

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 3(62): 46–52
doi: <https://doi.org/10.15407/page2020.03.046>

УДК 620.92

В.Д. БІЛОДІД, канд. техн. наук, ст. наук. співр.,

В.В. СТАНИЦІНА, канд. техн. наук

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБЛЕННЯ ТЕПЛОЇ ЕНЕРГІЇ ТЕПЛОАСОСНИМИ СТАНЦІЯМИ НА ОСНОВІ ТЕПЛОТИ НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНИХ ПІДЗЕМНИХ ВОД ЗА МЕТОДОЛОГІЄЮ ПОВНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ВИТРАТ

Визначено ефективність використання теплоти, вилученої з низькотемпературних підземних (артезіанських) вод із застосуванням теплонасосних установок у системах теплопостачання. У якості об'єкта вивчення взято проект теплонасосної станції (ТНС) потужністю 9 МВт, яка включає 3 теплонасосні установки потужністю 1,9 МВт кожна та піковий водогрійний котел потужністю 3,2 МВт. Ефективність такої ТНС визначалася за методологією оцінки повних енергетичних витрат з порівнянням отриманих показників з аналогічними показниками газової котельні такої ж потужності. Показано, що енергетична ефективність ТНС вища, ніж газової котельні, що доводить доцільність широкого впровадження таких систем у комунальній енергетиці України практично на всій її території.

К л ю ч о в і с л о в а: енерговитрати, порівняльний аналіз, теплонасосні системи, артезіанські підземні води, автономна котельня, теплопостачання.

Модернізовану (порівняно з ДСТУ 3682-98) методику визначення енергетичної ефективності вироблення електроенергії енергетичними об'єктами за методологією повних енергетичних витрат опубліковано в роботі [1]. За цією ж методологією можна визначати і енергетичну ефективність вироблення теплової енергії. Її суть полягає в тому, що на першому етапі визначаються повні енергетичні витрати для усіх стадій життєвого циклу енергоустановки. Визначаються оціночні результати роботи енергоустановки за весь період її експлуатації, обчислюється корисний енергетичний ефект від її роботи за формулою:

$$E_{kor} = E - \phi \sum_{i=1}^n E_{b_i} - \sum_{j=1}^m E_{e_j} - E_{ut}, \quad (1)$$

де E – сумарна кількість енергії, що виробляється енергоустановкою за весь термін її існування t_e років та передається на споживання, Дж; j – коефіцієнт розширеного відтворення енергетичного виробництва (може набувати значень від 1,05

до 2 і більше залежно від заданих умов); E_{b_i} – сумарні витрати енергії на створення i -го елемента енергоустановки, Дж; n – кількість елементів установки, шт.; E_{e_j} – затрати енергії на експлуатацію j -ї статті витрат установки впродовж t_e років її існування (повернення кредитів, ремонти, комплектуючі, заробітна плата персоналу, оплата податків та інших витрат, пов'язаних з функціонуванням та обслуговуванням установки, тощо), Дж; E_{ut} – затрати енергії на ліквідацію енергоустановки та утилізацію залишків після закінчення терміну її експлуатації, Дж.

На другому етапі визначаються коефіцієнт ефективності технології (установки) k , фізична суть якого полягає у тому, наскільки кількість енергії, що виробляється установкою, перевищує затрати енергії на створення, функціонування та ліквідацію технології (установки):

$$k = \frac{E}{E - E_{kor}}, \quad (2)$$

а також коефіцієнтом енерговіддачі w_e технології (енергоустановки), який за своєю суттю є аналогом ККД установки:

© В.Д. БІЛОДІД, В.В. СТАНИЦІНА, 2020

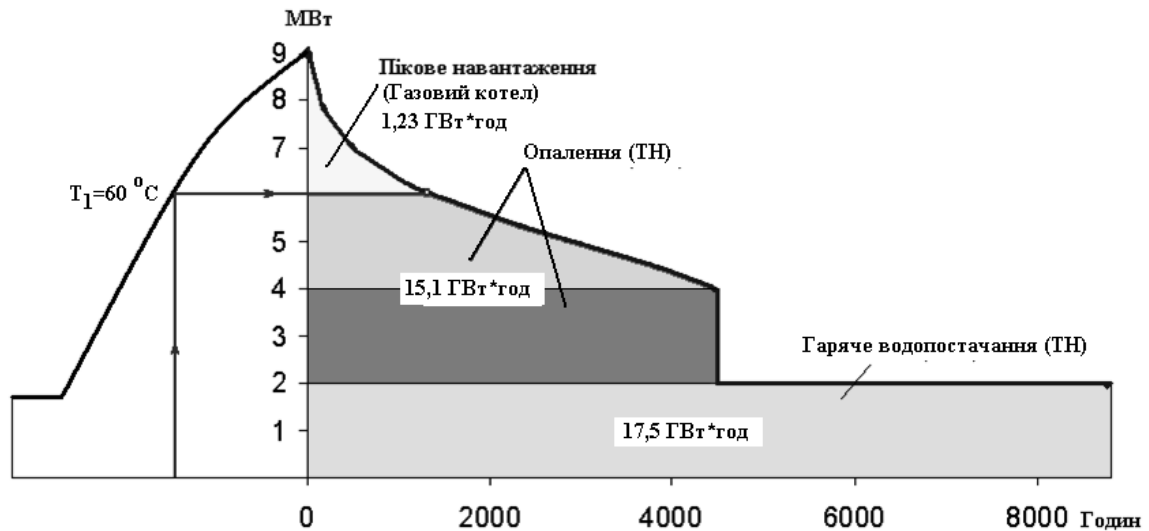


Рис. 2. Графік теплових навантажень ТНС (типовий для умов м. Києва) [7]

Виходячи з типового графіку теплових навантажень такої ТНС, наприклад для умов м. Києва (рис. 2), річна кількість теплоти, що буде відпущена споживачам від ТНС складе: за опалювальний сезон – 33,83 ГВт·год, в т.ч. від ТН – 32,6 ГВт·год, від пікового котла – 1,23 ГВт·год.

При розрахунках використано дані, наведені у табл. 1.

Річні витрати електроенергії на привід компресорів ТН та інших механізмів для власних потреб ТНС (відкачування води з свердловин та її повернення назад в пласти, подача нагрітої води в теплову мережу СЦТ, робота інших механізмів та приладів ТНС) складатимуть приблизно 8,5 ГВт·год, в т.ч.:

- привід компресорів ТН (літній режим 4272 год) – 1,9 ГВт·год;
- привід компресорів ТН (зимовий режим 4488 год) – 6,5 ГВт·год;

– робота іншого обладнання – 0,1 ГВт·год.

Свердловина, як правило, складається з: обсадних труб, які ззовні цементуються, фільтра, зануреного насоса, обладнання оголовку свердловини (електродвигун, електрообладнання, контрольно-вимірювальна апаратура тощо) [11]. На оголовку артезіанської свердловини встановлюють кесон (металевий або залізобетонний герметичний бак висотою близько 2 метрів, у якому розміщується сам оголовок свердловини з необхідним обладнанням). Нижня межа кесона знаходиться нижче рівня промерзання ґрунту. У свердловині на трос кріпиться занурений насос. У кесоні прокладається електричний кабель до насоса, встановлюється інше обладнання: реле тиску, гідроаккумулятор, запірні арматури, зворотний клапан тощо. Схеми типових свердловин та їх оголовків зображені на рис. 3 та 4 [12].

Таблиця 1. Вихідні дані та прийняті значення для ТНС

Загальні дані	
Повна металургійна енергоємність прокату, кг у.п./т [8]	1262,8
Питома енергоємність виробництва труб [9], кг у.п./т	128,7
Середня енергоємність залізобетону зі щільністю 2200 кг/м ³ [10], ГДж/м ³	20
Витрата електроенергії на виробництво теплової енергії у котельних, кВт·год/Гкал [9]	31,2
Діаметр свердловин, мм	168
Дебет свердловини, м ³ /год	100
Глибина артезіанської свердловини, м	150
Питома маса сталевих труб діаметром 168 мм, кг/м.п. [11],	28,7
Питома маса поліпропіленової труби, кг/м.п. [7]	7,06
Енергоємність поліпропілену для виготовлення труб для трубопроводу, кг у.п./т [7]	250

