

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**  
ДО ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВИХ РОБІТ З ДИСЦИПЛІНИ  
«Альтернативні джерела енергії»  
(Для студентів спеціальностей 090510 “Промислова теплоенергетика”  
заочної форми навчання та 7.090406 “Промислова теплотехніка”)

РОЗГЛЯНУТО на засіданні  
кафедри “Технічна теплофізика”  
Протокол № 6 від 24.11.09 р.

ЗАТВЕРДЖЕНО на засіданні  
навчально-видавничої ради  
ДонНТУ  
Протокол № 2 від 22.04.10 р.

Донецьк, ДонНТУ 2009

Методичні вказівки до виконання розрахункових робіт з дисципліни «Альтернативні джерела енергії» (для студентів напрямків «Промислова теплоенергетика» зочного факультету і «Промислова теплотехніка»). /Укладачі Гуяхов А.І., Касютіна Т.Г. – Донецьк: ДонНТУ, 2009 – с.31.

Містять методику розрахунку ефективності використання нових енергозберігаючих, екологічно чистих розробок у різних теплових і теплоенергетичних агрегатах.

Методичні вказівки допоможуть студентам розрахувати і вибрати оптимальний варіант технологічної операції по мінімуму енерговитрат.

Укладачі

проф. Гуяхов А.І.  
ас. Касютіна Т.Г.

Відп. за випуск  
Рецензент

проф. В.В.Кравцов  
проф. С.І.Гінкул

**ЗМІСТ**

Розрахункова робота №1 .....	4
Розрахункова робота №2 .....	9
Розрахункова робота №3 .....	15
Розрахункова робота №4 .....	17
Розрахункова робота №5 .....	19
Розрахункова робота №6 .....	21
Розрахункова робота №7 .....	22
Розрахункова робота №8 .....	22
Розрахункова робота №9 .....	23
ДОДАТОК А .....	24
ДОДАТОК Б .....	25
ДОДАТОК В .....	26
ДОДАТОК Г .....	27
ДОДАТОК Д .....	28
ДОДАТОК Е .....	28
ДОДАТОК Ж .....	30
ДОДАТОК К .....	31
ДОДАТОК Л .....	31
ДОДАТОК М .....	31

## Розрахункова робота №1 «Розрахунок сонячної водонагрівальної установки»

Розрахувати поверхню колектора сонячної водопідігрівальної установки сезонної дії на протязі травня, червня, липня, серпня і вересня місяця для пансіонату в сел. “Ялта” в районі Маріуполя для роботи душової установки на 100 чоловік.

### ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ:

$t_{г.в.} = 50^{\circ}\text{C}$  – температура нагрівання води в колекторі сонячної енергії (КСЕ);

$t_{х.в.} = 20^{\circ}\text{C}$  – температура холодної води, що надходить у КСЕ;

$\varphi = 44^{\circ}$  п.ш. – географічна широта сел. Ялта;

$N$  – число відпочиваючих пансіонату,  $N = 100$  чол.;

$n$  – число днів у сезоні роботи пансіонату.

Сонячну водонагрівальну установку розраховувати без дублера, тобто без додаткового джерела тепла, тому що не пред'являються тверді вимоги з безперебійного постачання гарячою водою, наприклад, у літніх душових, пансіонатах, таборах і т.п.

### РОЗРАХУНОК

1. Необхідна витрата тепла на гаряче водопостачання душової установки за розрахунковий період:

$$Q_{г.в.} = 1,2 \cdot a \cdot c \cdot (t_{г.в.} - t_{х.в.}) \cdot N \cdot n, \quad (1)$$

де  $a$  – витрата гарячої води на 1 чоловіка у день. Приймаємо  $a = 120$  л/чол·день;

$c = 4,19$  кДж/(кг·К) – теплоємність води;

$$n = 31 + 30 + 31 + 31 + 30 = 153 \text{ дні.}$$

$$Q_{г.в.} = 1,2 \cdot 120 \cdot 4,19 \cdot (50 - 20) \cdot 100 \cdot 153 = 27,7 \cdot 10^7 \text{ кДж/сезон} = 277 \text{ ГДж/сезон.}$$

2. Визначення денного надходження сумарної (прямої+розсіяної)  $E$  і розсіяної  $E_p$  сонячної енергії. За даними метеоспостережень Державної метеослужби України в таблиці 1.1 представлені дані по  $E$  і  $E_p$  для географічного місця селища Ялта [1].

Таблиця 1.1 – Денне надходження сумарної  $E$  і розсіяної  $E_p$  сонячної радіації для с. Ялта по місяцях [МДж/(м<sup>2</sup>·день)]

Показник	V	VI	VII	VIII	IX
$E$	20,52	22,66	23,62	20,79	16,96
$E_p$	8,1	7,78	6,68	6,34	5,28

3. Визначення надходження сумарної сонячної енергії за сезон, МДж/м<sup>2</sup>·місяць ( $E^{сез}$ ):

Травень:  $20,52 \cdot 31 = 636,1$  МДж/(м<sup>2</sup>·міс);  
 Червень:  $22,66 \cdot 30 = 679,8$  МДж/(м<sup>2</sup>·міс);  
 Липень:  $23,62 \cdot 31 = 732,8$  МДж/(м<sup>2</sup>·міс);  
 Серпень:  $20,79 \cdot 31 = 644,5$  МДж/(м<sup>2</sup>·міс);  
 Вересень:  $16,96 \cdot 30 = 508,8$  МДж/(м<sup>2</sup>·міс);

Отримані дані характеризують кількість сонячної енергії, що падає на 1 м<sup>2</sup> горизонтальної плоскої поверхні.

Для одержання максимальної кількості сонячної енергії пласка поверхня КСЕ повинна знаходитися під визначеним кутом до площини земної поверхні (до обрію). За практичними даними оптимальний кут нахилу сонячного колектора до обрію складає:

$\beta = \varphi + 15^\circ$  – для систем опалення;

$\beta = \varphi$  – для систем гарячого водопостачання цілорічної дії;

$\beta = \varphi - 15^\circ$  – для систем сезонної (літньої) дії.

Для даної задачі  $\beta = \varphi - 15^\circ = 29^\circ$ . Тому необхідно зробити перерахунок для похилої поверхні, вводячи коефіцієнт R.

4. Визначення поправочного коефіцієнта перерахунку кількості сонячної енергії з горизонтальної поверхні на похилу поверхню сонячного колектора з південною орієнтацією.

Коефіцієнт R дорівнює сумі трьох складових, відповідно прямого, розсіяного і відбитого сонячного випромінювання:

$$R = \left(1 - \frac{E_p}{E}\right) \cdot R_{\Pi} + \frac{E_p}{E} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right), \quad (2)$$

де  $E_p$  – середньомісячна денна кількість розсіяного сонячного випромінювання, що надходить на горизонтальну поверхню (таблиця 1.1);

$E$  – сумарна середньомісячна денна кількість сонячного випромінювання, що надходить на горизонтальну поверхню (таблиця 1.1);

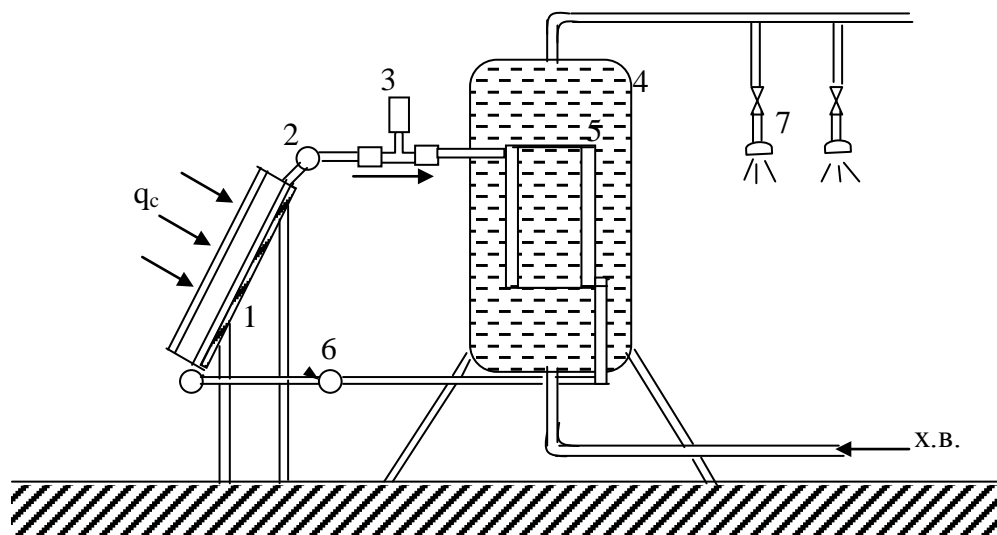
$R_{\Pi}$  – середньомісячний коефіцієнт перерахування прямого сонячного випромінювання з горизонтальної на похилу поверхню;

$\rho$  – коефіцієнт відбивання (альbedo) поверхні Землі і навколишніх тіл, прийнятий для розрахунків сонячних установок рівний 0,7 - для зими і 0,2 - для літа.

