має забезпечити ДНТ для отримання теплоти у кількості $Q_2 = 12,3$ МВт, визначиться за формулою:

$$G = \frac{L \cdot (\varphi - 1)}{c_p \cdot \eta_{tr} \cdot (T_2 - T_{zak})}, \text{ кг/с}, \quad (6)$$

де c_p – теплоємність флюїду, що циркулює в контурі ГЦС, Дж/(кг×К); L – сумарна електрична потужність приводів ТН, які встановлені на ТНС, кВт; η_{tr} – ККД транспортування флюїду до ТНС.

Питома витрата води з ДНТ буде:

$$b_t = \frac{G}{Q_l} = \frac{\varphi - 1}{c_p \cdot \eta_{tr} \cdot \varphi \cdot (T_2 - T_{zak})}, \text{ кг/(с} \cdot \text{кВт)}. \quad (7)$$

Для наведеного вище прикладу, з урахуванням втрат теплоти при транспортуванні її від ДНТ до ТНС (при $\eta_{tr} = 0,95$), $G = 542,7$ кг/с, а $b_t = 0,199$ кг/(с×кВт).

Разом з тим робота ТНС з забезпечення потреб у тепlopостачанні, згідно з графіком теплових навантажень, приклад якого наведено на рис. 2 і який є характерним для більшості регіонів України, матиме різні режими для опалювального та літнього періодів. За різними температурами зовнішнього повітря у роботі будуть задіяні 1, 2 або 3 ТН, а в період аномальних знижень температури, будуть підключатися пікові джерела (котли на органічному паливі, або спеціальні електродкотли). З наведених розрахункових цифр на рис. 2 можна підрахувати скільки часу впродовж року ТН ТНС будуть задіяні на повну потужність. Ця величина для наведеного графіка складає 55% від 8760 год., тобто 4418 год. на рік. Отже загальна річна потреба у теплоті від ДНТ для цієї ТНС складатиме лише 55% від максимальної.

3. Методика оцінки ресурсів за даними геологорозвідувальних робіт

Існує ряд класифікацій ГР, що враховують, наприклад, значення геотермічного градієнту (геотермічної ступені), вид речовини носія те-

плової енергії або ж поширеність ГР. Їх загальною хвибою є те, що вони не враховують особливостей технологій видобування ресурсів і реальних можливостей теплоти геотермальних флюїдів. Виходячи з особливостей технологій видобування ГР у роботі [12] внесені удосконалення до відомих класифікацій. Автор умовно розділив усі види ГР на два види: гідротермальні (пара, вода, газ, тобто флюїди) і петрогеотермальні (теплота, що міститься в розігрітих гірських породах). Хоча чіткий поділ між цими двома видами ГР установити складно, їх об'єктивне існування не викликає сумнівів, а видобуток потребує різного технологічного обладнання.

З практичної точки зору видобування ГР інтерес представляє класифікація, запропонована в роботі [13] (рис. 3, а). Ця класифікація розроблена на основі класифікацій ресурсів нафтових родовищ і не враховує деяких специфічних особливостей теплоти, як енергетичного ресурсу. Тому більш прийнятною може бути класифікація, яка пропонується і відображена на рис. 3, б.

Згідно до запропонованої класифікації (рис. 3, б), уся теплота, акумульована гірськими породами і підземними флюїдами, що залягають на глибинах, доступних сучасній буровій техніці, можна віднести до загальних початкових геологічних ресурсів.

Загальні початкові геологічні ресурси теплоти (фактично це теплоємність гірських порід) можна знайти з виразу:

$$dQ_g = c_v \cdot T_m \cdot dx \cdot dy \cdot dz, \text{ Дж}, \quad (8)$$

де c_v – об'ємна теплоємність порід масиву, Дж/(м³ К); T_m – середньозважена початкова температура масиву порід, К.

