

Міністерство освіти і науки України  
Запорізька державна інженерна академія

# **ПРОЕКТУВАННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

**Навчально-методичний посібник**

**для студентів ЗДІА напрямку 144 “Теплоенергетика”  
денної та заочної форми навчання**

Рекомендовано до видання  
на засіданні кафедри ТЕ,  
протокол № 3 від 25.10.2016 р.

**Запоріжжя  
2016**

**Проектування та оптимізація систем тепlopостачання.** Навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА напряму 144 “Теплоенергетика” денної та заочної форми навчання / Укл.: **А.О.Чейлитко** – Запоріжжя. Видавництво ЗДІА, 2016. - 200 с.

Укладачі: **А.О. Чейлитко**, к.т.н., академік європейської науково-освітньої академії, докторант, доцент каф. ТЕ

Відповідальний за випуск -  
завідувач кафедри Теплоенергетики  
д.т.н., професор Яковлева І.Г.

Рецензенти:

Павленко А.М. – д.т.н., професор, завідувач кафедри теплогазопостачання, вентиляції та теплоенергетики Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка

Коваленко В.Л. - к.т.н., доцент, декан факультету енергетики, електроніки та інформаційних технологій Запорізької державної інженерної академії.

# ЗМІСТ

---

|   |          |
|---|----------|
| <b>Глава 1 - Енергетичні системи .....</b>  | <b>7</b> |
| 1.1 Схеми систем енергопостачання.....  | 7        |
| 1.2 Роздільна система енергопостачання.....   | 8        |
| 1.3 Комбінована система тепlopостачання.....  | 9        |
| 1.4 Фіктивна схема КЭС.....   | 10       |
| 1.5 Вироблення електричної енергії на КЭС.....  | 11       |
| 1.6 Фіктивна схема ТЕЦ з протитисковими турбінами.....  | 14       |
| 1.7 Вироблення електричної енергії на ТЕЦ з протитисковими турбінами.....   | 15       |
| 1.8 Розрахунок витрати палива в системах тепlopостачання.....   | 18       |
| 1.8.1 Витрата палива на КЭС на вироблення електричної енергії.....  | 18       |
| 1.8.2 Витрата палива на вироблення теплоти в роздільній системі енергопостачання.....   | 23       |
| 1.8.3 Загальна витрата палива на вироблення електроенергії в роздільній системі енергопостачання.....                                     | 24       |
| 1.8.4 Витрата палива на ТЕЦ з протитисковими турбінами на вироблення електричної енергії.....   | 25       |
| 1.8.5 Витрата палива на ТЕЦ на вироблення теплоти.....  | 26       |
| 1.8.6 Витрата палива в комбінованій системі енергопостачання.....   | 27       |
| 1.8.7 Витрата палива в комбінованій системі енергоспоживання при установці на ТЕЦ турбін теплофікацій з конденсацією і відбором пари..... | 27       |
| 1.9 Рівняння Мелентьева.....  | 34       |
| 1.10 Визначення потужності проектованою ТЕЦ.....  | 36       |
| 1.11 Оптимальний коефіцієнт теплофікації.....   | 40       |
| 1.12 Функція теплоспоживання.....   | 42       |
| 1.12.1 Функція теплоспоживання водяної і пароводяної систем тепlopостачання.....  | 43       |
| 1.12.2 Розподіл потужності теплоспоживання між основними і піковими ТЕЦ.....  | 49       |

|  |            |
|--|------------|
| <b>Практичне завдання №1.</b>  |            |
| Завдання 1.1.....  | 53         |
| 1.13 Функція споживання парової системи<br>теплопостачання промислового підприємства.....      | 56         |
| <b>Практичне завдання №2</b>   |            |
| Завдання 1.2.....  | 63         |
| Завдання 1.3.....  | 65         |
| Завдання 1.4.....  | 78         |
| Завдання 1.5.....  | 80         |
| <b>Глава 2 - Надійність систем енергопостачання.....</b>                                       | <b>83</b>  |
| 2.1 Загальні поняття надійності систем.....  | 83         |
| 2.2 Надійність систем теплопостачання.....   | 86         |
| 2.3 Підготовка до опалювального періоду.....   | 87         |
| 2.3.1 Автоматичне видалення повітря з магістралей<br>мережевої води.....                       | 90         |
| 2.4 Режим теплопостачання для умов можливого дефіциту<br>тепловій потужності джерел тепла..... | 95         |
| 2.5 Оцінка і керування надійністю систем теплових мереж.....                                   | 96         |
| 2.5.1 Оцінка надійності трубопроводів і засувок.....   | 96         |
| 2.5.2 Статистична обробка надійності елементів<br>системи теплопостачання.....                 | 101        |
| 2.6 Нормування показників надійності системи теплових мереж.....                               | 102        |
| 2.7 Лімітоване теплопостачання споживачів в<br>аварійній ситуації.....                         | 108        |
| 2.8 Підвищення надійності систем теплопостачання.....  | 112        |
| <b>Глава 3 - Оптимізація параметрів систем теплопостачання.....</b>                            | <b>118</b> |
| 3.1 Оптимізація однієї змінної.....  | 119        |
| 3.1.1 Метод найменших квадратів.....   | 120        |
| 3.1.2 Нелінійні рівняння.....  | 122        |
| 3.1.3 Метод половинного розподілу.....   | 123        |
| 3.1.4 Метод виключення інтервалів.....   | 124        |
| 3.1.5 Метод «золотого» перетину.....   | 125        |
| 3.1.6 Метод Хорд.....  | 125        |
| 3.1.7 Метод дотичних( метод Ньютона).....  | 127        |
| 3.1.8 Метод середньої крапки.....  | 128        |