Величина  $R_{\Pi}$  розраховується по формулі:

$$R_{\Pi} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_{3..} + \frac{180 + \omega_{3..}}{180} \cdot \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_{3..} + \frac{180 + \omega_{3..}}{180} \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta}, \quad (3)$$

де  $\delta$  – відхилення сонця в середній день місяця, град (кут між лінією, що з'єднує центри Землі і Сонця, і її проекцією на площину екватора).



1 – колектор сонячної енергії (КСЕ); 2 – водяний колектор;  
3 – розширювальний бачок; 4 – бак-акумулятор; 5 – теплообмінник;  
6 – зворотний клапан; 7 – душова установка

Рисунок 1.1 – Сонячна нагрівальна установка

Відхилення Сонця  $\delta$  на протязі року безупинно змінюється від  $-23^{\circ}27'$  у день зимового сонцестояння 22 грудня до  $+23^{\circ}27'$  у день літнього сонцестояння 22 червня і дорівнює нулю в дні весняного й осіннього рівнодення (21 березня і 23 вересня).

Відхилення сонця в даний день року можна визначити по формулі:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right), \text{ град}; \quad (4)$$

де  $n$  – порядковий номер дня, відлічений від 1 січня.

При розрахунку сонячних установок у якості  $n$  звичайно береться номер середнього розрахункового дня місяця для I – XII місяців року. У таблиці 1.2 приводяться дані  $n$  і  $\delta$  для середнього дня кожного місяця.

Таблиця 1.2 – Відмінювання Сонця для середнього дня кожного місяця року

Місяць	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$n$	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
$\delta$ ,град	-20,9	-13,0	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23,0

Годинний кут  $\omega$ , що в икористовується у формулі (3) – це кут, що лежить в екваторіальній площині між проекцією радіуса Землі в географічній точці сонячної установки і проекцією лінії, що з'єднує центри Землі і Сонця. Наприклад кут  $\omega = 0$  у сонячний полудень, у 1 г дня відповідає  $15^{\circ}$ , опівночі  $180^{\circ}$ . При  $\omega < 90^{\circ}$  він має знак "+", а при  $90^{\circ}$  – знак "-".

Годинний кут заходу (сходу) Сонця для горизонтальної поверхні визначається по формулі:

$$\omega_3 = \arccos(-\operatorname{tg}\varphi \cdot \operatorname{tg}\delta), \quad (5)$$

Як годинний кут заходу Сонця для похилої поверхні з південною орієнтацією приймають меншу з двох величин:  $\omega_3$  чи величину  $\omega_{3.н.}$ , розраховується за формулою:

$$\omega_{3.н.} = \arccos[-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \cdot \operatorname{tg}\delta], \quad (6)$$

Визначимо годинний кут для пласкої і похилої поверхні по формулах (5) і (6), використовуючи значення  $\delta$  таблиці 1.2, і дані розрахунку зведемо в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Розраховані значення  $\omega_3$  і  $\omega_{3.н.}$  для літніх і весняних місяців року

Місяць	травень	червень	липень	серпень	вересень
$\omega_3$ , град	110,0	114,5	112,0	103,5	92,2
$\omega_{3.н.}$ , град	95,5	97,0	96,0	93,5	90,7

Як годинний кут заходу Сонця для розрахунку величини  $R_{п.}$  у формулі (3) для похилої поверхні з південною орієнтацією використовують меншу з двох величин  $\omega_3$  чи  $\omega_{3.н.}$  таблиці 1.3. Як видно з даних цієї таблиці, у формулі (3) треба використовувати значення  $\omega_{3.н.}$ .

Підставимо відомі й отримані розрахунком значення кутів у формулу (3) для визначення величини  $R_{п.}$ . Дані розрахунку для кожного місяця зведемо в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4 – Коефіцієнт перерахування сонячного випромінювання для похилої поверхні КСЕ

Місяць	травень	червень	липень	серпень	вересень
$R_{п.}$	1,053	1,032	1,041	1,073	1,301

Розрахунок величини  $R$  з використанням розрахованих значень  $R_{п.}$  і значень величин  $E^{mic}$  і  $E_p$  ведеться по формулі (2), а дані зводяться у таблицю 1.5.

Таблиця 1.5 – Коефіцієнт перерахування значення  $R$

Місяць	травень	червень	липень	серпень	вересень
$R$	1,023	1,008	1,012	1,042	1,260

5. Розрахунок денного надходження сумарної  $E_k$  сонячної енергії, що падає на похилу поверхню сонячної установки за літній сезон:

$$\begin{aligned}
 E_K^{\text{сезон}} &= E_5 \cdot R_5 + E_6 \cdot R_6 + E_7 \cdot R_7 + E_8 \cdot R_8 + E_9 \cdot R_9 = \\
 &= 636,1 \cdot 1,023 + 679,8 \cdot 1,008 + 732,2 \cdot 1,012 + 644,5 \cdot 1,042 + 508,8 \cdot 1,260 = \\
 &= 3389,6 \text{ МДж/м}^2 \cdot \text{сезон} = 3,3896 \text{ ГДж/м}^2 \cdot \text{сезон}
 \end{aligned}$$

6. Розрахунок площі поверхні колектора сонячної енергії (КСЕ)

$$F = \frac{Q_{\text{Г.В.}}}{E_K^{\text{сезон}} \cdot \eta}, \quad (7)$$

де  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії КСЕ.

З досвіду експлуатації КСЕ  $\eta$  стаціонарних сонячних установок з похилими плоскими теплоприймачами, орієнтованими на південь складає  $\eta = 0,65 - 0,75$  [1].

Для розрахунку приймаємо  $\eta = 0,70$  і загальна площа поверхні всієї установки складе:

$$F = \frac{277}{3,3896 \cdot 0,7} = 116,7, \text{ м}^2$$

7. Обсяг водяного акумулятора теплоти складе:

$$V = V_{\text{уд}} \cdot F, \quad (8)$$

де  $V_{\text{уд}} = 0,05 - 0,07 \text{ м}^3/\text{м}^2$  для сонячних колекторів з водяним заповненням [1]. Для розрахунку приймаємо  $V_{\text{уд}} = 0,06$

$$V = 0,06 \cdot 116,7 = 7,0 \text{ м}^3.$$

8. Річна економія палива складе:

$$B = \frac{E_K^{\text{сезон}} \cdot F}{Q_H^p \cdot \eta_{\text{з.у.}}}, \quad (9)$$

де  $Q_H^p$  - теплота спалювання умовного палива, дорівнює 29.33 МДж/кг;

$\eta_{\text{з.у.}}$  - ККД водонагрівальної установки, що працює на твердому, рідкому чи газоподібному паливі. Приймаємо  $\eta_{\text{з.у.}} = 0,75$

$$B = \frac{3,3896 \cdot 116,7 \cdot 10^3}{29,33 \cdot 0,75} = 17982 \text{ кг/сезон.}$$

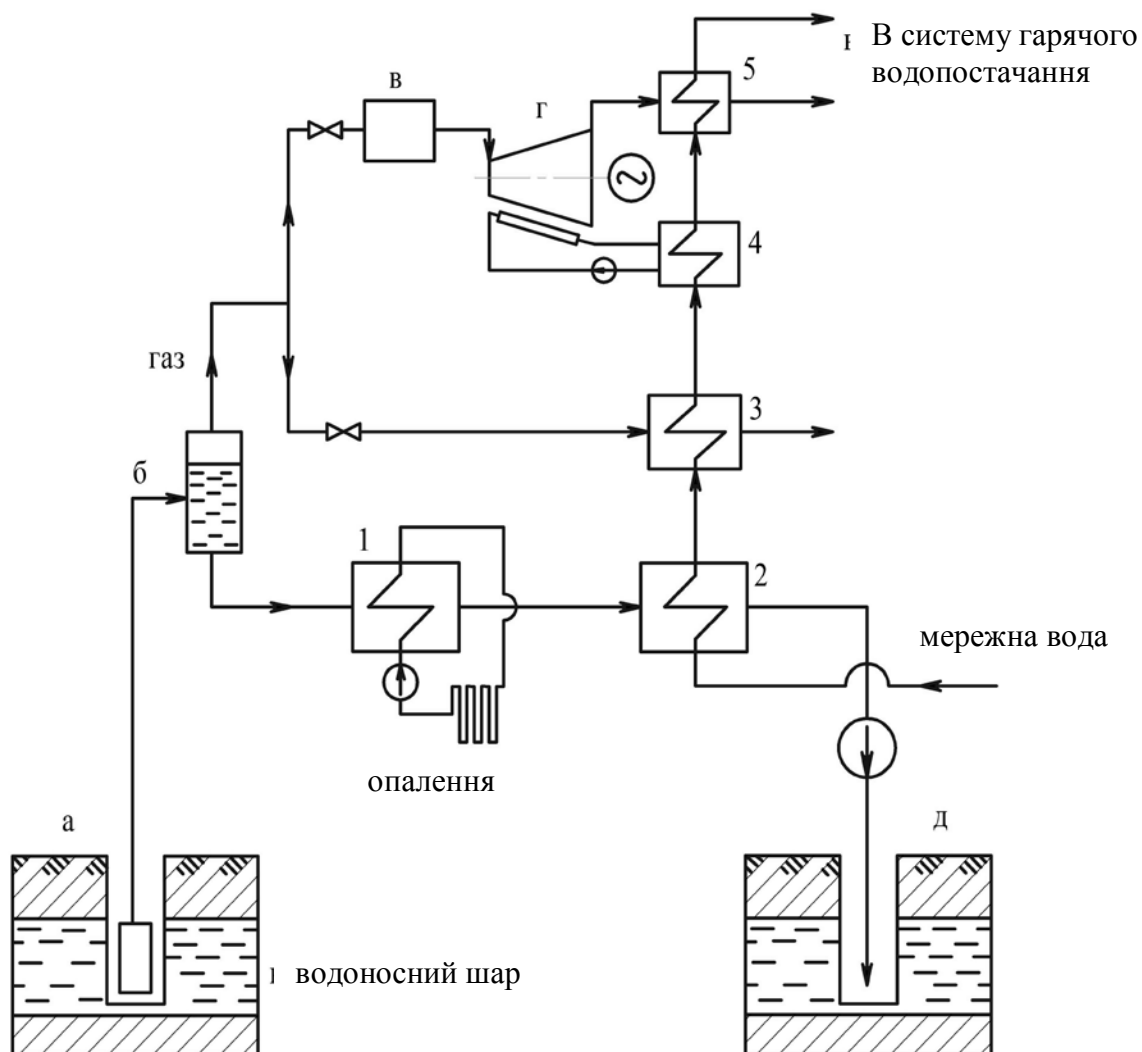
Дані для розрахунку наведені в додатках А і Б.