Потужність охолоджуваної товщі порід визначатимемо як різницю між глибиною сверд-

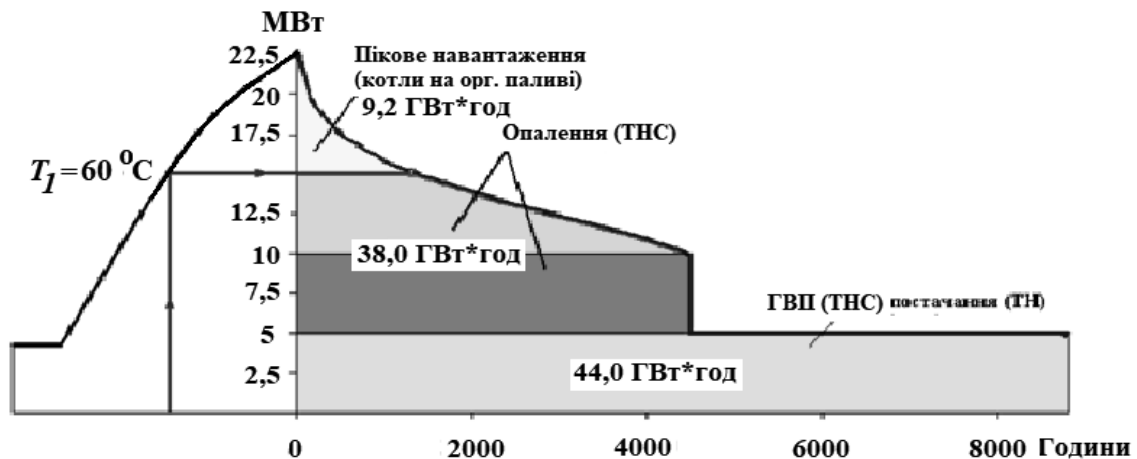


Рис. 2. Приклад графіка теплових навантажень потужної ТНС, характерний для України



Рис. 3. Класифікації ресурсів геотермальної енергії: а – запропонована в роботі [13]; б – нова класифікація

ловин (H_s) і глибиною залягання ізотерми з мінімальною температурою, яка оцінюється як така, що придатна для використання у якості ДНТ для ТНС (H_{min}). Надалі приймаємо, що мінімальною температурою, придатною для використання у якості ДНТ для ТНС, є температура 10 °С. І тоді, діапазон глибин для оцінки ресурсів буде таким:

$$\Delta z = \int_{H_{min}}^{H_s} dz = H_s - H_{min}, \text{ м.} \quad (9)$$

Глибину залягання ізотерми T_{min} можна виразити через середній геотермічний градієнт σ з використанням формули (1):

$$H_{min} = \frac{T_{min} - T_n}{\sigma}, \text{ м.} \quad (10)$$

Середньозважену по об'єму температуру масиву порід також можна виразити через значення σ , і глибини H_s :

$$T_m = 273,16 + \frac{\sigma}{2} \cdot \left(H_s - \frac{T_{min} - T_n}{\sigma} \right), \text{ К.} \quad (11)$$

Т.ч., з урахуванням виразів (6)–(11), отримуємо:

$$Q_g = S \cdot c_v \cdot \left[273,16 + \frac{\sigma}{2} \cdot \left(H_s - \frac{T_{min} - T_n}{\sigma} \right) \right] \cdot \left(H_s - \frac{T_{min} - T_n}{\sigma} \right), \text{ Дж,} \quad (12)$$

де S – площа родовища, м².

Питомі ресурси теплоти, віднесені до одного м² поверхні родовища будуть:

$$q_g = c_v \cdot \left[273,16 + \frac{\sigma}{2} \cdot \left(H_s - \frac{T_{min} - T_n}{\sigma} \right) \right] \cdot \left(H_s - \frac{T_{min} - T_n}{\sigma} \right), \text{ Дж/м}^2. \quad (13)$$

Загальні ГР теплоти досить великі. Так при середніх значеннях $\sigma = 0,035$ °С/м, густині скелету порід масиву $\rho_m = 2800$ кг/м³, його теплоємності $c_m = 1000$ Дж/(кг·К), $t_{min} = 10$ °С і $H_s = 3000$ м питомі ресурси теплоти складають $2,44 \cdot 10^{12}$ Дж/м². Ці ресурси в межах України (тільки для 10% території) оцінюються приблизною величиною $244 \cdot 10^{21}$ Дж теплоти, що еквівалентно $8,3 \cdot 10^{15}$ т у.п.