|  |            |
|--|------------|
| 3.1.9 Простий метод ітерації.....  | 128        |
| 3.1.10 Чисельне диференціювання.....   | 129        |
| 3.2 Оптимізація функції декількох змінних.....   | 130        |
| 3.2.1 Методи прямого пошуку.....   | 132        |
| 3.2.1.1 Метод пошуку по симплексу.....   | 134        |
| 3.4.2 Градієнтні методи.....   | 137        |
| 3.2.2.1 Метод Коши.....  | 138        |
| 3.3 Оптимізація функції мети методом геометричного програмування.....                              | 140        |
| <b>Практичне завдання №3</b>   |            |
| Завдання 3.1.....  | 143        |
| Завдання 3.2.....  | 147        |
| <b>Глава 4 - Норми проектування систем теплопостачання.....</b>                                    | <b>150</b> |
| 4.1 Умовні позначення трубопроводів і їх елементів .....   | 150        |
| 4.1.1 Умовні графічні позначення.....  | 151        |
| 4.1.2 Буквено-цифрові позначення.....  | 156        |
| 4.2 Трубопроводи LPE і PVC.....  | 158        |
| 4.2.1 Характеристика системи KAN – therm.....  | 158        |
| 4.2.2 Труби LPE і PE-Xc (VPE - c).....   | 159        |
| 4.2.2.1 Матеріал труб і сфера застосування.....  | 159        |
| 4.2.2.2 Транспортування і складування.....   | 160        |
| 4.2.2.3 Фізичні властивості труб .....   | 160        |
| 4.2.2.4 З'єднання труб LPE і PE-Xc (VPE - c).....  | 161        |
| 4.2.2.5 Прокладання труб LPE і PE-Xc (VPE - c) .....   | 164        |
| 4.2.2.6 Втрати тепла трубами поліетиленовими Cronatherm.....                                       | 166        |
| 4.2.2.7 Випробування устаткування з труб LPE і PE-Xc.....  | 167        |
| 4.2.2.8 Швидкість води в трубопроводах холодної і<br>Гарячої води центрального водопостачання..... | 168        |
| 4.2.2.9 Розводка центрального опалювання з труб LPE<br>і PE-Xc (VPE - c) продукції Cronatherm..... | 168        |
| 4.2.2.10 Гідравлічні виміри устаткування<br>центрального опалювання.....                           | 170        |

|  |            |
|--|------------|
| 4.2.2.11 Гідравлічні режими.....   | 171        |
| 4.2.3 Труби PVC - C і PVC - U системи KAN - therm.....   | 172        |
| 4.2.3.1 Матеріал труб і сфера застосування.....  | 172        |
| 4.2.3.2 Транспортування і складування.....   | 174        |
| 4.2.3.3 Фізичні властивості труб.....  | 174        |
| 4.2.3.4 З'єднання розбірне.....  | 175        |
| 4.2.3.5 Прокладання труб.....  | 176        |
| 4.2.3.6 Умова застосування компенсаційних муфт.....  | 177        |
| 4.2.3.7 Максимальна швидкість потоку.....  | 179        |
| 4.2.3.8 Втрати тиску для місцевих опорів.....  | 179        |
| 4.3 Класифікація будівельних об'єктів.....   | 180        |
| 4.3.1 Категорія складності об'єкту будівництва.....  | 182        |
| 4.3.2 Орієнтовний перелік об'єктів по класах наслідків .....                                   | 186        |
| 4.4 Стадії проектування.....   | 189        |
| 4.4.1 Рекомендована стадійність проектування для об'єктів<br>різних категорій складності ..... | 192        |
| 4.5 Зображення умовні графічні в схемах. Устаткування<br>енергічне.....                        | 192        |
| 4.6 Правила побудови креслень.....   | 192        |
| 4.7 Плани мереж.....   | 193        |
| 4.8 Схеми мереж.....   | 194        |
| 4.9 Поперечний переріз мереж.....  | 195        |
| 4.10 Креслення (плани, розрізи, схеми) вузлів трубопроводу і<br>П-подібного компенсатора.....  | 196        |
| <b>Перелік використаної літератури.....</b>  | <b>199</b> |