## Розрахункова робота №2

### «Розрахунок системи когенераційної геотермальної установки»

Термальні води окремих джерел крім фізичного тепла нагрітої води містять достатню кількість метану (до 97 %). На рисунку представлена технологічна схема когенераційної геотермальної установки, у якій використовується як фізичне тепло термальної води, так і хімічне тепло побіжного газу.



а) експлуатаційна шпара; б) сепаратор; в) камера згоряння; г) газотурбінна установка; д) нагнітальна шпара.

Теплообмінники: 1) системи опалення; 2) системи гарячого водопостачання; 3) газового казана; 4) системи охолодження газотурбінної установки; 5) системи вихлопних газів.

Рисунок 2.1 – Технологічна схема когенераційної геотермальної установки

## Дані для розрахунку:

- розрахункове оптимальне навантаження споживачів опалення  $Q_{от}=717$  кВт
- витрата термальної води  $G_T=7,5$  кг/с
- температура термальної води  $t_T=64$  °С
- обсяг газу в термальній воді  $V=1,04$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> води
- теплотворна здатність побіжного газу  $Q_H^p=36,4$  МДж/м<sup>3</sup>
- температура вихлопних газів турбіни  $t_T=120$  °С
- температура мережної води на вході  $t_B^{нач}=15$  °С
- температура нагрівання мережної води  $t_{ГВ}^{кон}=50$  °С
- теплова потужність системи гарячого водопостачання  $Q_{ГВ}=200$  кВт

## 1. Розрахунок системи опалення

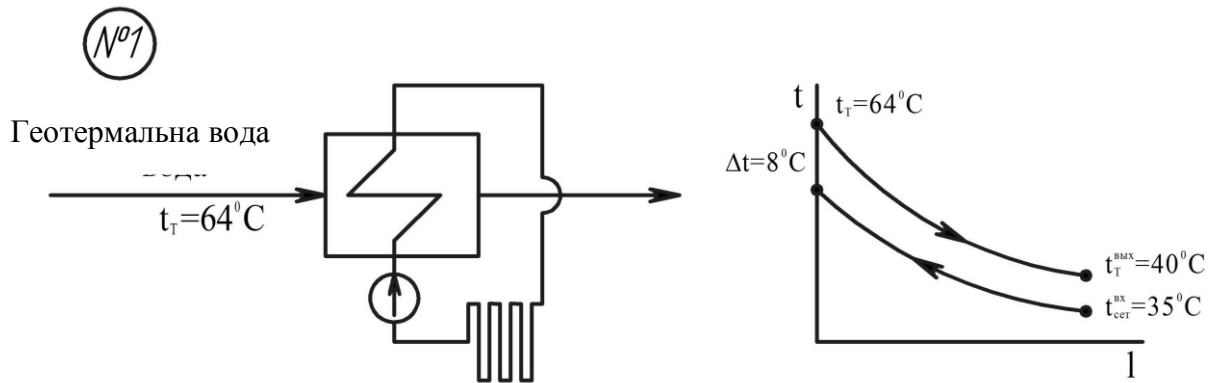


Рисунок 2.2 – Теплообмінник №1

1.1. Для системи опалення використовується водо-водяний противоточний теплообмінник. Для системи опалення мінімальна різниця температур що гріє і води, що нагрівається звичайно складає  $\Delta t=8$  ° С. Тоді мінімальна температура нагрівання мережної води складе:

$$t_{отоп}^{макс} = t_T - \Delta t = 64 - 8 = 56$$
 °С

1.2. З метою зменшення розмірів теплообмінника і підвищення ефективності його роботи приймаємо (по експлуатаційним даним) температуру мережної води на вході в теплообмінник  $t_{сет}^{вх} = 35$  ° С. Тоді з умови забезпечення опалювального навантаження  $Q_{от} = 717$  кВт, необхідна витрата мережної води складе:

$$G_{сет} = \frac{Q_{от}}{C_B (t_{отоп}^{макс} - t_{вх})} = \frac{717}{4,19(56 - 35)} = 8,15$$
 кг/с

1.3. Повну продуктивність теплообмінника системи опалення визначаємо з обліком 5 % утрат тепла в навколишнє середовище:

$$Q'_{от} = 1,05 Q_{от} = 1,05 \cdot 717 = 753$$
 кВт

1.4. З рівняння теплового балансу визначаємо температуру геотермальної води на виході з теплообмінника:

$$Q_{\text{гео}} = Q'_{\text{от}}$$

$$G_T \cdot C_B (t_T - t_T^{\text{ввых}}) = Q'_{\text{от}}$$

$$\text{Відкіля: } t_T^{\text{ввых}} = t_T - \frac{Q'_{\text{от}}}{G_T \cdot C_B} = 64 - \frac{753}{7,5 \cdot 4,19} = 64 - 24 = 40^\circ\text{C}$$

Далі вода з температурою  $t_T^{\text{ввых}} = 40^\circ\text{C}$  надходить для подальшого нагрівання до температури  $50^\circ\text{C}$  для системи гарячого водопостачання.

## 2. Розрахунок системи гарячого водопостачання

Система нагрівання води на гаряче водопостачання включає чотири теплообмінники:

- у системі водотермального джерела (№2)
- у газовому котлі (№3)
- у системі охолодження газотурбінної установки (№4)
- у системі видалення вихлопних газів (№5)

У цих теплообмінниках необхідно нагріти воду від  $t_1^{\text{вх}} = 15^\circ\text{C}$  до  $t_5^{\text{кон}} (t_5^{\text{ввых}}) = 50^\circ\text{C}$  за завданням.

2.1 Витрата мережної води для гарячого водопостачання визначиться з умови забезпечення заданої теплової потужності при споживанні гарячої

$$\text{води } G_{\text{гв}} = \frac{Q_{\text{гв}}}{C_B (t_5^{\text{ввых}} - t_1^{\text{вх}})} = \frac{200}{4,19(50 - 15)} = 1,37 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.2 Загальна витрата газу з геотермальної шпари:

$$V_{\text{общ}} = v \cdot G_T \cdot 10^{-3} = 1,04 \cdot 7,5 \cdot 10^{-3} = 7,8 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Ця витрата газу розподіляємо в такому співвідношенні:  
80% - на роботу газотурбінної установки, тобто

$$V_{\text{гту}} = 7,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 = 6,24 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

20% - на роботу котельної установки, тобто

$$V_{\text{ку}} = 7,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 = 1,56 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

2.3 Теплова потужність котельної установки складе:

$$Q_{\text{гту}} = V_{\text{гту}} \cdot Q_n^p = 6,24 \cdot 10^{-3} \cdot 36,4 \cdot 10^3 = 227,1 \text{кВт}$$

2.4 Теплова потужність котельної установки складе:

$$Q_{\text{ку}} = V_{\text{ку}} \cdot Q_n^p = 1,56 \cdot 10^{-3} \cdot 36,4 \cdot 10^3 = 56,8 \text{кВт}$$

2.5 Розташовувана теплова потужність утилізатора тепла вихлопних газів газотурбінної установки складе:

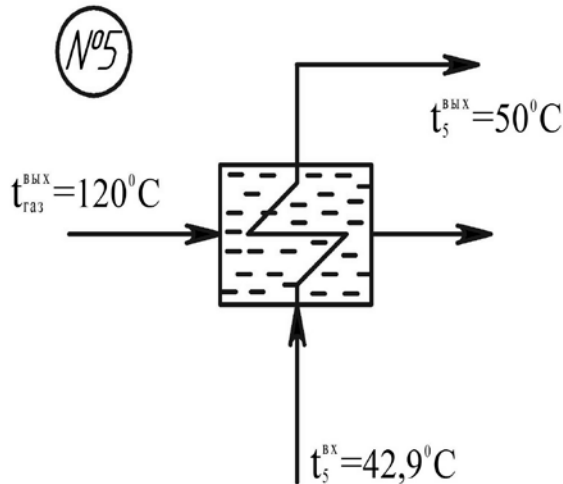
$$Q_{\text{вхл}} = V_{\text{гту}} \cdot K \cdot C_{\text{г}} (t_{\text{гту}}^{\text{ввых}} - t_{\text{ут}}^{\text{ввых}}),$$

Де  $K = 10 \frac{\text{м}^3 \text{пр.зг.}}{\text{м}^3 \text{газа}}$  - витрата продуктів згоряння при спалюванні  $1 \text{ м}^3$  газу;

$C_r = 1,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$  - теплоємність продуктів згоряння;

$t_{\text{ГТУ}}^{\text{ВЫХ}} = 620^\circ\text{C}$  - температура продуктів згоряння на виході з газотурбінної установки (паспортної характеристики);

$t_{\text{газ}}^{\text{ВЫХ}} = 120^\circ\text{C}$  - приймається температура вихлопних газів на виході з утилізатора тепла вихлопних газів(№5);



$$Q_{\text{ВЫХ}} = 6,24 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3(620 - 120) = 41 \text{кВт}$$

2.6 Температура води на вході в утилізатор тепла №5:

- з огляду на, що за завданням необхідна температура підігріву води для споживачів у системі гарячого водопостачання складає  $t_{\text{в}}^{\text{КОН}} = 50^\circ\text{C}$ , те значить ця температура води повинна бути на вході утилізатора. Звідси, на вході в утилізатор вона складе:

Рисунок 2.3 – Теплообмінник №5

$$t_5^{\text{ВХ}} = t_5^{\text{ВЫХ}} - \frac{Q_{\text{ВЫХ}}}{G_{\text{ГВ}} C_{\text{в}}} = 50 - \frac{41}{1,37 \cdot 4,19} = 42,9^\circ\text{C}$$

2.7 Теплова потужність системи охолодження газотурбінної установки по паспортним даним складає 42 кВт, а з обліком 5% утрат тепла в навколишнє середовище корисна вихідна потужність водонагрівача системи охолодження ГТУ складає:

$$Q_{\text{ГТУ}}^{\text{ОХЛ}} = 42 \cdot 0,95 = 40 \text{кВт}$$

Визначимо температуру води на вході в систему охолодження двигуна (№4), знаючи  $Q_{\text{ГТУ}}^{\text{ОХЛ}}$  температуру води на вході в теплообмінник №5  $t_{\text{ут}}^{\text{ВХ}} = 42,9^\circ\text{C}$

$$t_4^{\text{ВХ}} = t_4^{\text{ВЫХ}} - \frac{Q_{\text{ГТУ}}^{\text{ОХЛ}}}{G_{\text{в}} C_{\text{в}}} = 42,9 - \frac{40}{1,37 \cdot 4,19} = 34,9^\circ\text{C}$$

2.8 Визначимо температуру води на вході в газовий котел  $t_3^{\text{ВХ}}$ , знаючи теплову потужність казанової установки  $Q_{\text{ку}} = 56,8 \text{кВт}$  (пункт 2.4) і температуру підігріву води на виході з котла (№3), що дорівнює температурі води на вході в теплообмінник №4 ( $t_3^{\text{ВЫХ}} = t_4^{\text{ВХ}} = 34,9^\circ\text{C}$ )

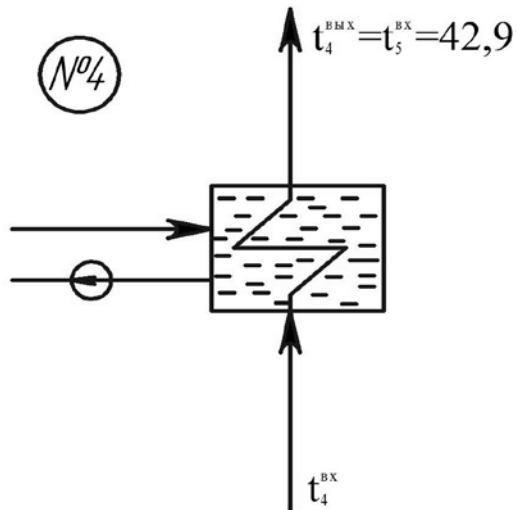


Рисунок 2.4 – Теплообмінник №4

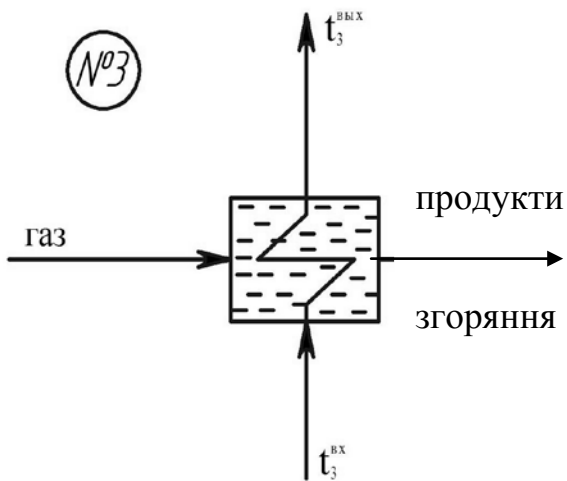


Рисунок 2.5 – Теплообмінник №3

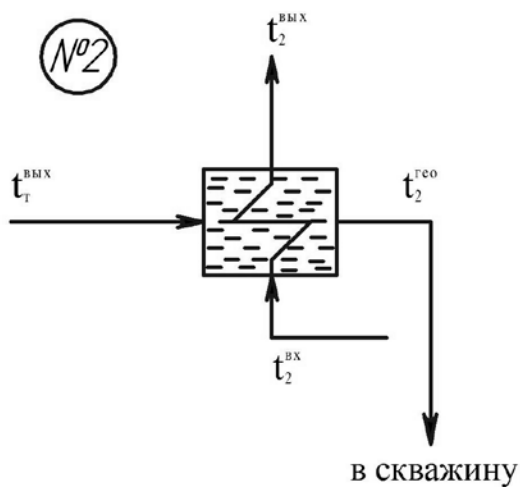


Рисунок 2.6 – Теплообмінник №2

$$t_3^{BX} = t_3^{ВЫХ} - \frac{Q_{KY}}{G_B C_B} = 34,9 - \frac{56}{1,37 \cdot 4,19} = 25,0^\circ\text{C}$$

2.9 Визначимо теплову потужність теплообмінника №2 геотермальні води в системі гарячого водопостачання

$$Q_{ГВ}^{geo} = G_B C_B (t_3^{BX} - t_1^{BX}) = 1,37 \cdot 4,19 (25 - 15) = 57,4 \text{ кВт}$$

Щоб забезпечити температуру підігріву води на вході в газовий котел  $t_3^{BX} = 25^\circ\text{C}$  необхідно покрити 5% утрат тепла за рахунок збільшення на 5% теплової потужності теплообмінника №1.

$$\text{Тоді } Q_{ГВ}^{geo'} = 10,5 \cdot 57,4 = 60,3 \text{ кВт}$$

2.10 Визначимо температуру геотермальної води на виході теплообмінника №2, знаючи температуру геотермальної води на виході з теплообмінника №1  $t_T^{ВЫХ} = 40^\circ\text{C}$  (№2) і теплову потужність теплообмінника, №2, рівну  $Q_{ГВ}^{geo'} = 60,3 \text{ кВт}$ :

$$t_2^{geo} = t_T^{ВЫХ} - \frac{Q_{ГВ}^{geo'}}{G_T C_B} = 40 - \frac{60,3}{7,5 \cdot 4,19} = 38,1^\circ\text{C}$$

Отже, термальна вода буде накачуватися в нагнітальну скважину з температурою 38,1 С, що дозволяє збільшити термін експлуатації геотермального джерела.

### 3. Розрахунок енергетичної ефективності геотермального джерела:

- коефіцієнт використання фізичного тепла термальної води:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{Q_{\text{полез}}}{Q_{\text{полн.}}} = \frac{Q_{\text{от}} + Q_{\text{гв}}}{G_{\Gamma} C_{\text{в}} t_{\Gamma}} = \frac{717 + 60,3}{7,5 \cdot 4,19 \cdot 64} = 0,386(38,6\%)$$

- коефіцієнт використання хімічного тепла побіжного газу:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{Q_{\text{эл}} + Q_{\text{гту}}^{\text{охл}} + Q_{\text{вых}} + Q_{\text{ку}}}{V_{\text{общ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}},$$

Де  $Q_{\text{эл}}$  – електрична потужність ГТУ (газотурбінної установки) визначається по витраті газу на ГТУ і по КПД цієї енергетичної установки. По паспортним даним для ГТУ малої потужності КПД складає 31%.

