

АСПЕКТИ ОЦІНКИ ТА ОСВОЄННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ

Розглянуто науково-промислові аспекти освоєння геотермальних енергоресурсів України. Проаналізовано геологічні, технічні, технологічні, соціальні та економічні питання, що дають змогу надати загальну промислову оцінку розвитку геотермальної енергетики. Сформульовано науково-технічні задачі ефективного використання геотермальних енергоустановок (ГТЕУ) типу “труба в трубі”, що дозволять використовувати ці ГТЕУ у всіх геотермальних активних зонах України з повною екологічною безпекою. Оцінку видобувних геотермальних енергоресурсів виконано з урахуванням існуючих технічних можливостей.

Ключові слова: геотермальні ресурси; науково-промислові аспекти; геофізика; техніка; технологія; ефективність; видобування.

Вступ

Геотермальна енергетика надає невичерпне, екологічно чисте і найдешевше серед відомих відновлюваних джерело теплової енергії для суспільства. Освоєнням геотермальних ресурсів займаються більш ніж 70 країн світу.

Проблема. В Україні напрям освоєння геотермальної енергії не розвивається, але економічних, геологічних і соціальних підстав для освоєння геотермальних ресурсів більше, ніж у багатьох країнах світу, про що свідчить аналіз робіт ([Національний..., 2007; Галузева..., 2009; Рекомендації..., 2009; Енергетична...] та ін.). Основними підставами є:

1 – рівень розвитку важкого машинобудування в Україні, який надає можливість виготовляти необхідні технічні засоби та матеріали для буріння глибоких геотермальних свердловин;

2 – наявність геотермальних активних зон на густонаселених територіях (схід і захід країни, Крим);

3 – максимальний термін окупності геотермальних енергетичних установок (ГТЕУ) не перевищує п’яти років;

4 – у житлово-комунальному господарстві споживається 70 млн. тонн всіх видів умовного палива (у.п.), тобто близько 30 % загального споживання палива в Україні [Енергозбереження..., 2006];

5 – безризикове буріння 1 геотермальної свердловини за теплом еквівалентне успішній газовій свердловині з дебітом 27,4 тис. м³/добу;

6 – фізична зношеність ТЕЦ і теплових мереж на 70 % вимагає немалих капіталовкладень на оновлення морально застарілих газових котелень [Шевцов та ін., 2010];

7 – пряма щорічна економія природного газу власного видобутку на рівні 8,5–10 млрд. м³ дасть змогу удвічі збільшити випуск товарів на його основі [[Енергозбереження..., 2006];

8 – енергоємність національного продукту в Україні сьогодні становить 0,63 кг у.п./дол., а, зокрема, в Німеччині – 0,26 кг у.п./дол. [Кеу..., 2001];

9 – викиди в атмосферу від згорання 70 млн. тонн у.п. досягають 45 г/МДж CO₂, тоді як

витрати 394,7 г умовного палива на вироблення 1 кВт-год електроенергії [Енергозбереження..., 2006];

10 – споживання населенням 37,7 млрд. кВт-год (25,6 %), комунально-побутовим господарством – 24,5 млрд. кВт-год (16,6 %) та сільським господарством – 3,4 млрд. кВт-год (2,3 %) від загальної кількості виробленої електроенергії [Енергозбереження..., 2006] можна перевести на геотермальне джерело енергії, навіть для ККД теплоелектричних елементів до 7÷9 %, оскільки надійність, стабільність, автономність, довговічність цих елементів безперечні, а витрат на відновлення палива для геотермальної енергії не потрібно.

Питання забезпечення населення тепловою і електричною енергією за рахунок використання геотермальних ресурсів в Україні розглянуто у статті.

Геолого-промислові аспекти

освоєння геотермальних ресурсів в Україні

Теплова енергія Землі, зазначено в [Національний..., 2007], є геоенергетичним ресурсом. Геоенергетичні ресурси України на проектних глибинах характеризуються теплофізичними параметрами Землі, а саме температурами і густинами теплового потоку (ГТП), що наведені на картах (рис. 1 і 2).

За даними про ГТП побудовано карту *густини геоенергетичних ресурсів* у тоннах умовного палива на один квадратний метр, які може видобути водяна геоциркуляційна система з температурою носія не нижче ніж 60 °С та його поверненням у надра з T~20°С. Загальні геоенергетичні ресурси України (визначені на цей час), приблизно в 20 разів перевищують усі запаси горючих копалин на її території. На деяких площах вони досягають 10 т у.п./кв.м, що перевищує запаси енергії, які можна видобути з великого родовища нафти чи газу. Геоенергетичні ресурси, придатні для практичного використання шляхом одержання пари (електричної енергії) без додаткового нагрівання, розвідані у Закарпатті та на окремих територіях у Криму.

З аналізу карти (рис. 1) видно, що найперспективнішими для розвитку геотермальної енергетики в Україні є східний регіон, Крим і західний регіон. Крім активніших геотермальних зон для розміщення ГТЕУ в цих регіонах, останні мають

ще дві головні позитивні для розвитку геотермальної енергетики особливості, а саме розвиненість промисловості та найбільшу частину чисельності населення України, що підтверджують карти, наведені на рис. 3 і 4.

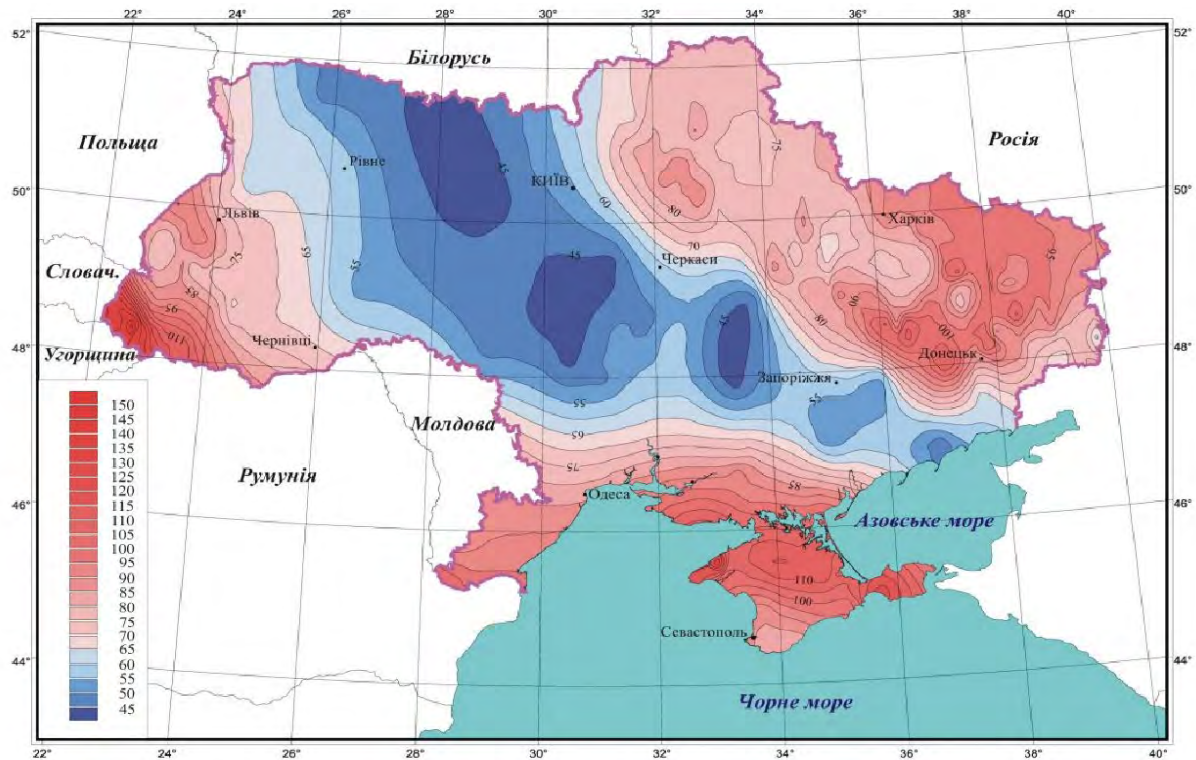


Рис. 1. Карта розподілу температур гірських порід на глибині 3000 м на території України [Національний..., 2007]