Однак, сучасні способи видобування теплоти дозволяють освоювати ресурси тільки певних параметрів і в районах з певними геолого-геотермічними умовами. Ці обставини ставлять ряд обмежень на можливість видобування ГР. Тому об'єм ресурсів теплоти, який можна віднести до категорії таких, що можуть бути вилучені фізично суттєво відрізняються від загально геологічних.

Ресурси теплоти, які можуть бути вилучені (запаси) – це фактично різниця між загальними геологічними ресурсами теплоти і ресурсами теплоти, що залишилися після закінчення роботи систем видобування:

$$dQ_z = c_v \cdot (t_m - t_k) \cdot dx \cdot dy \cdot dz, \text{ Дж,} \quad (14)$$

де t_k – середня кінцева температура масиву порід, °С.

Рівняння (14) для ГЦС можна представити в такий спосіб:

$$dQ_z = c_v \cdot (t_m - t_{zak}) \cdot \zeta_1 \cdot \zeta_2 \cdot \zeta \cdot dx \cdot dy \cdot dz, \text{ Дж}, \quad (15)$$

або

$$Q_z = c_v \cdot S \cdot \zeta_1 \cdot \zeta_2 \cdot \zeta \cdot \left[273,16 + \frac{\sigma}{2} (H_n - H_v) - T_{zak} \right] \cdot (H_n - H_v), \quad (16)$$

де H_n і H_v – глибина залягання нижньої і верхньої крайки порід експлуатованої ГЦС, м; ζ_1 – коефіцієнт охоплення площі циркуляції; ζ_2 – коефіцієнт, який враховує ступінь вилучення рідини з колектору; ζ – коефіцієнт, що враховує ступінь вилучення теплоти з пласта.

Коефіцієнт охоплення ζ_1 характеризує гідродинамічну ефективність схеми видобування й умови циркуляції і для систем видобування за технологіями ГЦС знаходиться в межах 0,5–0,8.

Коефіцієнт ζ_2 характеризує ефективність системи видобування та залежить від геолого-геофізичних умов родовища і структури колектора. Величина ζ_2 коливається від 0,4 до 0,75 для ГЦС. В основному цей коефіцієнт враховує втрати теплоти, що виникають унаслідок початку зниження температури в видобувній свердловині в кінці терміну експлуатації [14].

Коефіцієнт ζ характеризує практичну можливість здійснення надійного і стійкого охолодження гірського масиву з припустимими витратами енергії і при прийнятних техніко-економічних показниках. За сучасними поглядами охолодження гірського масиву з метою добування теплоти, придатної для використання, можливо лише шляхом здійснення примусової фільтрації теплоносія через пласти підвищеної проникності штучного чи природного походження. Незважаючи на те, що на сьогодні існує ряд методів створення штучних колекторів з підвищеною проникливістю, усі вони дуже дорогі. Системи циркуляції, створювані з їхньою допомогою, виявляються або неконкурентоспроможними, або ненадійними, або неприйнятними за умовами охорони навколишнього середовища. І тому у найближчому майбутньому переважатимуть лише системи циркуляції, створювані в природних колекторах.

Т.ч., запаси теплоти сконцентровані в проникливих природних колекторах (пластах) будемо відносити до запасів, що вилучаються, тобто балансових, а запаси теплоти в непроникних породах – до запасів, що не вилучаються, позабалансових. Здійснити повне охолодження (організувати стійку і рівномірну циркуляцію теплоносія в проникливій зоні) усієї товщі порід

пласта не вдасться. Неможливість видобування всієї теплоти у роботі [15] пропонується з використанням коефіцієнту фільтраційної неоднорідності пласта (пачки пластів) ζ . Для повністю однорідних пластів теоретично коефіцієнт $\zeta = 1$. На практиці повністю однорідних пластів не буває і тому його значення необхідно приймати на рівні 0,8–0,9.