Визначаємо  $Q_{\text{эл}}$ :

$$Q_{\text{эл}} = V_{\text{гту}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \text{КПД} = 6,24 \cdot 10^{-3} \cdot 36,4 \cdot 10^3 \cdot 0,31 = 70,4 \text{ кВт}$$

Звідси:

$$\eta_{\Gamma} = \frac{70,4 + 40 + 41 + 56,8}{7,8 \cdot 10^{-3} \cdot 36,4 \cdot 10^3} = \frac{208,2}{283,9} = 0,733(73,3\%)$$

- загальний коефіцієнт використання фізичного і хімічного тепла геотермального джерела.

$$\eta_{\text{общ}} = \frac{Q_{\text{от}} + Q_{\text{гв}} + Q_{\text{эл}}}{G_{\Gamma} C_{\text{в}} t_{\Gamma} + V_{\text{общ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{717 + 60,3 + 70}{7,5 \cdot 4,19 \cdot 64 + 7,8 \cdot 10^{-3} \cdot 36,4 \cdot 10^3} = \frac{847,3}{2011,2 + 283,9} = 0,369(36,9\%)$$

Дані для розрахунку наведені в додатку В.

### Розрахункова робота №3

На сонячній електростанції баштового типу встановлено  $n$  геліостатів, кожний з яких має поверхню  $F_r$ . Геліостати відбивають сонячні промені на приймач, на поверхні якого зареєстрована максимальна енергетична освітленість  $H_{пр}$ . Коефіцієнт відображення геліостата  $R_r$ . Коефіцієнт поглинання приймача  $A_{пр}$ . Максимальне опромінення дзеркала геліостата  $H_r$ .

Визначити площу поверхні приймача  $F_{пр}$  і теплові втрати в ньому, викликані випромінюванням і конвекцією, якщо робоча температура теплоносія складає  $t_{пр}$ . Ступінь чорноти приймача  $\epsilon_{пр}$ . Коефіцієнт конвективного теплообміну  $\alpha_{кон}$ .

Дано:  $n=263$

$$F_r=58 \text{ м}^2$$

$$H_{пр}=2,5 \text{ МВт/м}^2$$

$$R_r=0,8$$

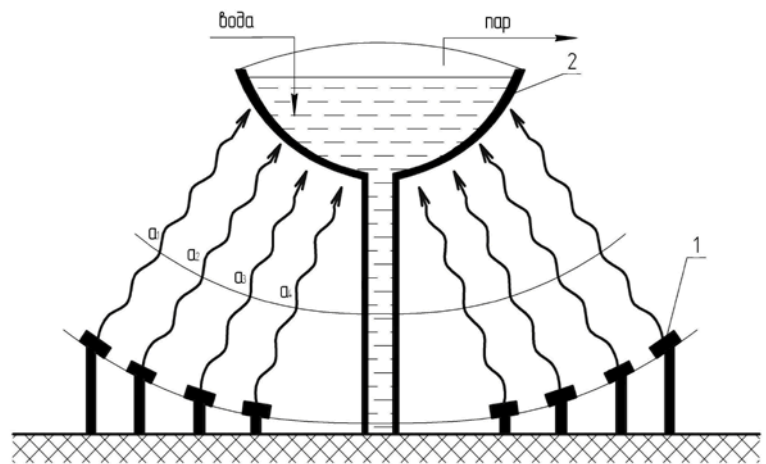
$$A_{пр}=0,95$$

$$H_r=600 \text{ Вт/м}^2$$

$$t_{пр}=660 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\epsilon_{пр}=0,95$$

$$\alpha_{кон}=4 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$$



Найти:  $F_{пр}, Q_{пот} - ?$

1 – геліостати; 2 - теплоприймач

Рисунок 3.1 – Схема концентратора сонячної енергії

### Рішення

1. Загальний тепловий потік (теплова потужність) геліостатів:

$$Q_{гел} = nFR_r = 263 \cdot 58 \cdot 0,8 = 7321920 \text{ Вт} = 7321,92 \text{ кВт}$$

2. Енергія, яка отримується теплоприймачем від геліостатів:

$$Q_{пр} = A_{пр} Q_{гел} = 0,95 \cdot 7321,92 = 6955,824 \text{ кВт}$$

3. Площа поверхні приймача, яка опромінюється, складає:

$$F_{пр} = \frac{Q_{пр}}{H_{пр}} = \frac{6955,824}{2,5 \cdot 10^3} = 2,782 \text{ м}^2$$

4. Втрати тепла за рахунок випромінювання від нагрітої поверхні приймача до навколишнього середовища:

$$Q_{\text{изл}} = \varepsilon_{\text{пр}} C_0 \cdot \left[ \left( \frac{T_{\text{пр}}}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_{0,\text{ср}}}{100} \right)^4 \right] \cdot F_{\text{пр}} =$$

$$= 0,95 \cdot 5,67 \cdot \left[ \left( \frac{660 + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{27 + 273}{100} \right)^4 \right] \cdot 2,782 = 112284,4 \text{Вт} = 112,2844 \text{кВт}$$

5. Теплові втрати тепла конвекцією у поверхні приймача за рахунок висхідного повітряного потоку:

$$Q_{\text{кон}} = \alpha_{\text{кон}} (t_{\text{пр}} - t_{0,\text{ср}}) F_{\text{пр}} = 4(660 - 20)2,782 = 7121,9 \text{Вт} = 7,1219 \text{кВт}$$

6. Загальні теплові втрати приймачем складають:

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\text{изл}} + Q_{\text{кон}} = 112,2844 + 7,1219 = 119,4 \text{кВт}$$

7. Коефіцієнт корисної дії установки складає:

$$\eta = \frac{Q_{\text{пр}} - Q_{\text{пот}}}{Q_{\text{пр}}} = 1 - \frac{119,4}{6955,824} = 0,983$$

Дані для розрахунку наведені в додатку Г.



## Розрахункова робота №4

Вважається, що дійсний ККД  $\eta_{\text{дійств}}$  океанічної ТЕС, що використовує температурний перепад поверхневих і глибинних вод  $(T_1 - T_2) = \Delta T$  та працює по циклі Ренкіна, удвічі менше термічного ККД установки, що працює по циклу Карно,  $\eta_t^k$ . Оцінити можливу величину дійсного ККД ОТЕС, робочим тілом якої є аміак, якщо температура води на поверхні океану  $t_1$ , а температура води на глибині океану  $t_2$ . Яка витрата теплої води  $V$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  буде потрібно для ОТЕС потужністю  $N$ ?

Дано:  $\eta_{\text{дійств}} = 0,5 \cdot \eta_t^k$   
 $t_1 = 28 \text{ }^\circ\text{C}$   
 $t_2 = 4 \text{ }^\circ\text{C}$   
 $N = 8 \text{ МВт}$   
 $\rho = 1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$   
 $C_p = 4,2 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$

Знайти:  $V$  - ?

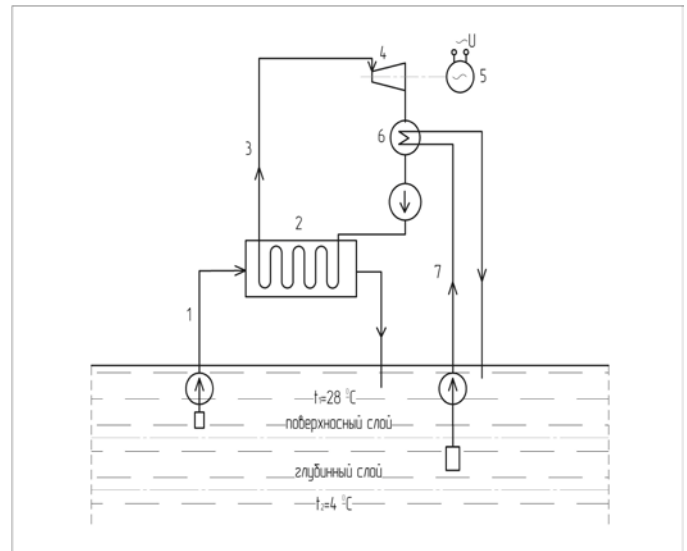


Рисунок 4.1 – Схема океанічної ТЕС

### Рішення

1. Різниця температур поверхневих і глибинних вод:

$$\Delta T = T_1 - T_2 = 28 - 4 = 24 \text{ К}$$

2. Термічний ККД установки, що працює по циклу Карно,  $\eta_t^k$ :

$$\eta_t^k = (\Delta T) / T_1 = (24) / (28 + 273) = 0,0797$$

3. В ідеальному теоретичному циклі Карно механічна потужність  $N_0$  (Вт) може бути визначена як:

$$N_0 = \eta_t^k \cdot Q_0$$

4. Реальний ККД установки, що працює по циклу Ренкіна (за завданням):

$$\eta_{\text{действ}}=0,5 \cdot \eta_t^k=0,5 \cdot 0,0797=0,0398$$

5. Механічна потужність  $N$  (Вт) в установці, що працює по циклі Ренкіна:

$$N = \eta_{\text{действ}} \cdot Q_0$$

6. Теплову потужність  $Q_0$  (Вт), отриману від теплої води можна представити як:

$$Q_0 = \frac{N}{\eta_{\text{действ}}} = \frac{8}{0,0398} = 201 \text{ МВт}$$

або як  $Q_0 = \rho \cdot V \cdot C_p \cdot \Delta T$ , звідси витрата теплої води  $V$ :

$$V = \frac{Q_0}{\rho \cdot C_p \cdot \Delta T} = \frac{201000000}{1 \cdot 10^3 \cdot 4,2 \cdot 10^3 \cdot 24} = 1,99 \text{ м}^3/\text{с}$$

Дані для розрахунку наведені в додатку Д.