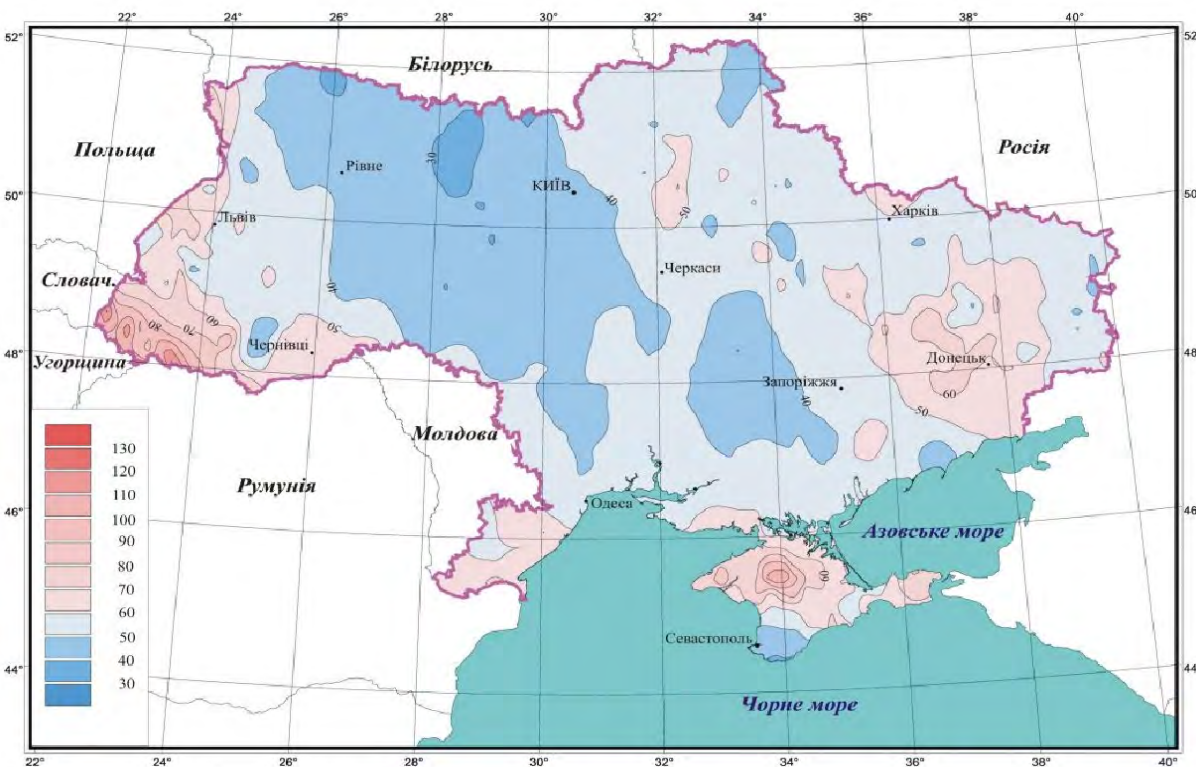


Рис. 2. Карта розподілу густини теплового потоку на території України [Національний..., 2007]

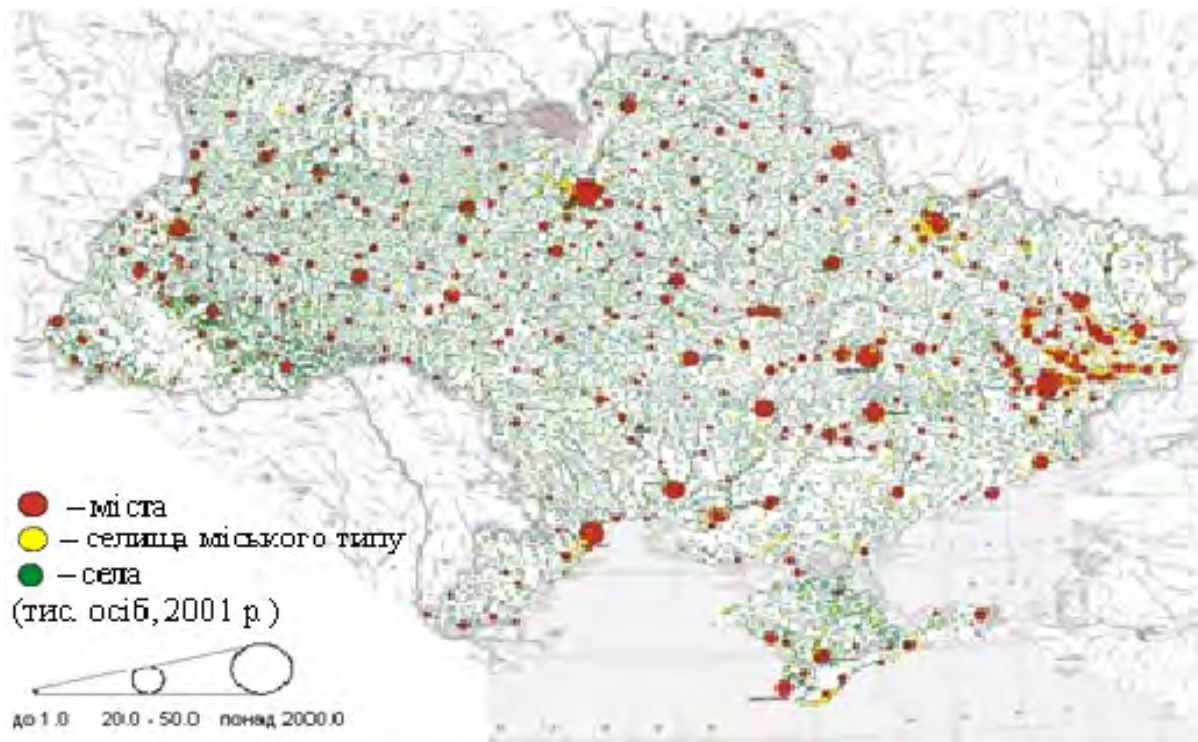


Рис. 3. Карта розподілу густоти населення на території України [Національний..., 2007]