## Глава 1 - Енергетичні системи

### 1.1 Схеми системи енергопостачання

Основними видами споживаної енергії промислово - комунального району є електрична енергія і теплота.

Як джерело енергопостачання можуть бути прийняті дві принципово різні системи: роздільна і комбінована.

У роздільній системі енергопостачання забезпечується вироблення необхідної кількості електричної енергії на конденсаційних електричних (КЕС) і по лініях електропередач ЛЕП її передають до місця споживання. Теплова енергія в роздільній системі виробляється на промислових (районних) котельнях, і по тепловим мережам у вигляді пари і гарячої води, подається тепловим споживачам.

Відмінна особливість систем теплопостачання від електропостачання полягає в тому, що теплота не може передаватися на великі (більше 30 км) відстані, а це змушує джерело генерації теплоти розміщувати в районі теплоспоживання або на допустимому від нього відстані.

Комбінована система енергопостачання забезпечує вироблення теплоти на теплоелектроцентралі (ТЕЦ), де на базі теплового споживання виробляється електрична енергія комбінованим методом. Комбіноване енерговиробництво дає економію палива в порівнянні з виробленням тих же кількостей теплоти та електроенергії, що і в роздільній системі енергопостачання.

Комбінована система енергопостачання має електричний зв'язок з енергетичною системою (ЕС) регіону, що дозволяє компенсувати дисбаланс між виробництвом і споживанням електричної енергії в будь-який момент часу.

Комбінована система енергопостачання вимагає додаткових капіталовкладень, порівняно з роздільною, які компенсуються економією палива.

Необхідною умовою організації комбінованої системи енергопостачання є наявність теплового споживача. Для вибору системи енергопостачання

необхідно визначити енергетичні характеристики системи і її техніко-економічні показники будівництва і функціонування.

З цією метою розглянемо кожну з систем енергопостачання.

## 1.2 Роздільна система енергопостачання

Роздільна система енергопостачання (рис.1.1.) Складається з конденсаційної станції (ТЕС) і промислової (районної) котельні (РК).