## Розрахункова робота №5

Визначити початкову температуру  $t_2$  і кількість геотермальної енергії  $E_0$  (Дж) водоносного шару товщиною  $h$  при глибині залягання  $z$ , якщо задані характеристики породи шару: щільність  $\rho_{гр}=2700 \text{ кг/м}^3$ ; пористість  $a=5\%$ ; питома теплоємність  $C_{гр}=840 \text{ Дж/(кг·K)}$ . Температурний градієнт  $(dT/dz)$ .

Середня температура поверхні  $t_0$ . Питома теплоємність води  $C_в=4200 \text{ Дж/(кг·K)}$ ; щільність води  $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$ . Розрахунок зробити стосовно площі поверхні  $F=1 \text{ м}^2$ . Мінімумально припустиму температуру шару прийняти рівної  $t_1$ .

Визначити також постійну часу витягу теплової енергії  $\tau_0$  (років) при закачиванні води в шар і витраті її  $V$ . Яка буде теплова потужність, що витягається спочатку  $(dE/dt)_{\tau=0}$  і через  $n$  років  $(dE/dt)_{\tau=n}$  ?

Дано:  $h=0,8 \text{ км}$   
 $z=3,5 \text{ км}$   
 $\rho_{гр} = 2700 \text{ кг/ м}^3$   
 $\lambda_{гр} = 2 \text{ Вт/(м·K)}$   
 $a = 5 \%$   
 $C_{гр} = 840 \text{ Дж/(кг· K)}$   
 $(dT/dz) = 65 \text{ °C /км}$   
 $t_0 = 10 \text{ °C}$   
 $C_в = 4200 \text{ Дж/(кг · K)}$   
 $\rho = 1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$   
 $F = 1 \text{ км}^2$   
 $t_1 = 40 \text{ °C}$   
 $V = 0,1 \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{км}^2)$   
 1)  $\tau=0$  років  
 2)  $\tau=10$  років

Рисунок 5.1 – Схема водоносного шару

Знайти:  $t_2, E_0, \tau_0$

### Рішення

1. Визначимо температуру водоносного шару перед початком його експлуатації:

$$T_2 = T_0 + (dT/dz) \cdot z = 10 + 65 \cdot 3,5 = 237,5 \text{ °C} = 510,5 \text{ K}$$

2. Теплоємність шару  $C_{пл}$  (Дж/К) можна визначити по рівнянню:

$$\begin{aligned} C_{пл} &= [\alpha \cdot \rho_в \cdot C_в + (1-\alpha) \cdot \rho_{гр} \cdot C_{гр}] \cdot h \cdot F = \\ &= [0,05 \cdot 1 \cdot 10^3 \cdot 4200 + (1- \\ &0,05) \cdot 2,7 \cdot 10^3 \cdot 840] \cdot 800 \cdot 1 \cdot 10^6 = (210000 + 2154600) \cdot 800 \cdot 1 \cdot 10^6 = \\ &= 189168 \cdot 10^{10} \text{ Дж/К} = 1,9 \cdot 10^{15} \text{ Дж/К} \end{aligned}$$

3. Теплова потужність, що витягається спочатку  $E_0$  (Дж):

$$E_0 = C_{пл} \cdot (T_2 - T_1) = 189168 \cdot 10^{10} \cdot (237,5 - 40) = 37360680 \cdot 10^{10} \text{ Дж} = 3,7 \cdot 10^{17} \text{ Дж}$$

4. Постійну часу шару  $\tau_0$  (можливий час його використання, років) у випадку відводу теплової енергії шляхом накачування в нього води з об'ємною витратою  $V$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) можна визначити по рівнянню:

$$\tau_0 = C_{пл} / (V \cdot \rho_v \cdot C_v) = \frac{189168 \cdot 10^{10}}{0,1 \cdot 1000 \cdot 4200} = 4504 \cdot 10^6 \text{ с} = 4,5 \cdot 10^9 \text{ с} = 143 \text{ года}$$

5. Теплова потужність, що витягається спочатку і через 10 років

$$\left( \frac{dE}{d\tau} \right)_{\tau=0} = \frac{E_0}{\tau_0} \cdot e^{\frac{\tau}{\tau_0}} = \frac{E_0}{\tau_0} \cdot 1 = \frac{3,7 \cdot 10^{17}}{4,5 \cdot 10^9} = 0,82 \cdot 10^8 \text{ Вт} = 82 \text{ МВт}$$

$$\left( \frac{dE}{d\tau} \right)_{\tau=10} = \frac{E_0}{\tau_0} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_0}} = \left( \frac{E_0}{\tau_0} \right) \cdot e^{-\frac{10}{143}} = \left( \frac{dE}{d\tau} \right)_{\tau=0} \cdot e^{-\frac{10}{143}} = 82 \cdot e^{-\frac{10}{143}} = 76 \text{ МВт}$$

Відповідь: початкова температура  $t_2 = 237,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , тепловий потенціал до початку експлуатації  $E_0 = 3,7 \cdot 10^{17} \text{ Дж}$ , можливий час використання шару  $\tau_0 = 143$  року; теплова потужність, що витягається спочатку  $\left( \frac{dE}{d\tau} \right)_{\tau=0} = 82 \text{ МВт}$ ,

через 10 років  $\left( \frac{dE}{d\tau} \right)_{\tau=10} = 76 \text{ МВт}$ .

Дані для розрахунку наведені в додатку Е.

## Розрахункова робота №6

Визначити обсяг біогазогенератора  $V_6$  і добовий вихід біогазу  $V_{\Gamma}$  в установці, що утилізує гній від  $n$  корів, а також забезпечувану нею теплову потужність  $N$  (Вт). Час циклу сбражування  $\tau$  при температурі  $t$ ; подача сухого матеріалу для сбражування від однієї тварини йде зі швидкістю  $W$ ; вихід біогазу із сухої маси  $v_{\Gamma}=0,24 \text{ м}^3/\text{кг}$ . Зміст метану в біогазі складає 70 %. ККД паливоспалюючого пристрою  $\eta$ . Щільність сухого матеріалу, розподіленого в масі біогазогенератора,  $\rho_{\text{сухий}}=50 \text{ кг/м}^2$ . Теплота згоряння метану при нормальних фізичних умовах  $Q_{\text{H}}^{\text{P}}=28 \text{ МДж/м}^3$ .

Дано:  $n=18$   
 $\tau = 14 \text{ діб}$   
 $t = 25^{\circ} \text{ C}$   
 $W = 20 \text{ кг/добу}$   
 $v_{\Gamma} = 0,24 \text{ м}^3/\text{кг}$   
 $\eta=0,68$   
 $\rho_{\text{сух}} \approx 50 \text{ кг/м}^2$   
 $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 28 \text{ МДж/м}^3$

Знайти:  $V_6, V_{\Gamma}, N$

### Рішення

1. Подача сухого матеріалу для сбражування від 18 тварин йде зі швидкістю  $m_0$  (кг/сут):

$$m_0 = W \cdot n = 20 \cdot 18 = 360 \text{ кг/добу};$$

2. Добовий обсяг рідкої маси  $V_{\text{сут}}$ , що надходить у біогазогенератор ( $\text{м}^3/\text{добу}$ ) можна визначити по формулі:

$$V_{\text{сут}} = m_0 / \rho_{\text{сух}} = 360 / 50 = 7,2 \text{ м}^3/\text{добу}$$

3. Обсяг біогазогенератора, необхідного для ферми ( $\text{м}^3$ ):

$$V_6 = \tau \cdot V_{\text{сут}} = 14 \cdot 7,2 = 100,8 \text{ м}^3$$

4. Добовий вихід біогазу:

$$V_{\Gamma} = m_0 \cdot v_{\Gamma} = 360 \cdot 0,24 = 86,4 \text{ м}^3/\text{добу}$$

5. Теплова потужність пристрою, що використовує біогаз (МДж/добу):

$$N = \eta \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot V_{\Gamma} \cdot f_{\text{M}} = 0,68 \cdot 28 \cdot 86,4 \cdot 0,70 = 1150 \text{ МДж/добу} = 1150 \cdot 10^6 / (24 \cdot 3600) = 13,3 \text{ кВт.}$$

Дані для розрахунку наведені в додатку Ж.