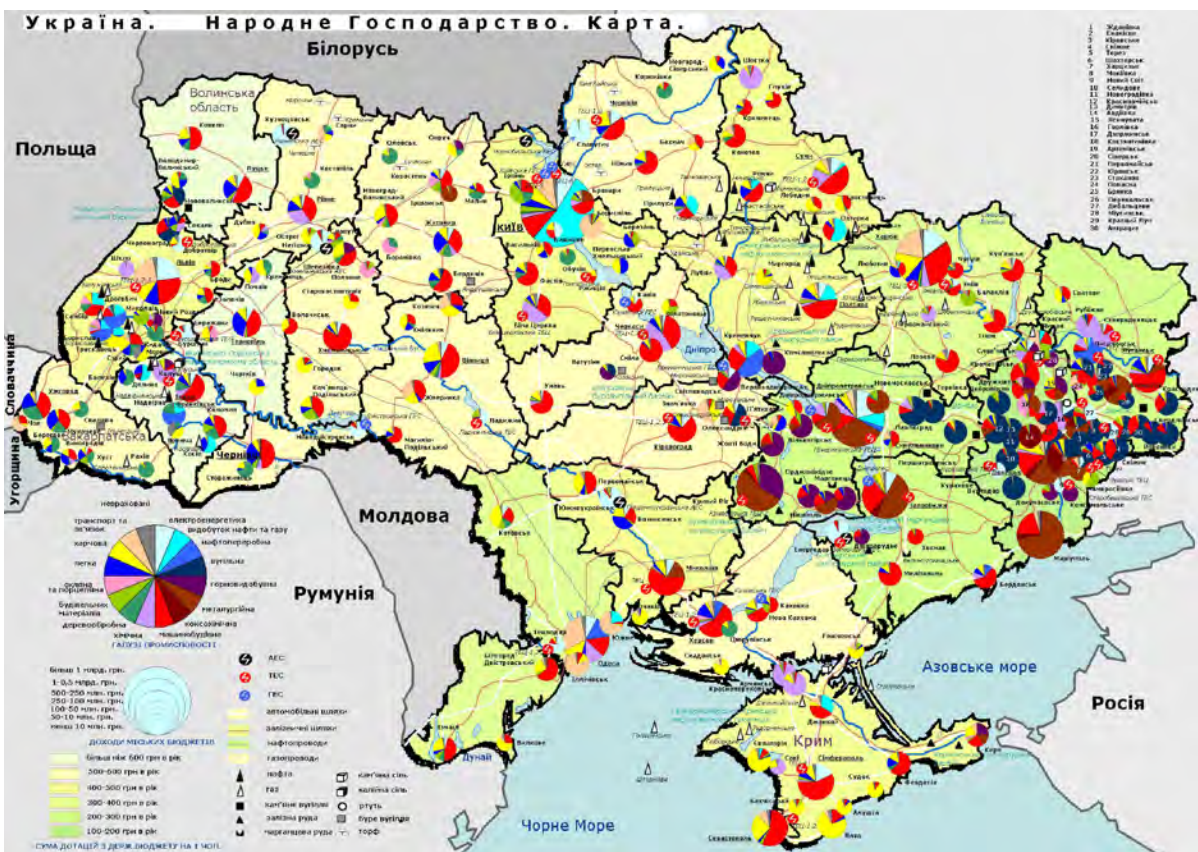


Рис. 4. Карта розподілу промисловості на території України [Національний..., 2007]

З наведеної інформації можна зробити такі висновки.

1. На сході України найперспективнішими регіонами щодо розвитку на їх території геотер-

мальної енергетики є: Луганська, Харківська, Донецька, східна частина Дніпропетровської області (близько 12 млн. ос.) з глибинами свердловин для ГТЕУ до 3000 м; західна частина Дніпропетров-

ської, Полтавська, Чернігівська та Сумська (близько 5,37 млн. ос.) області з глибинами свердловин для ГТЕУ до 3500 м.

2. На заході країни перспективні щодо розвитку геотермальної енергетики регіони: Львівська, Івано-Франківська, Чернівецька та Закарпатська області (близько 6,2 млн. ос.) з глибинами свердловин для ГТЕУ до 3000 м.

3. На півдні України перспективні для розвитку геотермальної енергетики області – Одеська, Миколаївська, Херсонська і весь Кримський півострів (приблизно 7,5 млн. ос.), де свердловини для ГТЕУ матимуть глибини до 3000 м.

4. Споживачами теплової енергії від найекономічніших ГТЕУ в наведених областях будуть 31 млн. ос.. Для іншого населення чисельністю 17 млн. ос. вартість ГТЕУ буде більшою, оскільки свердловини будуть мати більшу глибину (до 3500 м) і за однакових затрат на матеріали шляхом зменшення продуктивної теплової потужності кількість свердловин просто зростатиме, а термін окупності ГТЕУ в малоактивних геотермальних зонах збільшуватиметься.

Геолого-промислова задача – виконати геолого-промислово оцінку геотермальних ресурсів України:

1) виконати оцінку видобувних запасів теплової енергії екологічно ізольованими (закритими) технологіями;

2) виконати оцінку видобувних запасів теплової енергії екологічно ізольованими (відкритими) технологіями, зокрема на обводнених родовищах нафти і газу.

Фізико-технологічний аспект освоєння геотермальних ресурсів

Фізичні можливості генерації теплової енергії геологічним середовищем (ГС) у межах території України оцінюють з використанням інформації про розподіл теплофізичних параметрів ГС, що наведені на рис. 1 та 2, термокаротажних даних та даних досліджень температурних режимів у пробурених свердловинах.

Так, в [Національний..., 2007] зазначено таке: *Густина теплового потоку* – це кількість тепла, що виноситься з надр на поверхню за одиницю часу на одиницю площі. Вона вимірюється у мВт/м² і визначається як результат множення геотермічного градієнта у певному інтервалі глибин на теплопровідність порід цього інтервалу. На території України густина теплового потоку змінюється від 25–30 до 100–110 мВт/м². Температури на глибині 1 км змінюються від 20 до 70 °С, а на глибині 3 км – від 40 до 135 °С. Розподіл теплових потоків тісно пов'язаний з особливостями геологічного розвитку регіонів та їх тектонікою. *Глибинний тепловий потік* (ГТП) визначається як спостережений тепловий потік, відкоригований з урахуванням численних близьких до поверхні

впливів: палеоклімату, руху підземних вод із вертикальною складовою, геологічних структур, що зумовлюють негоризонтальне залягання поверхонь розділу порід із різною теплопровідністю, молодих насувів, накопичення молодих осадових відкладів тощо. Карта ГТП показує розподіл його фонових (35–50 мВт/м²) і аномальних (60–130 мВт/м²) величин на території України.

Однак виконані дослідження регіональних можливостей геотермальних зон з підвищеними температурними градієнтами генерувати теплову енергію, основані на даних досвіду буріння свердловин на нафту і газ з глибиною понад 3000 м, показують, що теплові потоки є більшими, і питаннями освоєння геотермальних ресурсів на Україні слід займатися активніше, ніж це роблять установи сьогодні.

Так, з досвіду буріння свердловин у регіонах з підвищеною геотермальною активністю (на сході та заході країни) відомо, що глинистий буровий розчин (б/р) на водній основі густиною $\rho_p = 1500 \text{ кг/м}^3$ в процесі циркуляції обсягом $w = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$ під час промивання свердловини виходить нагрітим з свердловини до температури, яка коливається в межах $T_{\text{вх}} = 30 \div 60 \text{ }^\circ\text{C}$, а на вибої $L = 3500 \text{ м}$ б/р, рухаючись у бурильних трубах, нагрівається до температури $T_{\text{виб}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ при вхідній температурі $T_{\text{ex}} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$. Цей факт дає змогу оцінити середню густину теплового потоку від стінок бурильної колони (БК) до б/р масою $m = 30 \text{ кг}$, що рухається в БК від устя до вибою, за такою формулою

$$n_p = \frac{\Delta U_p}{t_{\text{ом}} \cdot S_{\text{ом}}} = c_p \rho_p \frac{d}{4} \cdot \Delta T \cdot \frac{V}{L}, \quad (1)$$

де $\Delta U_p = mc_p \Delta T$ – зміна внутрішньої енергії б/р від устя до вибою, Дж; $S_{\text{ом}} = \pi d V t_0$ – площа внутрішніх стінок БК, що нагріває б/р, м²; $t_0 = 1$ – одиниця часу, с; $t_{\text{ом}} = L/V$ – час руху б/р у БК від устя до вибою, с; $V = w/s_{\text{ом}}$ – швидкість руху б/р у БК, м/с; $s_{\text{ом}} = \frac{\pi d^2}{4}$ – площа перетину БК, м²; $c_p = 2190$ – питома теплоємність б/р, Дж/кг⁰С; $\Delta T = T_{\text{виб}} - T_{\text{ex}}$ – температура нагрівання б/р, °С; $m = \rho_p w \cdot t_0$ – маса б/р, що рухається від устя до вибою, кг; $d = 0,12$ – внутрішній діаметр БК, м.