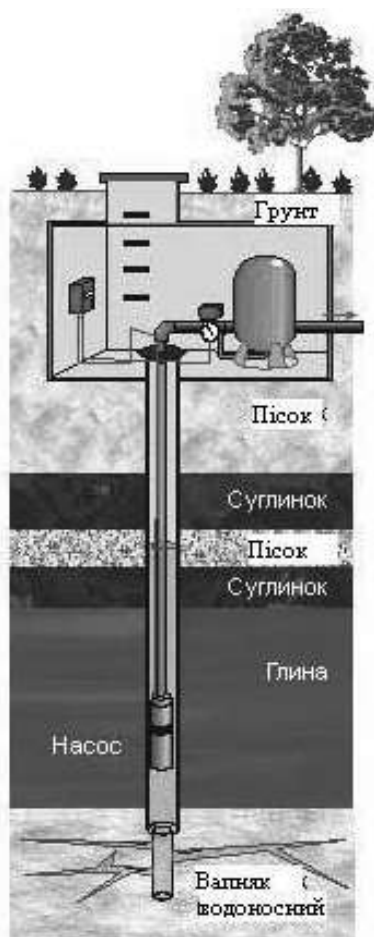


Рис. 3. Схема артезіанської свердловини

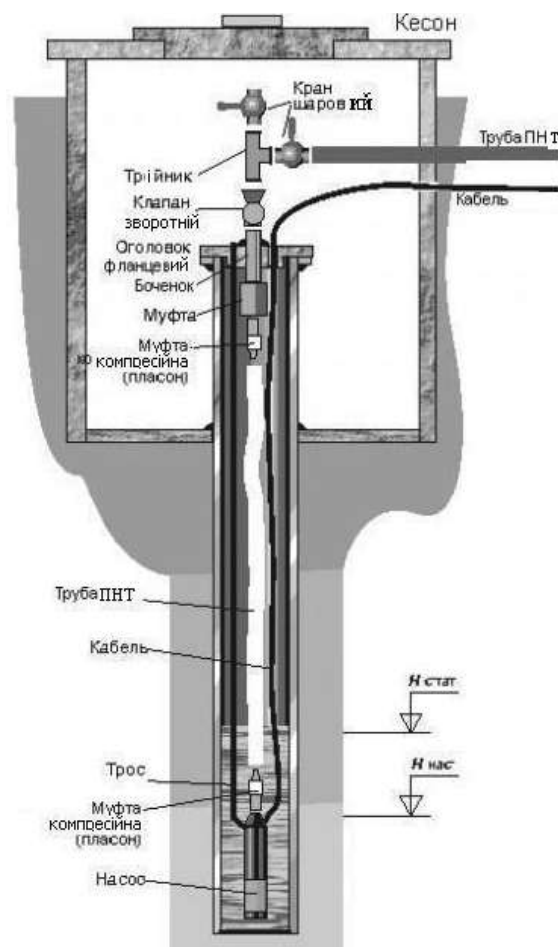


Рис. 4. Схема оголовку свердловини

В якості обсадних труб свердловин використовують безшовні сталеві труби, товщина стінки яких залежить від діаметру труби і коливається від 6 до 12 мм. Діаметри промислових артезіанських свердловин складають від 120 до 600 мм, а їх дебіти від 70 до 100 м³/год. Можливі глибини артезіанських свердловин від 30 до 300 м [7, 11, 13]. Дані прийнятні для цього дослідження: діаметр свердловин 168 мм, дебіт 100 м³/год, глибина 150 м.

Енерговитрати на буріння та облаштування свердловин. У розрахунках було прийнято, що свердловини буряться у вапняках. На буріння свердловин у вапняках витрачається ~30 кВт·год/м.п. [7]. Т.ч. при прийнятих характеристиках свердловин, прямі витрати енергії на буріння однієї свердловини становитимуть 4,5 тис. кВт·год або 16,2 ГДж.

Якщо в якості обсадних труб свердловин використовувати сталеві труби зі сталі Ст.20, суцільнотягнуті, безшовні, діаметром 168 мм зі стінкою товщиною 7 мм, з різьбовим або зварним з'єднанням, однакового діаметру по всій довжині свердловини, їх маса складе 4,3 тони

на 1 свердловину. Енергоємність виробництва труб складається з питомих енерговитрат на виробництво труб та повної металургійної енергоємності прокату (табл. 1), тобто $128,7 + 1262,8 = 1391,5$ кг у.п./т. Т.ч., енергетичні витрати на труби для 1 свердловини будуть рівними 175,5 ГДж.