4. Обмеження характеристик ТНС в зв'язності від характеристик ДНТ

Економічність ТНС визначається не тільки значенням j , визначеним за температурою теплоти з ДНТ, а вона обмежується ще й витратами електроенергії на інші власні потреби $N_{v,p}$. Т.ч.,

$$N_{TNS} = L + N_{v,p}. \quad (17)$$

Для ДНТ на основі підземних вод при застосуванні для видобування теплоти технології ГЦС основними витратами електроенергії будуть витрати на забезпечення циркуляції води через підземний пласт (пласти) та свердловини (в видобувних свердловинах встановлюються заглиблені насоси для подачі води до ТН, а до свердловин для закачування відпрацьовані флюїди подаються від потужної насосної станції під тиском P_{zak} (рис. 1)). Вище згадувані насоси долають опір пласта (пластів), свердловин та трубопроводів промислу з видобування теплоти. Окрім цього, на ТНС матимуть місце і інші витрати електроенергії, які умовно оцінимо у розмірі 5% від витрат на заглиблені насоси та насоси для закачки. При цьому витрати електроенергії на заглиблені насоси приймаємо на рівні 15% від витрат на насоси закачки. І тоді:

$$N_{TNS} = L + 1,2 \cdot N_{zak}. \quad (18)$$

Приймаємо також, що $\zeta = 0$ за умови, якщо на прокачування теплоносія через колектор і власні потреби ТНС (за виключенням витрат енергії на виконання роботи власне ТН) витрачається така кількість електроенергії, яка сумарно з роботою L призведе до того, що сумарний мінімальний опалювальний коефіцієнт ТНС має бути більшим наступного значення [8]:

$$\varphi_{TNS}^m \geq \frac{1}{\eta_{s, TES}}, \quad (19)$$

де $\eta_{s, TES}$ – усереднений ККД ТЕС країни.

Згідно з [16], питомі витрати палива тепловими електростанціями у 2017 р. становили 401,1 г/(кВт·год). За такого значення питомих витрат палива на ТЕС $\eta_{s, TES} = 0,123/0,401 \approx 0,307$. Отже, за станом на 2017 р., сумарне мінімальне значення опалювального коефіцієнта ТНС має бути більшим від $\varphi_{TNS} \geq 3,26$ (з формули (19)).

І тоді, відповідно до формули (3), мінімальне значення теплової потужності ТНС буде:

$$Q_l^m \geq \varphi_{TNS}^m \cdot (L + 1,2 \cdot N_{zak}). \quad (20)$$

З формул (3) та (21) отримуємо:

$$N_{zak}^{max} \leq \frac{Q_l - \varphi_{TNS}^m \cdot L}{1,2 \cdot \varphi_{TNS}^m} = \frac{L}{1,2} \cdot \left(\frac{\varphi}{\varphi_{TNS}^m} - 1 \right). \quad (21)$$

Для прикладу, розрахованого за формулами (2)–(7) $N_{zak}^{max} \leq 1,56$ МВт.

За умови, якщо на прокачування теплоносія через колектор енергія не витрачається зовсім, тобто коли для циркуляції досить рушійного гідродинамічного напору у розрахунках можна використовувати вище отримане за формулою (3) значення φ .

Для визначення реального значення потужності насосів для закачування відпрацьованого флюїду в системі видобування за технологією ГЦС необхідним є детальний розрахунок усіх елементів та систем. Серед основних параметрів, які необхідно визначати є відстань між свердловинами R , перепади тисків в пласті (пластах) та в свердловинах, досяжні дебіти свердловин та їх оптимальні діаметри, ряд інших параметрів. Методика розрахунку ГЦС, як ДНТ для ТНС, буде опублікована в подальшому.

5. Потужності ДНТ для обмеженого пласта (пачки пластів)

На підставі вищевикладеного, кількість вилучених запасів теплоти з пачки пластів k , буде:

$$Q_{vyt} = c_v \cdot S \cdot \zeta_1 \cdot \zeta_2 \cdot \left[\sum_{i=1}^k H_{pl_i} \cdot \zeta_i \cdot (T_{pl_i} - T_{zak}) \right], \text{ Дж.} \quad (22)$$

де T_{m_j} – середня температура в j -му пласті, К.