За формулою (1) густина теплового потоку дорівнює

$$n_{p1} = 2190 \cdot 1500 \cdot \frac{0,12}{4} \cdot (100 - 18) \cdot \frac{1,77}{3500} = 4,1 \text{ кВт/м}^2,$$

а за визначенням [Національний..., 2007] густина теплового потоку на вибої

$$\tilde{n}_{p1} = \frac{T_{воб} - T_{вх}}{L} \cdot \lambda = \frac{100 - 18}{3500} \cdot 2,5 = 0,059 \text{ Вт/м}^2,$$

де $\lambda = 2,5$ – теплопровідність ГС, Вт/м⁰С.

Внутрішня енергія на виході з БК на вибої дорівнює

$$\Delta U_p = 2190 \cdot 30 \cdot [100 - 18] = 5,4 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

А оскільки ця енергія видається б/р з БК щосекунди, то загальна потужність теплового потоку від ГС до всього б/р, що міститься у просторі БК у кількості 40 м³ (масою 60000 кг), становить 5,4 МВт.

Ставляться дві науково-технічні задачі:

перша – пояснити реальну середню густину теплового потоку 4,1 кВт/м²;

друга – підняти на поверхню теплову енергію в кількості більш ніж 5,4 МДж, оскільки на сьогодні на усті вільна теплова потужність б/р з температурою 47⁰С тільки на рівні

$$\Delta N_p = c_p \cdot m \cdot (T_{вх} - T_{вх}), \text{ Дж} \quad (2)$$

$$\Delta N_p = 2190 \cdot 30 \cdot [47 - 18] = 1,9 \text{ МДж.}$$

Аналіз залишеної у свердловині геотермальної енергії кількістю близько 4 МВт, що зосереджується в замкненому процесі теплообміну між тим б/р, що опускається, і тим б/р, який піднімається вгору попри стінки бурильної колони під час промивання свердловини, дозволив розробити модель ГТЕУ і технологію спорудження геотермальних свердловин, за якою можна отримувати на земній поверхні енергоносії із заданою температурою.

На рис. 5 наведено теоретичні та експериментальні характеристики розподілу температур у б/р під час його циркуляції у свердловині № 189 Карадаг [Кулиев і др., 1968] з глибиною вибою L=3765 м. Термометрія зареєструвала встановлену температуру б/р: на вибої $T_{pm} = 85^{\circ}\text{C}$ після спуску колони, а після промивання свердловини температура на вибої встановилася $\tilde{T}_{pm} = 70^{\circ}\text{C}$, на усті $T_{p-6m} = 18^{\circ}\text{C}$ у бурильних трубах і $T_{p-om} = 33^{\circ}\text{C}$ в обсадних трубах після промивання.

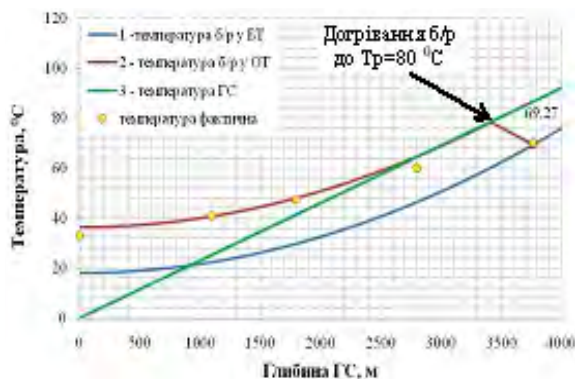


Рис. 5. Характеристики розподілу температур у просторі бурильних трубах (БТ) і обсадних трубах (ОТ) під час прямої циркуляції б/р у кількості 0,02 м³/с

Враховуючи параметри глинистого б/р: густину $\rho_p = 1500 \text{ кг/м}^3$; питому теплоємність $c_p = 2190 \text{ Дж/кг}^{\circ}\text{C}$; коливання продуктивності бурових насосів $w = 0,02 \div 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$ (розглянуто мінімальну продуктивність); встановлену температуру його на вибої $T_p = 70^{\circ}\text{C}$ і температуру на усті в БК

$T_{p-6m} = 18^{\circ}\text{C}$ під час промивання свердловини; геотермальний температурний градієнт ГС $\chi_1 = 0,0221^{\circ}\text{C/м}$, можна оцінити на стінках БК фактичну густину геотермального теплового потоку, що нагріває б/р у БТ на

$$\Delta T_1 = [T_p - T_{p-6m}] = [70 - 18] = 52^{\circ}\text{C},$$

який щосекунди на вибої передає у міжтрубний простір теплову енергію у кількості

$Q_p = c_p \rho_p w \Delta T_1 \cdot t_0 = 2190 \cdot 1500 \cdot 0,02 \cdot 52 \cdot 1 = 3,4 \text{ МДж}$, або 3,4 МВт. Тоді за формулою (1)

$$n_{p2} = 2190 \cdot 1500 \cdot \frac{0,12}{4} \cdot \frac{[70 - 18]}{3765} \cdot 1,77 = 2,4 \text{ кВт/м}^2.$$

Для температурного градієнта $\chi_2 = 0,033^{\circ}\text{C/м}$, характерного для активних геотермальних зон України, тепловий потік від ГС до цього б/р становить

$$N_{p2} = c_p \rho_p w (\chi_2 L - T_{p-6m}),$$

$$N_{p2} = 2110 \cdot 1500 \cdot 0,02 \cdot [0,033 \cdot 3765 - 18] / 1 \approx 6,725 \text{ МВт.}$$

Для температурного градієнта $0,033^{\circ}\text{C/м}$ загальний тепловий потік від ГС до енергоносія – води густиною $\rho_B = 1000 \text{ кг/м}^3$ на проектній глибині $L = 3500 \text{ м}$ становить

$$N_B = c_B \rho_B w (\chi_2 L - T_{p-6m}),$$

$$N_B = 4190 \cdot 1000 \cdot 0,02 \cdot (0,033 \cdot 3500 - 18) \approx 8,17 \text{ МВт.}$$

Збільшення діаметра обсадних труб від 299 мм до 377 мм збільшить площу теплообміну в свердловині в 1,26 разу, тобто середня потужність ГТЕУ на глибинах 3500 м становить

$$N_{GT} = N_B \cdot 1,26,$$

$$N_{GT} = 8,17 \cdot 1,26 = 10,3 \text{ МВт.}$$

Враховуючи тепловий еквівалент від спалювання 1 м³ газу (32500 кДж/м³), ГТЕУ дорівнює газовій свердловині продуктивністю 27,4 тис. м³ за добу (для порівняння: середній дебіт газової свердловини в Україні близько 20 тис. м³/добу).

Техніко-технологічний аспект освоєння геотермальних ресурсів

Спорудження ГТЕУ починається із землевідведення і підготовки ділянки для встановлення на ній бурової установки з необхідним комплектом обладнання в межах площі 1 га. Оскільки геотермальні свердловини на потужність, більшу за 5 МВт, вимагають збільшення діаметрів труб для заданої глибини $L = 3000 - 3500 \text{ м}$, то раціонально використати наявний буровий інструмент для буріння свердловин за конструкцією: (напрявлення – кондуктор – обсадна колона – експлуатаційна колона)

$$\text{Напр.} \left[\frac{\varnothing 590}{\varnothing 508} / L: 25 \right] \parallel \text{Конд.} \left[\frac{\varnothing 540}{\varnothing 478} / L: 1000 \right] \parallel$$

$$\parallel \text{OK} \left[\frac{\varnothing 445}{\varnothing 377} / L: 3500 \right] \parallel \text{EK} [\varnothing 150 / L: 3500]$$

Досвід буріння у різних частинах світу глибоких і надглибоких свердловин з аналогічними конструкціями висвітлено у роботі [Булатов и др., 1979], зокрема, і в Україні, де свердловини бурили буровими установками (б/у) типів Уралмаш 3Д, Уралмаш 4Е вантажопідйомністю 225 тонн.