При бурінні свердловини з обсадними трубами 168 мм долотом діаметром 190 мм, згідно таблиці з довідника [14] на цементування витрачається 7 кг сухого цементу, на 1 м.п. Т.ч., на цементування свердловини буде витрачено приблизно 1 т цементу. Якщо для цементування використовується портландцемент марки 400, на виробництво якого витрачається 298 кг у.п./т [7], енергетичні витрати на цементування однієї свердловини з урахуванням витрат на інші компоненти (пісок, різні добавки тощо) складуть ~12 ГДж.

У розрахунках прийнято, що інше обладнання свердловини за масою складає до 10% від маси обсадних труб (тобто 430 кг). Дані щодо енергоємності окремих видів промислової продукції та робіт не відомі. Разом з тим у стан-

дарті РФ [15] дається показник енергоємності продукції машинобудування, який розрахований наскрізним методом з урахуванням енергоємності попередніх виробництв, та складає 144 МДж/кг продукції. Скориставшись наведеним вище показником (приймавши, що в українській промисловості він має таке ж значення), визначимо енергоємність іншого обладнання свердловини в обсязі ~62 ГДж.

Таким чином, на буріння та облаштування однієї свердловини необхідно буде витратити до 265,7 ГДж.

Якщо теплова потужність одного ТН $Q_{TN} = 1,932$ МВт, COP 3,5, різниця температур води, що добувається із свердловин і повертається в пласт $\Delta T = 10$ °С, необхідна об'ємна витрата води становитиме $L = 120$ м³/год. Тоді для роботи ТНС потужністю ~5,8 МВт необхідно ~360 м³/год, тобто 4 свердловини з продуктивністю ~90 м³/год. Для зворотного закачування води в пласт необхідно буде мати ще 3 свердловини. Для безперебійної роботи ТНС необхідно передбачити 2 резервні свердловини. Тобто, для забезпечення роботи ТНС прийнятої потужності необхідно побудувати 9 свердловин (~2,4 ТДж). З урахуванням витрат енергії на трубопроводи обв'язки свердловин, на трубопроводи подачі води до ТНС та на її повернення (всього за оцінками це складатиме 2 км трубопроводів з середнім діаметром 200 мм), прямі енергетичні витрати на будівництво промислу для забезпечення ТНС у ДНТ будуть на рівні ~4,7 ТДж.

Енерговитрати, уречевлені в теплових насосах.

Модель ТН WW-1932-D-ST, потужністю 1932 кВт має загальну масу 7780 кг. За показником енергоємності машинобудівної продукції [15] в 144 МДж/кг повні енергетичні витрати на створення ТН дорівнюватимуть 1,12 ТДж, або 3,36 ТДж в усі 3 ТН. Приймаємо також, що енерговитрати, уречевлені в іншому обладнанні ТНС, складатимуть 50% від витрат на ТН, і тоді повні енерговитрати на створення обладнання ТНС складуть ~5 ТДж.

Енерговитрати, уречевлені в будівлі ТНС.

Для встановлення 3 ТН потужністю 1,932 МВт кожен та пікового газового котла потужністю 3,2 МВт необхідне приміщення площею до 10 тис. м². За розрахунками на будівництво такого приміщення необхідно до 750 м³ залізобетону. При енергоємності залізобетону 20 ГДж/м³, повні енергетичні витрати, уречевлені у будівлях ТНС, складуть 15 ТДж.

Енерговитрати, уречевлені в піковому котлі.

Для розрахунку взято модель котла «Dynatherm 3200» компанії «Wolf» (Німеччина), потужністю 3,2 МВт з масою 8,2 т. Приймаємо, що маса іншого

допоміжного обладнання котла вдвічі меншу, тобто 4,1 т.

Т.ч., з використанням показника в 144 МДж/кг, повні енергетичні витрати на створення обладнання пікового котла дорівнюють 1,8 ТДж.

Сумарні витрати в будівництво ТНС

Прийемо, що на будівельно-монтажні роботи було витрачено енергії в кількості 20% від повних енергетичних витрат, уречевлених в обладнанні та будівельних матеріалах. Тоді повні енергетичні витрати на створення ТНС на артезіанських водах складуть $1,2 (4,7 + 5 + 15 + 1,8) = 31,8$ ТДж.