Питомі запаси, що вилучаються, будуть:

$$q_{vyt} = c_v \cdot \zeta_1 \cdot \zeta_2 \cdot \left[\sum_{i=1}^k H_{pl_i} \cdot \zeta_i \cdot (T_{pl_i} - T_{zak}) \right], \text{ Дж/м}^2. \quad (23)$$

За викладеною методикою можуть бути зроблені розрахунки запасів теплоти на підставі даних, отриманих у результаті розвідницького буровлення. Питання про те, на яку територію поширити ці дані, зважається на підставі ступеня вивченості даного родовища, прогнозних оцінок про його характеристики, а також за результатами регіональних геофізичних досліджень.

До корисно використовуваних ресурсів будемо відносити ту кількість вилученої теплоти, яка передається до ТНС як теплота з ДНТ, тобто у відповідності до формули (13) це величина Q_2 .

Для технологій вилучення теплоти ГЦС з одного пласта:

$$Q_{2n} = c_v \cdot S \cdot \zeta_1 \cdot \zeta_2 \cdot \zeta \cdot \left[\left(\frac{\sigma}{2} \cdot (2H_s - \Delta H_{pl}) - T_{zak} \right) \right] \cdot \Delta H_{pl}, \text{ Дж.} \quad (24)$$

Для системи k пластів:

$$Q_{2n} = c_v \cdot S \cdot \zeta_1 \cdot \zeta_2 \cdot \sum_{i=1}^k H_{pl_i} \cdot \zeta_i \cdot (T_{pl_i} - T_{zak}), \text{ Дж.}$$

чи питомий показник:

$$q_{2n} = c_v \cdot \zeta_1 \cdot \zeta_2 \cdot \sum_{i=1}^k H_{pl_i} \cdot \zeta_i \cdot (T_{pl_i} - T_{zak}), \text{ Дж/м}^2. \quad (25)$$

Питомий відбір теплоти з промислу ДНТ визначиться формулою:

$$N_{pyt} = \frac{q_{2n}}{\tau_e}, \text{ Вт/м}^2. \quad (26)$$

З використанням цієї методології, при відомих характеристиках водоносного пласта (глибина залягання нижньої та верхньої його крайки, середня температура, коефіцієнт проникливості коректора, орієнтовна площа розповсюдження пласта) можна розрахувати можливість промислу з видобування флюїду для забезпечення ТНС ДНТ необхідної потужності. При цьому слід врахувати, що ТНС впродовж року буде працювати у двох режимах: під час опалювального періоду та у літній час.

6. Приклади розрахунків характеристик ДНТ при різних геолого-геофізичних умовах розташування продуктивних горизонтів ГЦС

Для прикладів розрахунків візьмемо за основу пласти з артезіанськими водами на малих глибинах та пласти з низькопотенціальними термальними водами. Постійними величинами є: кількість годин використання встановленої потужності ТНС впродовж 30 років її роботи (4418 год/рік), тепла потужність ТН ТНС (15,0 МВт), мінімально необхідний опалювальний коефіцієнт ($\varphi_{TNS}^m = 3,26$), температури ($T_n = 5^\circ\text{C}$, $T_{min} = 10^\circ\text{C}$; $T_l = 60^\circ\text{C}$, $T_{zak} = 5^\circ\text{C}$), питома теплоємність гірських порід ($c_{pl} = 1,0 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$), питома маса гірських порід $\rho_{pl} = 2800 \text{ кг/м}^3$, коефіцієнти ($\zeta = 0,9$, $\zeta_1 = 0,65$, $\zeta_2 = 0,9$), втрати теплової енергії при транспортуванні від свердловин до ТН (5%). Інші змінні вихідні дані за цими прикладами та результати розрахунків наведено у табл. 2.

При розрахунках враховано, що при збільшенні глибин залягання пластів їх характеристики погіршуються.