Для спорудження геотермальних свердловин на потужність близько 10 МВт в роботі [Карпенко и др., 2007] автори запропонували комплектацію

силових агрегатів бурових установок 6-го класу, наведену на рис. 6.

Оскільки загальні та щорічні обсяги буріння геотермальних свердловин дорівнюватимуть і навіть перевищуватимуть фонд експлуатаційних газових свердловин, то використання б/у 6-го класу, парк яких в Україні налічує 120 од., і якими буряться свердловини на нафту і газ, зростає мінімум удвічі. До того ж основними характеристиками наявного парку б/у 6-го класу є: зношеність б/у на 80 %; моделі б/у морально застарілі, всі вони іноземного виробництва, а поступово замінюючи їх, можна успішно використовувати запропоновані силові агрегати КБО-250/300 для буріння свердловин на нафту і газ завглибшки до 5000 м.

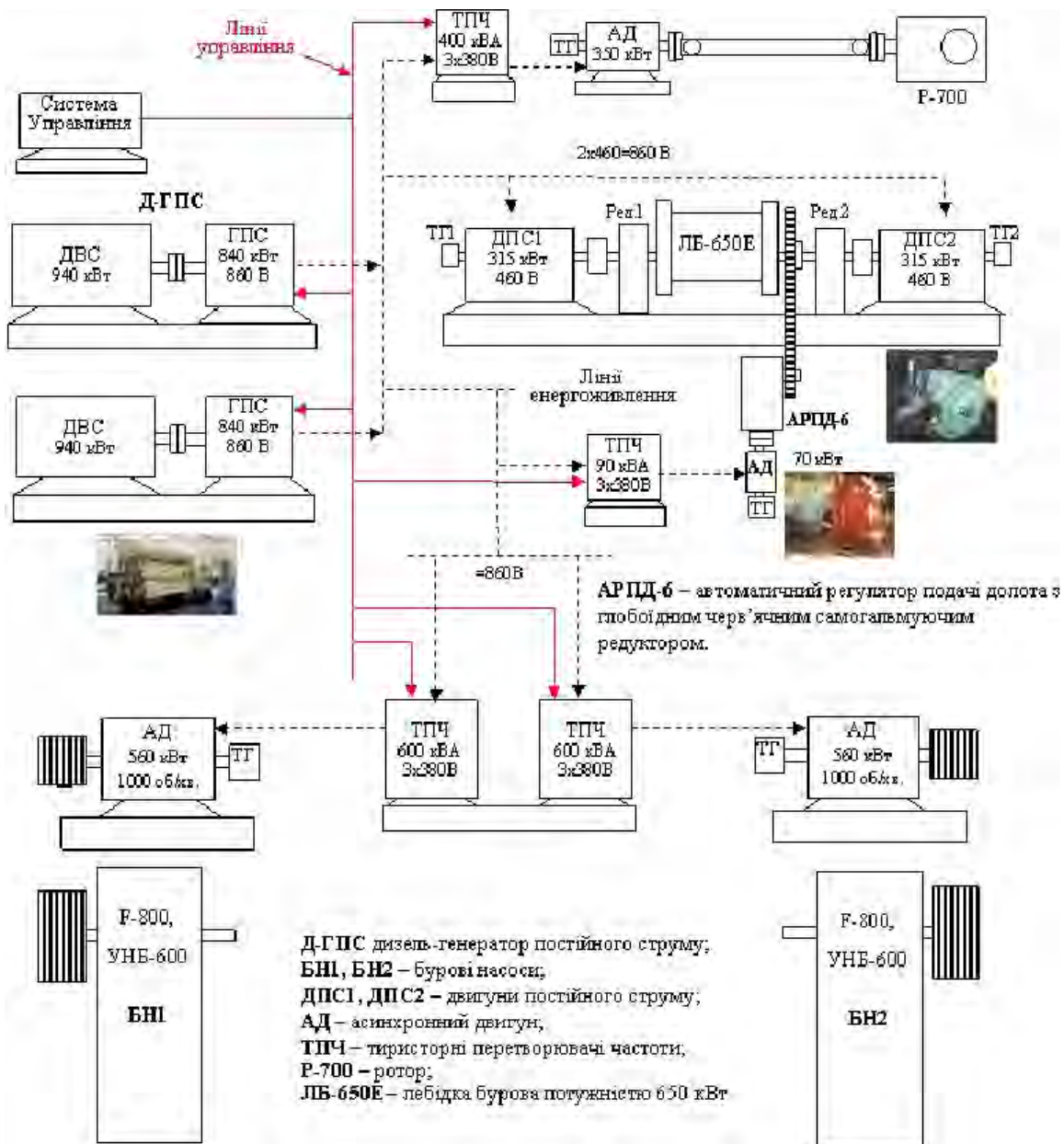


Рис. 6. Комплект силового бурового обладнання для спорудження геотермальних свердловин (б/у типу КБО-250/300 – комплект бурового обладнання номінальною вантажопідйомністю 250 тонн і максимальною 300 тонн)

Особливостями конструкції моделі КБО-250/300 є те, що більшість силових агрегатів виготовляють в Україні, а лебідка типу ЛБ-650Е забезпечує абсолютну надійність роботи з обсадними і бурильними колонами завдяки використанню у її складі АРПД-6 – автоматичного регулятора подачі долота з глободним черв'ячним самогальмівним редуктором. В імпортних і вітчизняних (м. Стрий, з-д “Діскавери – бурове обладнання”) сучасних моделях б/у в складі АРПД використовують циліндричні редуктори і механізм подачі працює за системою Г-Д з динамічним гальмуванням, що не відповідає абсолютній надійності.

Функціональними особливостями моделі КБО-250/300 є автоматизоване управління і оптимізація процесу буріння, що забезпечує необхідну вертикальність стовбура свердловини, збільшену в 1,5–1,8 разу стійкість доліт (PDC) на вибої за рахунок АРПД-6, мінімальну вартість 1 м буріння [Дудля та ін., 2005].

Економічними особливостями моделі КБО-

250/300 є те, що складові частини лебідки ЛБ-650Е разом з силовим і допоміжним приводами серійно виробляються в Україні, що забезпечує швидке виготовлення конструкції за мінімальні кошти. Тільки бурові насоси є покупними виробами на міжнародному ринку бурового обладнання. Вартість моделі КБО-250/300 у 3–4 рази менша за вартість аналогів на ринку б/у такого класу. Основні складові вартості ГТЕУ наведено у табл. 1.

Використання теплової енергії від ГТЕУ для генерації електричної енергії має теж реальну соціально-економічну перспективу, незважаючи на малий ККД теплоелектричних елементів (3÷5 % для температур до 120 °С і 6÷8 % для температур до 250 °С), оскільки в теплий сезон геотермальна енергія може переходити на максимальну генерацію електричної енергії.

У табл. 2, як приклад, наведено теплоелектричні модулі (ТЕМ) виробництва всесвітньо відомої фірми KRYOTHERM, які можна використовувати в ГТЕУ для перетворення теплової енергії на електричну.

Таблиця 1

Вартість складових частин ГТЕУ

№ з/п	Складова витрат	Одиниця вимірюв.	Кількість	Вартість, тис. грн.	Загальна вартість, тис. грн.
1	Обсадні труби	тонна	350	50	17500
2	Експлуатаційні труби	тонна	80	50	4000
3	Час СПО	год.	3000	3,5	10500
4	Метр буріння	метр	3500	7,5	26250
5	Матеріали	ум. од.	500	10	5000
6	Термоелементи	дес. шт.	258	752	1552
7	Загалом				64800

Таблиця 2

Технічні дані та вартість теплоелектричних модулів Пельтье (станом на 17.02.2006 р.)