### Розрахункова робота №7

Для опалення будинку протягом доби буде потрібно  $Q$  теплоти. При використанні для цієї мети сонячної енергії теплова енергія може бути запасена у водяному акумуляторі. Допустимо, що температура гарячої води  $t_1$ . Яка повинна бути ємність бака акумулятора  $V$  ( $\text{м}^3$ ), якщо теплова енергія може використовуватися в опалювальних цілях доти, поки температура води не понизиться до  $t_2$ ?

Дано:  $Q=0,60$  ГДж  
 $t_1=54$  °С  
 $t_2=29$  °С  
 $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup>  
 $c_p=4,2 \cdot 10^3$  Дж/(кг·К)

Знайти:  $V$ -?

### Рішення

1. Кількість теплоти:

$$Q = \rho \cdot V \cdot c_p \cdot (t_1 - t_2)$$

2. Ємність бака акумулятора:

$$V = \frac{Q}{\rho \cdot c_p \cdot (t_1 - t_2)} = \frac{0,60 \cdot 10^9}{1000 \cdot 4,2 \cdot 10^3 (54 - 29)} = 5,71 \text{ м}^3$$

Дані для розрахунку наведені в додатку К.

### Розрахункова робота №8

Використовуючи формулу Л. Б. Бернштейна, оцінити приливний потенціал басейну  $E_{\text{пот}}$  (кВт·ч), якщо його площа  $F$ , а середня величина припливу  $R_{\text{ср}}$ .

Дано:  $F=1000$  км<sup>2</sup>  
 $R_{\text{ср}}=7,2$  м

Знайти:  $E_{\text{пот}}$  - ?

### Рішення

Приливний потенціал басейну  $E_{\text{пот}}$  (кВт·ч):

$$E_{\text{пот}} = 1,97 \cdot 10^6 \cdot R_{\text{ср}}^2 \cdot F = 1,97 \cdot 10^6 \cdot 7,2^2 \cdot 1000 = 102 \cdot 10^9 \text{ кВт·ч.}$$

Дані для розрахунку наведені в додатку Л.

## Розрахункова робота №9

Як зміниться потужність малої ГЕС, якщо напір водоймища  $H$  в посушливий період зменшиться в  $n$  разів, а витрата води  $V$  скоротиться на  $m\%$ ? Втрати в гідротехнічних спорудженнях, водоводах, турбінах і генераторах вважати постійними.

Дано:  $n = 1,2$  рази  
 $m = 20\%$

### Рішення

Потужність ГЕС (Вт) можна визначити по простому рівнянню:

$$N = 9,81 \cdot V \cdot H \cdot \eta.$$

Нехай  $N$  – потужність малої ГЕС. Відомо, що напір водоймища  $H$  у посушливий період зменшиться в 1,2 рази, а витрата води  $V$  скоротиться на 20%, тобто

$$V_{зас} = 0,8 \cdot V, \quad H_{зас} = H/1,2$$

$$\frac{N}{N_{зас}} = \frac{9,81 \cdot V \cdot H \cdot \eta}{9,81 \cdot V_{зас} \cdot H_{зас} \cdot \eta} = \frac{9,81 \cdot V \cdot H \cdot \eta}{9,81 \cdot 0,8 \cdot V \cdot \frac{H}{1,2} \cdot \eta} = \frac{1,2}{0,8} = 1,5 \text{ рази}$$

Відповідь: потужність малої ГЕС у посушливий період зменшиться в 1,5 рази.

Дані для розрахунку наведені в додатку М.

ДОДАТОК А – Денне надходження сумарної  $E$  і розсіяної  $E_p$  сонячної радіації, МДж/м<sup>2</sup>

№ п/п	Географічне місце, північна широта, град	$E/E_p$					
		квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень
1	Керчь, 45.5	18.27	21.74	23.48	24.71	21.98	17.88
		10.12	23.32	11.14	8.29	8.21	7.35
2	Одеса, 46	16.73	20.55	23.05	24.12	22.72	15.77
		9.34	10.27	10.74	9.73	9.65	6.95
3	Симферополь, 45	19.67	22.68	23.12	26.05	23.24	18.37
		10.52	11.63	12.85	12.74	10.28	8.93
4	Миколаїв, 47	16.08	21.06	23.75	24.18	21.64	15.12
		9.12	9.26	10.92	11.26	9.06	7.09
5	Маріуполь, 47.5	14.82	18.98	21.63	23.53	20.65	15.21
		7.08	9.34	10.81	12.06	8.93	7.23
6	Донецьк, 48	14.12	18.89	21.03	22.26	21.26	14.87
		6.28	8.17	9.34	10.88	8.94	7.12
7	Луганськ, 48.5	14.06	18.71	21.28	22.44	21.45	15.22
		6.12	8.23	10.44	11.09	9.11	8.15
8	Дніпропетровськ, 48.5	14.23	18.84	20.17	21.87	21.15	14.25
		7.05	8.08	9.68	10.76	8.65	7.06
9	Івано-Франківськ, 49	14.12	18.63	19.90	21.85	18.15	13.90
		6.96	8.00	9.25	10.53	8.17	7.56
10	Львів, 50	13.97	19.65	20.52	21.35	19.12	13.98
		6.85	8.51	9.15	9.19	8.78	7.92
11	Харків, 50.5	14.15	20.25	21.17	22.05	17.83	14.03
		6.91	9.52	8.15	8.93	8.22	7.84
12	Луцьк, 54	13.69	15.37	20.45	20.97	16.03	12.24
		6.35	8.95	9.33	10.21	8.26	7.93
13	Алушта, 46.0	15.16	21.65	24.13	25.18	23.23	17.19
		6.85	8.87	10.75	10.95	9.94	8.36
14	Чернігів, 52	14.21	18.05	19.08	20.21	16.23	12.79
		6.83	7.95	8.78	9.65	7.37	6.32
15	Москва, 56	13.41	18.65	19.83	19.19	15.14	10.06
		7.54	9.33	9.78	10.27	8.11	6.14
16	Сімеїз, 42	16.12	19.71	22.80	22.41	20.52	15.29
		7.23	7.83	7.64	7.83	6.75	5.42
17	Київ, 50.5	13.90	18.76	21.82	20.52	17.28	12.65
		7.51	9.18	10.00	9.45	7.69	5.84
18	Ялта, 40	19.18	24.97	28.22	27.00	25.11	20.15
		8.2	8.23	7.78	6.88	6.34	5.38
19	Баку, 41	24.05	23.17	29.61	27.40	25.11	20.01
		4.73	5.26	6.53	6.34	5.40	3.89
20	Петербург, 56	10.11	13.65	15.93	17.26	15.02	11.76
		6.75	7.93	10.12	11.13	9.37	8.45
21	Джанкой, 42	23.9	27.81	29.47	27.81	24.16	19.04
		5.14	5.26	5.84	5.80	5.40	3.61



## ДОДАТОК Б – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №1

№ варіанта	Температура гарячої води, t <sub>г.в.</sub>	Температура холодної води, t <sub>х.в.</sub>	Географічне місце, «А»	Кількість людей, n	Витрата води на 1 людину, л/чол.день	Кут нахилу сонячного колектора, β	ККД сонячної установки, η	ККД установки, що замінюється, η <sub>з.у.</sub>
1	48	15	20	5	50	41.0	0,65	0,55
2	49	17	12	7	60	33.5	0,66	0,56
3	50	16	14	9	80	37.0	0,67	0,57
4	51	19	11	5	100	35.5	0,68	0,58
5	52	18	17	7	75	25.0	0,69	0,59
6	53	15	15	9	50	41.0	0,70	0,60
7	54	16	10	10	60	35.0	0,71	0,61
8	55	17	9	15	70	35.5	0,72	0,62
9	56	18	8	20	80	33.5	0,73	0,63
10	57	19	6	40	100	26.0	0,74	0,64
11	58	16	5	60	55	27.0	0,75	0,65
12	59	17	3	80	65	35.5	0,65	0,66
13	60	18	2	100	75	25.0	0,66	0,67
14	61	20	16	150	85	41.0	0,67	0,68
15	62	21	18	200	100	25.0	0,68	0,69
16	63	18	19	120	60	26.0	0,69	0,70
17	64	19	21	180	70	27.0	0,70	0,71
18	48	20	14	18	80	37.0	0,71	0,72
19	49	21	17	12	90	35.5	0,72	0,73
20	50	16	10	14	100	35.0	0,73	0,74
21	51	17	4	25	65	32.0	0,74	0,75
22	52	18	16	30	75	27.0	0,75	0,76
23	53	19	13	50	85	31.0	0,65	0,77
24	54	20	4	70	100	32.0	0,66	0,78
25	55	21	7	85	50	33.5	0,67	0,79