Таблиця 2. Змінні вихідні дані для прикладів та результати розрахунків

Параметр	Розмірність	Глибина свердловин H_s , м							
		350	650	1350	2000	350	650	1350	2000
σ	°C/м	0,035				0,045			
ΔH_{pl}	м	50	45	40	35	50	45	40	35
T_g	°C	16,4	26,9	51,4	74,125	19,6	33,2	64,9	94,2
T_2	°C	10,7	15,9	28,2	39,6	12,3	19,1	34,9	49,6
ΔT	°C	49,3	44,1	31,8	20,4	47,7	40,9	25,1	10,4
φ_k	-	6,8	7,6	10,5	16,3	7,0	8,1	13,3	32,1
φ	-	5,5	6,2	8,5	13,3	5,7	6,6	10,8	26,1
L	МВт	2,72	2,43	1,75	1,12	2,63	2,26	1,39	0,57
Q_2	МВт	12,28	12,57	13,25	13,88	12,37	12,74	13,61	14,43
G	кг/с	542,7	288,8	143,6	100,9	425,1	226,9	114,4	81,3
b_t	кг/(с×Вт)	0,199	0,12	0,08	0,09	0,16	0,10	0,08	0,14
N_{zak}^{max}	МВт	1,56	1,81	2,37	2,90	1,64	1,95	2,68	3,36
N_{zak}	МВт	2,14	0,49	0,12	0,09	1,12	0,27	0,07	0,06
q_g	ГДж/м ²	2,9	13,4	72,2	169,8	4,4	19,1	97,5	225,5
Q_g	ТДж/км ²	2867	13367	72167	169765	4360	19060	97460	225543
Q_{vyl}	ТДж/км ²	1342	6256	33774	79450	2041	8920	45611	105554
q_{2n}	ГДж/м ²	0,42	1,0	2,18	2,95	0,63	1,37	2,88	3,86
Q_{2n}	ТДж/км ²	418	1000	2178	2953	631	1370	2875	3862
Q_{2te}	ТДж	6388	6540	6893	7221	6434	6630	7084	7506
S	км ²	15,29	6,54	3,17	2,45	10,20	4,84	2,46	1,94
N_{pyl}	Вт/м ²	0,8	1,92	4,19	5,68	1,21	2,63	5,53	7,42

З табл. 2 видно, що більш вигідними територіями для розміщення ТНС зазначеного типу є території з підвищеним геотермічним градієнтом викликаним підвищеним рівнем теплового потоку з надр планети. Ці території можна знайти в працях інституту геофізики НАН України, зокрема в атласі [17], а також у звіті [7]. Разом з тим густина теплового потоку з надр Землі для території України, за даними [17], коливається в межах 30–120 мВт/м² (для 80% території середній рівень теплового потоку не перевищує 50–60 мВт/м²). З останнього рядка табл. 2 видно, що відбір теплоти для ТНС буде у 14–135 разів більшим рівня природнього теплового потоку. Це означає, що зона циркуляції в пласті (пачці пластів) буде

інтенсивно охолоджуватися. І це потрібно врахувати при оцінці впливу зазначеного об'єкту на природнє оточуюче середовище.

Окрім того, великі території, які можуть займати промисли ДНТ при відносно низьких температурах флюїдів з продуктивних горизонтів накладатимуть обмеження на потужності ТНС. Потужні ТНС мають орієнтуватися на більш глибокі свердловини (1–2 км), тобто це мають бути високо проникливі колектори (пласти) з низькотемпературними термальними водами (з температурою понад 30–40 °C).

Пласти з артезіанськими водами доцільно буде використовувати як ДНТ для ТНС відносно невеликої потужності (1–3 МВт).

ВИСНОВКИ

1. Запропонована методологія визначення ресурсів (запасів) теплової енергії, що містяться в підземних масивах гірських порід, зокрема у водоносних пластах (колекторах), які можуть бути джерелами низькопотенційної теплоти для крупних теплонасосних станцій систем централізованого тепlopостачання.

2. Використання цієї методології забезпечує отримання оціночних результатів щодо можливого використання ресурсів з метою створення ТНС заданої потужності.