Q max, Вт	U max, В	I max, А	ΔT max, °С	Модуль	Ціна (USD)	
					за 1–9 шт.	за 30–24 шт.
36	16,1	3,6	71	SNOWBALL-71	13,0	11,1
65	16,7	6,3	74	FROST-74	17,9	15,5
80	16,1	8,0	71	HAIL-71	24,9	21,0
120	24,6	7,9	69	DRIFT-1,15	28,5	24,5
223	15,5	23,4	68	TB-127-2,2-0,95	62,5	53,0
310	24,6	20,6	69	TB-199-2,0-0,9	75,2	69,5

Компанія Komatsu [Хиромаса и др., 2009] виготовляє ТЕМ з ККД більше ніж 8 % для температур гарячої сторони 270 °С (див. рис. 7).

Робота фірми “СмС тензотерм Рус” зосереджена на створенні первинних напівпровідникових перетворювачів на основі сульфиду самарію (СмС), що підвищує ККД ТЕМ у 2–3 рази. Вже нині цей показник наближається до 40–50 % [Каминский и др., 2006; Messerle et al., 2003]. На рис. 8 наведено порівняльні характеристики ККД найкращого ТЕМ, оснований на ефекті Зеебека, ТЕМ Bi-Te і на основі властивостей сульфиду самарію.

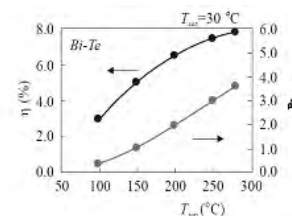


Рис. 7. Термоелектричний модуль Bi-Te компанії Komatsu: а – зовнішній вигляд; б – характеристики вихідної потужності, ККД залежно від температури гарячої сторони

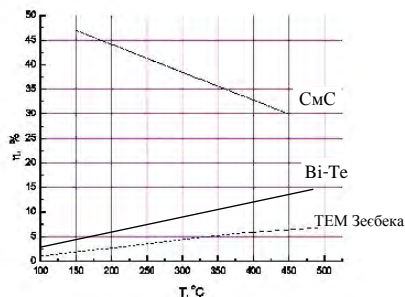


Рис. 8. Характеристики ККД залежно від температури гарячої сторони для сучасних промислових TEM (нижня характеристика) і TEM на основі СмС

Наведені вище матеріали дають змогу поставити такі наукові й техніко-технологічні задачі:

перша – розроблення технології буріння геотермальних свердловин збільшених діаметрів;

друга – розроблення технічних засобів передавання на поверхню і прямого перетворення теплової енергії на електричну;

третя – розроблення технологій ефективного використання геотермальної енергії на земній поверхні – збільшення ККД TEM.

Прикладом одного з можливих сьогодні розв'язків третьої задачі може бути спільне використання ГТЕУ з міні-піролізними плазмопаровими установками [Плазменная..., 2012; Messerle et al., 2003], питомі електричні витрати яких ~3 кВт-год/кг і перетворюють (при температурі 1000÷2000 °C) 90 % вугілля з теплотворністю до 28 МДж/кг (Україна видобуває 82 млн. тонн вугілля на рік [Messerle et al., 2003]) на синтез-газ (синтетичний метан) теплотворністю до 16 МДж/м³, виділяють 50 % теплової променевої енергії зі зменшеним викидом шкідливих речовин у довкілля. Плазматрон нагріває поверхню до температур понад 1000 °C, що реально підвищує ККД генерації електроенергії TEM до 25÷30 %.

Оскільки будівництво нових житлових комплексів з автономним теплом, будинків, басейнів, теплиць передбачає буріння куца геотермальних свердловин, то після створення перших двох ГТЕУ потужністю до 10 МВт з сумарною електричною енергією 1 МВт (для сучасних TEM з ККД 5 %), наступні свердловини буритимуться з використанням електроенергії від ГТЕУ.

Економічний аспект освоєння геотермальних ресурсів

Однією з основних проблем української економіки є висока енергоємність ВВП, що, за даними Міжнародного енергетичного агентства, становить 0,546 кг нафтового еквіваленту на 1 дол. США. Цей показник в 2,6 рази перевищує рівень енергоємності ВВП розвинених країн світу (0,21 кг на 1 дол. США) [Галузева..., 2009; Key..., 2001].

Наявна енергетична **стратегія** в Україні – пошук, розвідка, видобування, постачання для **спалювання газу, вугілля, мазуту та інших природних ресурсів у теплокомунальному господарстві – не змінюється** з заміною вказаного палива на біо- і рослинне паливо, що: по-перше, **забруднює довкілля**; по-друге, вироблення енергетичної сировини для енергоспоживання не **зменшує енергоємність ВВП**; і по-третє, таке використання енергоресурсів залишається **небезпечним** для здоров'я людини.

Економічна ефективність геотермальної енергетики для України у цій статті переважно оцінюється порівнянням відношень кількості генерованої теплової енергії до витрат на генерацію цієї енергії за рахунок споживання газу (у.п. взагалі) у теплокомунальному господарстві. Це пояснюється тим, що ця сфера соціально-орієнтованої економіки найважливіша для захисту здоров'я населення та економіки держави через залежність від імпорту енергетичної сировини та фінансового капіталу на реформування фізично зношених і морально застарілих основних засобів генерації і передавання тепла для житлових і адміністративних будинків, і потребує загальної реконструкції і реформування.

Економічний стан та його зміна у сфері теплової енергетики в Україні визначається такими основними показниками.

Джерела теплової енергії

1. Геологічні умови, з великими геотермальними ресурсами у густонаселених областях країни, характеризуються градієнтами температур 0,03÷0,05 °C/м і теплопровідністю гірського масиву (вапняк тонкозернистий є основним літотипом гірської породи на сході країни у межах глибин від 3000 до 3500 м).

Відсутні витрати на пальне.

2. Паливо, зокрема природний газ в обсязі 8,5÷10 млрд. м³ [Key..., 2001; Шевцов та ін., 2010], видобувається і спалюється у 82 % котельнях, що наведені у табл. 3 і генерують теплову енергію, з якої 2,1 млрд. м³ [Шевцов та ін., 2010] витрачається під час її транспортування до споживача, загальна ситуація з використання палива для генерації теплової енергії в Україні. Собівартість теплової енергії [Шевцов та ін., 2010] – 35×10⁹ грн., а витрати населення на неї дорівнюють

$$686 \times 10 \times 10^6 = 6,86 \times 10^9 \text{ грн.}$$

Встановлена потужність котельень – в межах 3÷12 МВт [Рекомендації..., 2009].

Вартість природного газу в Україні становить 100÷400 дол. США за 1000 м³, або 800÷3200 грн. за 1000 м³ (курс: 8 грн за 1 дол. США) [Про затвердження..., 2010а, 2010б].

Техніка генерації і перетворення теплової енергії

3. Наявність вітчизняного важкого машинобудування, що виготовляє всі необхідні технічні засоби для споруджування глибоких геотермальних свердловин для ГТЕУ з потужністю теплової енергії 5÷14 МВт/св.

4. Наявність вітчизняного електронного машинобудування, здатного виготовляти ТЕМ для ГТЕУ на потужність 0,45÷0,9 МВт/св з ККД 7÷9 %, у перспективі з ККД 40÷50 %.

5. Наявна теплогенераторна технологія, основана на використанні котелень, наведених у табл. 3, має: технологічний ККД на рівні 40÷50 %, який складається з ККД генерації теплової енергії у газових котельнях 65÷72 % і ККД її постачання до споживача 65÷82 % (втрати 18–35 %) [Шевцов та ін., 2010; Рекомендації..., 2009].