Експлуатаційні витрати

Згідно графіка теплових навантажень (рис. 2), 1,23 ГВт·год теплоенергії вироблятиметься піковим газовим котлом, решта 32,6 ГВт·год – ТН.

Прийемо, що температура води зі свердловини складає 15 °С, температура $T_k = 75$ °С, тоді опалювальний коефіцієнт ТН буде $COP \approx 3,5$.

На виробництво теплоти ТН у кількості 32,6 ГВт·год теплової енергії необхідно витратити $32,6/3,5 = 9,31$ ГВт·год або 33,53 ТДж електричної енергії.

Якщо для викачування води зі свердловин використовуються насоси з потужністю 10 кВт, для забезпечення роботи ТНС на викачування артезіанської води необхідно буде витратити приблизно 163 МВт·год. Після ТН вода закачується у свердловини, на що витрачається на 20% електроенергії більше, тобто 196 МВт·год. Від свердловин вода подається циркуляційними насосами потужністю 15 кВт до ТН, на роботу яких витрачається 245 МВт·год. Всього на роботу всіх насосів витратиметься 603 МВт·год або 2,17 ТДж електроенергії.

Газовий котел «Dynatherm 3200», згідно його паспортних даних, на максимальній потужності споживає 347 м³/год природного газу (108,4 м³/ (МВт·год)). Тоді на виробництво 1,23 ГВт·год теплової енергії буде витрачено 133,3 тис м³ газу, або ~5,1 ТДж (при теплотворній здатності газу 38,2 МДж/м³).

На видобування та транспортування цієї кількості природного газу витрачаються паливо, електрична та теплова енергія. Прийемо, що газ від родовища транспортується на відстань 200 км, тоді на видобування та транспортування 1000 м³ природного газу витрачається 19,35 кг у.п. [9]. На видобування та транспортування потрібного газу для роботи пікового котла буде витрачено 2,58 т у.п. або 75,6 ГДж.

Згідно [9] витрата електроенергії на виробництво теплоти у котельнях склала 31,2 кВт·год/Гкал. Піковий котел виробить за рік $1230 \cdot 0,86 =$

Таблиця 2. Повні енергетичні витрати на створення та експлуатацію котельної та ТНС на артезіанських водах, ТДж

Статті витрат	ТНС + пікова котельня		Котельня	
	Витрати за 1 рік	Витрати за 30 років	Витрати за 1 рік	Витрати за 30 років
Енергоємність ОВФ:	31,8	31,8	29,5	29,5
- свердловин (з бурінням) та трубопроводів	4,7	-	-	-
- ТН та ін. обладнання	5	-	-	-
- піковий котел	1,8	-	-	-
- будівля	15	-	15	-
- обладнання котельної	-	-	9,6	-
- будівельно-монтажні роботи	5,3	-	4,9	-
Експлуатаційні витрати:	41	1246,9	152	4574,7
- електроенергія на роботу ТН	33,53	1006	-	-
- електроенергія на роботу насосів	2,17	65,1	-	-
- природний газ (у котельній)	5,1	153	140,2	4206
- ПЕР на видобування та транспортування газу для котельної	0,08	2,4	2,1	63
- електроенергія на виробництво теплоенергії у котельній	0,12	3,6	9,7	291
- ремонти	-	15,9	-	14,7
Всі витрати	72,8	1277,7	183	4604,2

= 1057,8 Гкал. Т.ч. за рік для роботи котла необхідно 33,0 МВт·год або 118,8 ГДж електроенергії.

Отже, експлуатаційні витрати на ТНС (разом з піковим котлом) складуть 41 ТДж за рік. Витрати на проведення капітальних та поточних ремонтів за весь термін експлуатації (30 років) оцінено як 50% від повних енергетичних витрат на створення ТНС, тобто 15,9 ТДж. Загальні енерговитрати на створення та експлуатацію ТНС при роботі на артезіанських водах протягом 30 років складуть $41 \cdot 30 + 31,8 + 15,9 = 1277,7$ ТДж.

Енерговитрати на створення і експлуатацію автономної газової котельні.

Для порівняння показників ТНС з показниками котельні на природному газі використано дані прийнятого вище типу пікового котла для ТНС. Для такої котельні, яка забезпечить покриття графіка навантажень за рис. 2 потрібно передбачити встановлення 4-х таких котлів (1 резервний), тобто потужність котельні буде 12,8 МВт. Приміщення для такої котельні буде таким же, як для ТНС.