- Кулик М.М., Горбулін В.П., Кириленко О.В. Концептуальні підходи до розвитку енергетики України (аналітичні матеріали). К.: ІЗЕ НАН України, 2017. 78 с.
- Білодід В.Д. Прогнозна структура теплозабезпечення України на період до 2040 року. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип 1(44). С. 24—33. <https://doi.org/10.15407/pge2016.01.024>.
- Tracking Clean Energy Progress 2016 (Прогрес розвитку чистих технологій в енергетиці, 2016). OECD/IEA, 2016. 84 р. URL: www.iea.org.
- Кулик М.М., Дрьомін І.В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. Вип 4(35). С. 5—15
- Кулик М.М., Білодід В.Д., Дерій В.О., Дрьомін І.В. Забезпечення європейських вимог керованості і надійності енергосистеми України шляхом залучення до її управління систем тепlopостачання: звіт про НДР (остаточний): г/д № Об.1.1–16 (100-16) від 01.04.2016 р., № Об.1.1–17 (100-17) від 15.02.2017 р. та № Об.1.1–18 (501-18) від 05.02.2018 р. між Національною академією наук України та Інститутом загальної енергетики НАН України. К., 2018. 161 с. РК № 0116U0054532.
- Білодід В.Д. Обґрунтування економічної ефективності регулювання навантаження енергосистем з використанням електричних теплогенераторів як споживачів-регуляторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип 1(48). С. 50—59. <https://doi.org/10.15407/pge2017.01.050>.
- Білодід В.Д., Малярєнко О.Є., Куц Г.О., Сизоненко В.П., Симборський А.І., Євтухова Т.О., Станиціна В.В., Бірюкова-Стефанюк М.Ю. Дослідження територіальної структури та доцільних обсягів будівництва теплонасосних станцій на низькотемпературних підземних та термальних водах: звіт про НДР (заключн.): «ТЕРМАЛЬ». Інститут загальної енергетики НАН України. К., 2012. 187 с.. РК № 0110U002010. ОК № 0213U003249.
- Кулик М.М., Білодід В.Д. Проблеми і перспективи розвитку в Україні теплонасосних технологій. *Проблеми загальної енергетики*. 2006. Вип 2(14). С. 7—12.
- Пластова температура. URL: https://studopedia.com.ua/1_159581_plastova-temperatura.html
- Андерсон Дж. Г. Цикл паротурбинної установки для геотермальної електростанції. Геотермальна енергія. Сб. науч. тр. Пер. с англ. Под ред. А.Е. Святловского. М.: Мир, 1975. С. 172—184.
- World Energy Council. World Energy Resources Geothermal 2016. URL: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Geothermal_2016.pdf.
- Дядькин Ю.Д., Парийский Ю.М. Извлечение и использование тепла Земли: учебное пособие. Л.: Изд. ЛПИ, 1977. 114 с.
- Байбаков В.В., Федоров Е.В., Филлос Р.И. и др. Оценка геотермических ресурсов недр Украинской ССР и перспектив использования глубинного тепла в энергетике на основе изучения геолого-геофизических и термодинамических условий. Тр. ИГГИ АН УССР. Вып. 21. (Рук. деп. 5.04.88 г. №1589-82 Деп). С. 134—155.
- Морозов Ю.П. Исследование нестационарного теплообмена в геотермальных котлах. Автореф. дис. ... канд. техн. наук. К.: ИТТФ АН УССР, 1979. 26 с.
- Морозов Ю.П. Добыча геотермальных ресурсов и аккумулярование теплоты в подземных горизонтах. К.: Наук. думка, 2017. 200 с.
- Інформація про роботу електроенергетичного комплексу за грудень 2017 року. Міненерговугілля України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245272535&cat_id=245183225 (дата звернення: 17.07.2018).
- Гордієнко В.В., Гордієнко О.В., Завгородня О.В., Логвінов І.М., Тарасов В.М., Усенко О.В. Геотермічний атлас України. К.: ІГ НАН України, 2004. 60 с.

Надійшла до редколегії: 24.01.2019