Таблиця 3
Генератори теплової енергії в Україні
[Рекомендації..., 2009]

№ з/п	Кількість котелень	Загальна	Міста	Села
1	Загальна	26938	17219	9719
2	На газі	16103	11603	4500
3	На твердому паливі	9979	5106	4837
4	На рідкому паливі	708	429	279
5	Кількість котлів	65161	46543	18618
6	Кількість котлів, старших за 20 років	15641	12308	3333
7	Сумарна потужність Гкал/год	145920	127291	18629

Ринок споживання теплової енергії.

Цей ринок оцінюється так [Енергетична...]:

6. Будинки житлового фонду (діючий і проєктний), побудованого у 60–70-ті роки, оцінено у 72 млн. м² [Шевцов та ін., 2010] або 216 млн. м³.

7. Будинки адміністративного фонду оцінено у 57,3 млн. м² [Шевцов та ін., 2010], або 172 млн. м³.

З урахуванням [Теплотехника, 1976, с. 358], для створення температури +25 °С (при -20 °С зовнішнього повітря) у квартирі загальним об'ємом W=300 м³ необхідні витрати теплової енергії за 1 с для різниці температури ΔT=25+20=45 °С у кількості

$$N_{GT} = q \frac{W \Delta T}{t} = 0,49 \frac{300(25 + 20)}{1} \approx 6,6 \text{ кВт},$$

тобто за сезон (3600·24·180=15,55·10⁶ с) для нормального теплового режиму в будинку на 1 м³ потрібно

$$Q = 6,6 \cdot 10^3 \cdot 15,55 \cdot 10^6 / 300 = 102,6 \text{ ГДж/м}^3.$$

Оплата 172+216=388 млн. м³ за відповідними цінами 211,9 грн/1 ГДж [Постанова..., 2011] та 50 грн/ГДж становитиме

$$(172 \cdot 211,9 + 216 \cdot 50) \cdot 10^6 = (36,45 + 10,8) \cdot 10^9 = 47,25 \times 10^9 \text{ грн.}$$

8. Сільське господарство. Тваринництво і рослинництво

У структурі енергоспоживання тваринницьких ферм [Корчемний, 2001] частка прямих енерго-

витрат на створення та підтримання оптимального мікроклімату в приміщеннях становить 40–90 %. Так, загальна енергоемність утримання цілий рік корови на фермі традиційного типу становить 30578,9 МДж/рік, а на комплексно-механізованій – 30492,2 МДж/рік, що еквівалентно близько 1000 м³/гол./рік [Корчемний, 2001]. На вирощування молодняка великої рогатої худоби до загального енергоспоживання додаються ще 70 %. Загальна кількість голів великої рогатої худоби сягає 6,95 млн. голів, свині – 6,46 млн. голів [Енергосберегающее..., 2004]. Енергоспоживання для виробництва свинини і яловичини відрізняється мало. Загальне споживання газу оцінюється рівнем

$$1000 \cdot (6,95 + 6,46) \cdot 10^6 = 13,41 \text{ млрд. м}^3/\text{рік},$$

а з урахуванням молодняка 22,8 млрд. м³/рік.

У структурі птахівництва нараховано близько 230 млн. голів (за даними Інституту птахівництва НААН у 2011 р.). На одну голову витрачається 50 МДж/рік теплової енергії і 5–8 МДж електричної [Енергосберегающее..., 2004; Мікроклімат..., 1986]. Загальне споживання газу сягає

$$230 \cdot 10^6 \cdot 50 \cdot 10^6 / (32,5 \cdot 10^6) = 353,8 \text{ млн. м}^3/\text{рік}.$$

У собівартості овочевих культур, вирощуваних у зимових теплицях, витрати на обігрів і електроенергію сягають 60–70 %. Загальна площа теплиць в Україні – 5–6 тис. гектарів [Ткач, 2009]. Залежно від конструкції теплиць річні витрати газу коливаються на рівні 50–80 м³/м². Витрати газу 80·6·10⁷=4,8 млрд м³/рік.

НКРЕ постановою від 30.04.2010 р. № 517 затвердила граничний рівень ціни на природний газ на рівні 1992,80 грн. за 1000 м³, а постановою від 30.11.2010 р. № 1590 на рівні 2187,20 грн. за 1000 м³. Ціну визначено без урахування ПДВ.

Вартість необхідної теплової енергії для тваринництва і рослинництва становить

$$2187,20 \cdot (13,41 + 0,7 \cdot 13,41 + 4,8 + 0,3538) \cdot 10^6 = 61,13 \cdot 10^9 \text{ грн./рік.},$$

а кількість спалюваного газу дорівнює

$$29,95 \text{ млрд. м}^3.$$

Економіка генерації теплової енергії ГТЕУ

9. Підсумовуючи наведені вище розрахунки, можна надати загальну економічну оцінку ринку споживання теплової енергії для заміни її геотермальною енергетикою в Україні, у грошовому еквіваленті на рівні

$$(35 + 61,13) \cdot 10^9 \approx 100 \text{ млрд. грн.},$$

газовому еквіваленті

$$(10 + 29,95) \cdot 10^9 \approx 40 \text{ млрд. м}^3,$$

енергетичному еквіваленті

$$40 \cdot 10^9 \cdot 32500 \cdot 10^3 \approx 1,3 \cdot 10^{18} \text{ Дж.}$$

Витрати на теплову енергію становлять близько 8 % ВВП України.

(За результатами 2011 р. КМУ визначив ВВП України на рівні 1,25 трлн. грн.)

10. Оцінку вартості спорудження свердловини для ГТЕУ виконано за аналогією з газовою свердловиною глибиною до 3500 м з урахуванням технічних особливостей для перетворення геотер-

мальної енергії на інші види енергії. Вартість (вибрана максимальна) ГТЕУ потужністю близько 5÷14 МВт становить 6÷8 млн. дол. США. За рік ця ГТЕУ надасть теплової енергії на рівні

$[5\div 10] \cdot 10^6 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 \approx [1,57\div 3,15] \cdot 10^{14}$ Дж,
тобто кількість геотермальних свердловин на рівні 4200÷8400 шт., або у грошовому еквіваленті (8 грн./1дол. США):

для глибин 3500 м:

$[4200\div 8400] \cdot 8 \cdot 8 \cdot 10^6 \approx 270\div 540$ млрд. грн.

для глибин 3000 м (рис.1):

$[4200\div 8400] \cdot 6 \cdot 8 \cdot 10^6 \approx 200\div 400$ млрд. грн.

Максимальні вартості відносяться до свердловин з геологічними умовами: сухі гірські породи з мінімальним геотермальним температурним градієнтом 0,03 °С/м.

11. Термін спорудження геотермальної свердловини (за аналогією з газовою) прогнозується на рівні 6–8 місяців.

12. Виконані дослідження [Плазменная..., 2012; Messerle et al., 2003; Экономическая..., 2009; Стогній та ін., 2011] стосовно використання у складі ГТЕУ піролізних плазмоводних установок, показали, що цілком можливо:

- використовувати ТЕМ з ККД 20 %;
- отримувати синтез-газ за ціною вугілля;
- одержувати теплову енергію для обігріву, освітлення і газифікації будинків.

Виконано першу економічну оцінку з освоєння геотермальних ресурсів, що дає змогу поставити такі науково-промислові задачі:

перша – виконати техніко-економічні дослідження стосовно промислової оцінки освоєння геотермальних ресурсів;

друга – виконати нормативно-фінансову підтримку з освоєння геотермальних ресурсів.