Зведені дані розрахунків повної енергоємності спорудження ТНС та автономної газової котельні представлено в табл. 2.

Оптимізація параметрів ТНС на підземних водах

Враховуючи широке розповсюдження, особливо за кордоном, застосування поліетилен/пропіленових труб замість сталевих, було зроблено розрахунок ТНС у припущенні заміни сталевих трубопроводів на пластикові (поліетиленові, пропіленові). Розрахунок робився у припущенні що енергоємність пластикових труб дорівнює 250 кг у.п./т. За такої заміни енерговитрати лише основних виробничих фондів зменшуються на 13%.

ВИСНОВКИ

З використанням методології повних енергетичних витрат досліджено визначення ефективності використання теплоти, вилученої з низькотемпературних підземних (артезіанських) вод із застосуванням теплонасосних установок у системах теплопостачання. На прикладі проекту теплонасосної станції потужністю 9 МВт, яка включає 3 теплонасосні установки потужністю 1,9 МВт кожна та піковий водогрійний котел потужністю 3,2 МВт показано, що її енергетична ефективність вища, ніж газової котельні такої ж потужності.

Порівняння енерговитрат показує, що створення і експлуатація ТНС на артезіанських водах з піковою котельною протягом першого ж року експлуатації компенсує необхідні енерговитрати і в подальшому забезпечується їх економія.

За наведених умов, експлуатація ТНС з використанням артезіанських вод забезпечить майже чотирикратну економію енергії у порівнянні з автономною котельною.

1. Білодід В.Д. Повні енергетичні витрати на електроенергію, що виробляється енергетичними об'єктами. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 3(50). С. 23—32. <https://doi.org/10.15407/pge2017.03.023>

2. Zogg M. History of Heat Pumps. Swiss Contributions and International Milestones. – Oberburg, Switzerland: Process and Energy Engineering (CH-3414). 2008. 114 p.

3. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. М.: Недра. 1970. 216 с.

4. Кулик М.М. Співставний аналіз техніко-економічних характеристик Канівської ГАЕС та комплексу споживачів-регуляторів для покриття графіків електричних навантажень. *Проблеми загальної енергетики*. 2014. Вип. 4(39). С. 5—10.

5. Кулик М.М. Техніко-економічні аспекти використання споживачів-регуляторів у системах автоматичного регулювання частотою і потужністю. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. Вип. 1(40). С. 20—28. <https://doi.org/10.15407/pge2015.01.039>

6. Білодід В.Д., Ленчевський Є.А. Моделирование взаимодействия комплекса потребителей-регуляторов на основе электрических теплогенераторов в системах теплоснабжения в процессах ущільнення графіків навантажень електроенергетичних систем. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 4(51). С. 33—39. <https://doi.org/10.15407/pge2017.04.033>

7. 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; кер. Білодід В.Д. К., 2012. 187 с. – ДР№ 0110U002010. – ДОН№ 0213U003249.

8. Сталинский Д.В., Каневский А.Л., Литвиненко В.Г. Энергоемкость производства продукции на металлургических предприятиях Украины. *Сталь*. 2010. № 4. С. 126—129.

9. Звіт про використання палива, теплоенергії та електроенергії за 2010 рік. Форма державної статистичної звітності України 11 МТП за 2010 р.

10. Білодід В.Д. Визначення ефективності вироблення електричної енергії атомними електростанціями за методологією повних енергетичних витрат. Частина 1. Витрати енергії на будівництво. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 2(53). С. 36—44. <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.036>.

11. Шестеров В.П. Сооружение, эксплуатация и ремонт водозаборных скважин: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. 208 с.

12. Устройство артезианской скважины. URL: <http://www.skvajina.com/artezian/ustroystvo.html> (дата звернення: 28.07.2020 р.)

13. Скважины большого диаметра / Сайт компанії ООО «Геос». URL: <http://geos2005.ru/blog/skvazhiny-bolshogo-diametra.html> (дата звернення: 28.07.2020 р.)

14. Краткий справочник по проектированию и бурению скважин на воду / Рецензент д-р техн. наук А.С. Белицкий (Институт биофизики Минздрава СССР). 2-е изд. М.: Недра, 1983.

15. ГОСТ Р 51750–2001 Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения.

Надійшла до редколегії: 05.08.2020