## ДОДАТОК В – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №2

№ варіанта	розрахункове оптимальне навантаження споживачів опалення $Q_{от}$ , кВт	витрата термальної води $G_T$ , кг/с	температура термальної води $t_T$ , °C	обсяг газу в термальній воді $V$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> води	теплотворна здатність побіжного газу $Q_{пн}^D$ , МДж/м <sup>3</sup>	температура вихлопних газів турбіни $t_T$ , °C	температура мережної води на вході $t_B^{нач}$ , °C	температура нагрівання мережної води $t_{ГВ}^{кон}$ , °C	теплова потужність системи гарячого водопостачання $Q_{ГВ}$ , кВт
1	710	7,0	65	1,02	36,6	120	15	50	205
2	720	7,2	63	1,08	36,4	118	11	52	200
3	724	7,6	62	1,06	35,9	115	16	49	203
4	728	7,4	66	1,1	35,7	119	10	53	210
5	725	7,9	68	1,05	36,1	110	14	57	215
6	800	7,5	63	1,03	37,0	114	20	60	216
7	750	8,2	69	1,09	36,5	123	18	59	208
8	770	7,1	61	1,06	36,4	118	16	62	206
9	772	8,1	65	1,05	35,8	115	19	54	204
10	748	7,3	59	1,09	36,4	111	14	53	211
11	762	7,5	62	2,0	36,9	119	12	51	206
12	792	7,7	68	2,1	36,1	120	15	58	213
13	708	7,2	64	1,09	36,8	124	13	54	216
14	746	7,6	58	1,07	35,8	109	18	57	210
15	714	8,5	62	2,06	35,7	115	16	53	200
16	802	6,8	66	1,08	36,4	117	10	54	209
17	795	7,0	67	1,01	36,1	113	19	52	207
18	722	7,6	63	1,06	37,0	110	15	59	216
19	738	7,4	61	1,05	36,8	116	17	51	218
20	746	7,9	65	1,09	36,2	118	13	50	200
21	726	7,5	68	2,08	36,4	111	12	56	202
22	779	7,2	63	2,04	36,9	120	15	52	208
23	785	8,0	64	1,06	36,7	125	18	53	210
24	765	7,7	62	2,01	36,1	114	16	58	205
25	777	7,6	66	1,06	35,8	116	12	54	207

## ДОДАТОК Г – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №3

№ варіанта	Кількість геліостатів n	Поверхня геліостату $F_r$ , м <sup>2</sup>	Енергетична освітленість $N_{пр2}$ Вт/м <sup>2</sup>	Коефіцієнт відображення геліостата $R_r$	Коефіцієнт поглинання приймача $A_{пр}$	Опромінення дзеркала геліостата $H_r$ , Вт/м <sup>2</sup>	робоча температура теплоносія складає $t_{пр}$ , °C	Ступінь чорності приймача $\epsilon_{пр}$	Коефіцієнт конвективного теплообміну $\alpha_{кон}$ , Вт/(м <sup>2</sup> К)
1	260	55	2,5	0,5	0,9	600	660	0,94	4
2	256	58	2,0	0,8	0,92	610	620	0,96	6
3	254	56	2,1	0,6	0,93	615	610	0,97	8
4	265	52	2,7	0,2	0,91	620	630	0,92	5
5	269	53	2,8	0,4	0,94	612	650	0,9	9
6	259	54	2,4	0,9	0,96	605	625	0,95	7
7	254	56	2,6	0,7	0,97	556	615	0,92	2
8	253	52	2,1	0,6	0,92	580	610	0,91	3,5
9	261	60	2,7	0,5	0,9	595	600	0,94	6
10	269	62	2,5	0,9	0,95	620	670	0,96	5,5
11	258	49	2,9	0,6	0,92	615	675	0,97	4,7
12	264	54	2,5	0,5	0,93	618	655	0,92	5
13	253	62	2,0	0,8	0,91	610	642	0,9	9
14	300	56	2,1	0,6	0,94	608	651	0,92	4
15	285	55	2,7	0,2	0,96	601	650	0,93	6
16	273	53	2,8	0,4	0,97	600	580	0,91	8
17	260	58	2,4	0,9	0,92	615	664	0,94	5
18	285	51	2,6	0,7	0,9	620	595	0,96	9
19	245	59	2,1	0,6	0,92	580	630	0,93	7
20	264	52	2,7	0,5	0,93	600	650	0,91	2
21	275	61	2,5	0,9	0,91	610	670	0,94	3,5
22	267	59	2,9	0,6	0,94	608	660	0,96	6
23	293	54	2,5	0,2	0,96	602	655	0,97	5,5
24	264	55	2,0	0,4	0,97	598	620	0,92	4,7
25	281	53	2,1	0,9	0,92	600	640	0,95	5

## ДОДАТОК Д – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №4

№ варіанта	температура води на поверхні океану $t_1$ , °C	температура води на глибині океану $t_2$ , °C	потужність N, МВт
1	30	5	10
2	25	3	8
3	27	6	6
4	29	8	12
5	35	4	15
6	34	6	11
7	26	2	10
8	28	4	14
9	30	5	8
10	36	8	7
11	34	4	5
12	31	5	9
13	26	3	11
14	30	6	16
15	25	8	10
16	27	4	8
17	29	6	6
18	35	2	12
19	34	4	15
20	26	5	11
21	28	8	10
22	30	4	14
23	36	6	8
24	34	2	7
25	31	5	5

## ДОДАТОК Е – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №5

№ варіанта	Товщина водоносного шару h, км	Глибина залягання z, км	Температурний градієнт (dT/dz), °C /км	Середня температура поверхні t <sub>0</sub> , °C	Мінімальна температура пласта, t <sub>1</sub> , °C	Витрата води, V, м <sup>3</sup> /(с·км <sup>2</sup> )
1	0,5	4,0	60	10	45	0,1
2	0,3	3,8	65	12	42	0,2
3	0,8	3,6	70	14	38	0,3
4	0,4	3,4	66	13	44	0,1
5	0,6	3,5	58	15	50	0,5
6	0,9	2,0	59	18	46	0,05
7	0,3	2,8	62	19	30	0,6
8	0,5	2,6	64	16	38	0,3
9	0,7	4,2	58	20	47	0,1
10	0,5	3,7	60	10	45	0,2
11	0,3	4,0	65	14	42	0,3
12	0,8	3,8	70	11	38	0,1
13	0,4	3,6	66	10	44	0,5
14	0,6	3,4	58	12	50	0,05
15	0,9	3,5	59	14	46	0,6
16	0,3	2,0	62	13	30	0,3
17	0,5	2,8	64	15	38	0,1
18	0,7	2,6	58	18	47	0,2
19	0,5	4,2	60	19	45	0,3
20	0,3	3,7	65	16	42	0,1
21	0,8	4,0	70	20	38	0,5
22	0,4	3,8	66	10	44	0,05
23	0,6	3,6	58	14	50	0,6
24	0,9	3,4	59	11	46	0,3
25	0,3	3,5	62	13	30	0,4

## ДОДАТОК Ж – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №6

№ варіанта	Кількість корів, n	Час циклу сбражування, $\tau$ , діб	Температура $t$ , °C	Швидкість подачі сухого матеріалу $W$ , кг/добу	ККД паливоспалюючого пристрою, $\eta$
1	20	15	26	15	0,60
2	15	20	20	20	0,61
3	30	10	17	18	0,62
4	25	15	22	15	0,63
5	23	12	28	10	0,64
6	40	18	15	16	0,65
7	35	9	24	17	0,66
8	30	16	22	14	0,67
9	36	21	19	15	0,68
10	28	13	20	18	0,69
11	10	19	17	22	0,70
12	16	17	24	19	0,60
13	19	10	25	15	0,61
14	25	15	26	20	0,62
15	23	20	20	18	0,63
16	35	10	17	15	0,64
17	18	15	22	10	0,65
18	27	12	28	16	0,66
19	20	18	15	17	0,67
20	15	9	24	14	0,68
21	30	16	22	15	0,69
22	25	21	19	18	0,70
23	23	13	20	22	0,60
24	40	19	17	19	0,61
25	26	17	24	20	0,62

## ДОДАТОК К – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №7

№ варіанта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кількість теплоти Q, ГДж	0,58	0,57	0,56	0,54	0,55	0,50	0,60	0,52	0,58	0,57	0,56	0,54	0,55	0,50	0,60	0,52	0,58	0,57	0,56	0,54	0,55	0,50	0,60	0,52
Температура гарячої води $t_1, ^\circ\text{C}$	55	57	60	52	54	58	64	53	67	59	65	55	57	60	52	54	58	64	53	67	59	65	60	58
Температура $t_2, ^\circ\text{C}$	30	28	25	24	20	29	35	24	26	30	28	25	24	20	29	35	24	26	25	21	31	28	25	27

## ДОДАТОК Л – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №8

№ варіанта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Площа басейну, F, км <sup>2</sup>	1000	1500	1200	1100	1400	1800	1900	2000	1000	1500	1200	1100	1400	1800	1900	2000	1000	1500	1200	1100	1400	1800	1900
Величина припливу $R_{\text{ср}}, \text{м}$	7,8	7,3	7,4	8,0	7,9	7,2	7,8	7,4	7,6	7,5	7,1	7,8	7,3	7,4	8,0	7,9	7,2	7,8	7,4	7,6	7,5	7,1	7,9

## ДОДАТОК М – Дані для розрахунку до розрахункової роботи №9

№ варіанта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<b>n</b>	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
<b>m</b>	10	20	30	15	25	11	16	18	24	28	10	20	30	15	25	11	16	18	24	28	24	18	13