Висновки

1. Геотермальна енергетика України здатна забезпечити всіх мешканців, що проживають на її території, а також тваринництво і рослинництво тепловою та електричною енергією у повному обсязі з одноразовими витратами на створення ГТЕУ в обсязі **200÷400 млрд. грн.** проти нинішніх щорічних витрат на неї в обсязі **100 млрд. грн.** Причому кожна наступна для ТЕМ з ККД близько 4 % геотермальна свердловина після витрат на створення перших трьох ГТЕУ стає окупною за один рік. Звільнений від спалювання газ спрямовується на випуск термоізолявальних матеріалів для заміни теплових мереж тощо.

2. Геотермальна енергетика змінює державну стратегічну парадигму – **економія енергетичних ресурсів**, що спалюються, яка стримує розвиток суспільства, на протилежну – **збільшення споживання теплової та електричної енергії**, що надає суспільству світло, тепло, чисту воду і повітря, а після досягнення окупності – малозатратне її споживання (тільки невеликі експлуатаційні витрати), і спрямована безпосередньо на розвиток суспільства.

Література

- Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев О.А. Проектирование конструкций скважин. – М.: Недра, 1979. – 280 с.
- Каминский В.В., Голубков А.В., Казанин М.М., Павлов И.В., Соловьёв С.М., Шаренкова Н.В. Термоэлектрический генератор (варианты) и способ изготовления термоэлектрического генератора. – Заявка на изобретение № 2005120519/28 от 22.06.2005, положительное решение от 16.06.2006.
- Галузева програма енергоефективності та енергозбереження на період до 2017 р. Наказ Міністерства промислової політики України № 152 від 25.02.2009 р.
- Дудля М.А., Карпенко В.М., Гриняк О.А. Цзян Гошен. Автоматизація процесу буріння. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. – 2005. – 207 с.
- Енергетична стратегія України до 2030 року – <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>
- Енергозбереження у житловому фонді: проблеми, практика, перспективи: Довідник / “НДІпроектреконструкція”, Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2006. – 144 с.
- Зінь Е.А. Регіональна економіка. Підручник. – К.: Професіонал, 2007. – 528 с.
- Карпенко В.Н., Эсауленко В.А., Никорюк Н.С. Концепция построения главного привода подъемного агрегата буровой установки б класса с лебедкой ЛБ-650Е // Збірник наук. праць ДонДТУ. Серія електротехніка і енергетика. – Донецьк: ДонДТУ, – 2007. – Вип. 7/128. – С. 279–284.
- Кепко О.І. Енергозберігаючі режими роботи замкнутої системи опалення та вентиляції теплиць: дис... канд. техн. наук: Уманський держ. аграрний ун-т. – К., 2005. – 193 с.
- Корчемний М. та інш. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. – Тернопіль: 2001. – 657 с.
- Кулиев С.М., Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Температурный режим бурящихся скважин. – Недра. 1968. – 186 с.
- Микроклимат животноводческих и птицеводческих зданий: Расчет и проектирование / Ю.М. Прыгунов, В.А. Новак, Г.П. Серый. – К.: Будівельник, 1986. – 80 с.
- Національний Атлас України. – К.: ДНВП “Картографія”, 2007. – 440 с.
- Плазменная газификация угля – <http://www.teplosoyuz.com/ru/technology/Sintesgas/plasma%203.html>
- Постанова № 104 від 30.09.2011, Національна комісія регулювання ринку комунальних послуг України.
- Про затвердження граничного рівня ціни на природний газ для промислових споживачів та ших суб’єктів господарювання (затверджено

- постановою НКРЕ України № 517 від 30.04.2010) // Інформаційний бюлетень НКРЕ № 5. – 2010.
- Про затвердження граничного рівня ціни на природний газ для промислових споживачів та інших суб'єктів господарювання (затверджено постановою НКРЕ України № 1590 від 30.11.2010) // Інформаційний бюлетень НКРЕ №12. – 2010.
- Рекомендації Міністерства промислової політики України місцевим органам виконавчої влади щодо їх участі в реалізації інвестиційних проєктів з використанням альтернативних видів палива. 04.03.2009 р. – К. – 44 с.
- Стогній О.В., Макаров В.М., Каплін М.І. Потенціал видобутку вугілля в Україні // Проблеми загальної енергетики. – 2011. – Вип. 2 (25). – С. 11–16.
- Міністерство енергетики та вугільної промисловості України – <http://mpe.kmu.gov.ua>
- Теплотехника / Швец И.Т., Толубинский В.И., Алабовский А.Н., Кираковский Н.Ф., Недужий И.А., Пивоваров Л.А. – изд. 3-е, доп. и перераб. – К.: Вища школа. – 1976. – 520 с.
- Ткач А. Огляд ринку скляних теплиць України. Нова ера в захисті рослин // Сингента, № 20 листопад-грудень, 2009. – С. 10–12.
- Хиромаса Т. Кайбе, Икуто Аояма, Сейджироу Сано. Компания Комацу и её деятельность // Термоэлектричество –2009. – № 1. – С. 61–70.
- Шевцов А.І., Бараннік В.О., Земляний М.Г. та ін. Стан та перспективи реформування системи теплозабезпечення в Україні. Аналітична доповідь. – Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень, м. Дніпропетровськ. – 2010. – 66 с.
- Экономическая эффективность плазмохимической переработки угля – <http://tbc-inv.ru/tech/2009-09-25-09-56-56>
- Энергосберегающее оборудование для обеспечения микроклимата в животноводческих помещениях: науч. аналит. обзор. / Мишуров Н.П., Кузьмина Т.Н. – М.: Росинформагротех, 2004. – 93 с.
- Key World Energy Statistics. International Energy Agency. – 2001 Edition.
- Messerle V.E., Ustimenko A.B., Karpenko E.I. Plasma-energy Technologies for Improvement and Economy Indexes of Pulverized Coal Incineration and gasification.– The Proceedings of the 28-th International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel systems. // Clearwater, Florida, USA. – Published by U.S. Department of Energy & Coal Technology Association of USA. – 2003. – P. 255–266.

АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ И ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УКРАИНЫ

Ю.П. Стародуб, В.Н. Карпенко, В.Н. Стасенко, Н.С. Никорюк, А.В. Карпенко, В.Л. Рыбчак

Рассмотрены научно-промышленные аспекты освоения геотермальных ресурсов Украины. Проанализированы геологические, технические, технологические, социальные и экономические вопросы, которые позволяют дать общую промышленную оценку развитию геотермальной энергетики. Сформулированы научно-технические задачи эффективного использования геотермальных энергоустановок (ГТЭУ) типа “труба в трубе”, что позволяет использовать эти ГТЭУ во всех геотермальных активных зонах Украины с полной экологической безопасностью. Оценка добываемых энергетических ресурсов выполнена с учётом технических возможностей.

Ключевые слова: научно-промышленные аспекты; геотермальные ресурсы; геофизика; техника; технология; эффективность; добыча.

ASPECTS OF ASSESSMENT AND DEVELOPING OF GEOTHERMAL RESOURCES IN UKRAINE

Yu.P.Starodub, V.M. Karpenko, V.M. Stasenko, M.S. Nikoriuk, A.V. Karpenko, V.L. Rybchak

The article deals with scientific and industrial aspects of the development of geothermal resources in Ukraine. Geological, technical, technological, social and economic aspects were analyzed that can provide a general assessment of the commercial development of geothermal energy. Formulated scientific and technical tasks of efficiently use geothermal power plants (HTEU) type “tube in tube” that will use data HTEU all active geothermal areas of Ukraine with full environmental safety. Evaluation of extractive energy resources performed, taking into account existing technical capabilities.

Key words: scientific and industrial aspects; geothermal resources; geophysics; engineering; technology; performance; production/

¹Державний університет безпеки життєдіяльності, м.Львів

²ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, м. Київ

³НАК Нафтогаз України”, м. Київ

⁴Донецький державний технічний університет, м. Донецьк

⁵Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, м. Київ

Надійшла 20.06.2012