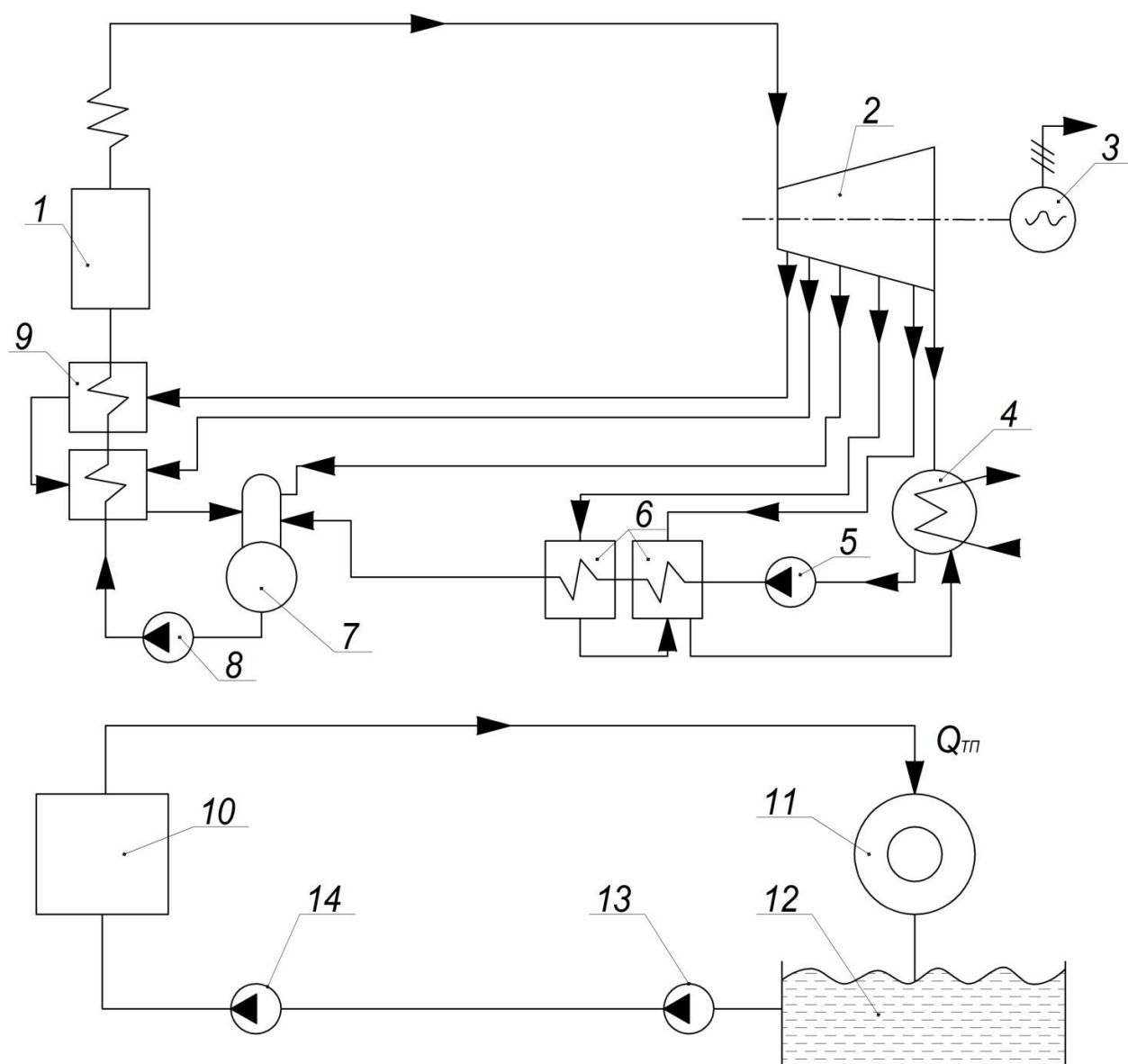


Рис. 1.1. Принципова теплова схема роздільної системи енергопостачання

1. енергетичний котел;
2. конденсаційна турбіна;
3. електрогенератор;



4. конденсатор;
5. конденсатний насос КЕС;
6. підігрівачі низького тиску (ПНТ);
7. деаератор;
8. живильний насос КЕС;
9. підігрівачі високого тиску (ПВТ);
10. паровий котел промислової котельні;
11. споживачі теплової енергії;
12. конденсатний бак;
13. конденсатний насос промпідприємства;
14. живильний насос парової котельні.

Визначення витрати палива в роздільній системі енергопостачання вимагає виконання розрахунку принципової теплової схеми КЕС.

Обсяг обчислень по тепловому розрахунку схеми можна скоротити, замінивши реальну теплову схему КЕС еквівалентної, по виробленню електричної енергії і витраті палива, фіктивної схемою КЕС.

### **1.3 Комбінована система енергопостачання**

Комбінована система енергопостачання забезпечує енергоспоживання району від енергогенеруючого джерела ТЕЦ. На ТЕЦ електрична енергія виробляється на базі теплового споживання комбінованим методом. Дисбаланс між виробленням електричної енергії та споживанням демпфується енергетичною системою, з якою ТЕЦ пов'язана електричними мережами.

Для отримання енергетичних характеристик комбінованої системи енергопостачання виконано аналіз комбінованої системи з установкою на ТЕЦ турбін з протитиском.

Турбіни із протитиском економічно встановлювати на ТЕЦ для забезпечення цілорічної теплового навантаження з огляду на те, що вони працюють за вільним графіком теплового споживання і вимушеному електричному, тобто потужність, що розвивається і вироблення електричної енергії залежить від величини теплового споживання. Вироблення електричної енергії на компенсаційному режимі відсутня.

### 1.4 Фіктивна схема КЕС

Фіктивна схема КЕС передбачає заміну ланцюжка регенеративних підігрівачів конденсату і деаерації живильної води одним змішуючим регенеративним підігрівачем. Фіктивність схеми полягає в підігріві живильної води паром з температурою  $t_p < t_{ж.в.}$  до температури живильної води  $t_{ж.в.}$ .

Приєм заміни реальної схеми КЕС фіктивної є "інструментом" пониження складності розрахунку реальної схеми з метою спрощення розрахункових операцій.

Еквівалентність фіктивної схеми з реальною забезпечується вибором тиску на змішуючий регенеративний підігрівач, відповідного середній температурі робочого тіла в системі регенерації

$$t_p = 0,5 \cdot (t_{ж.в.} + t_{к.к.}), \quad (1.1)$$

де  $t_{ж.в.}$  – температура живильної води, °С;

$t_{к.к.}$  – температура конденсату при тиску пари в конденсаторі турбіни, °С.

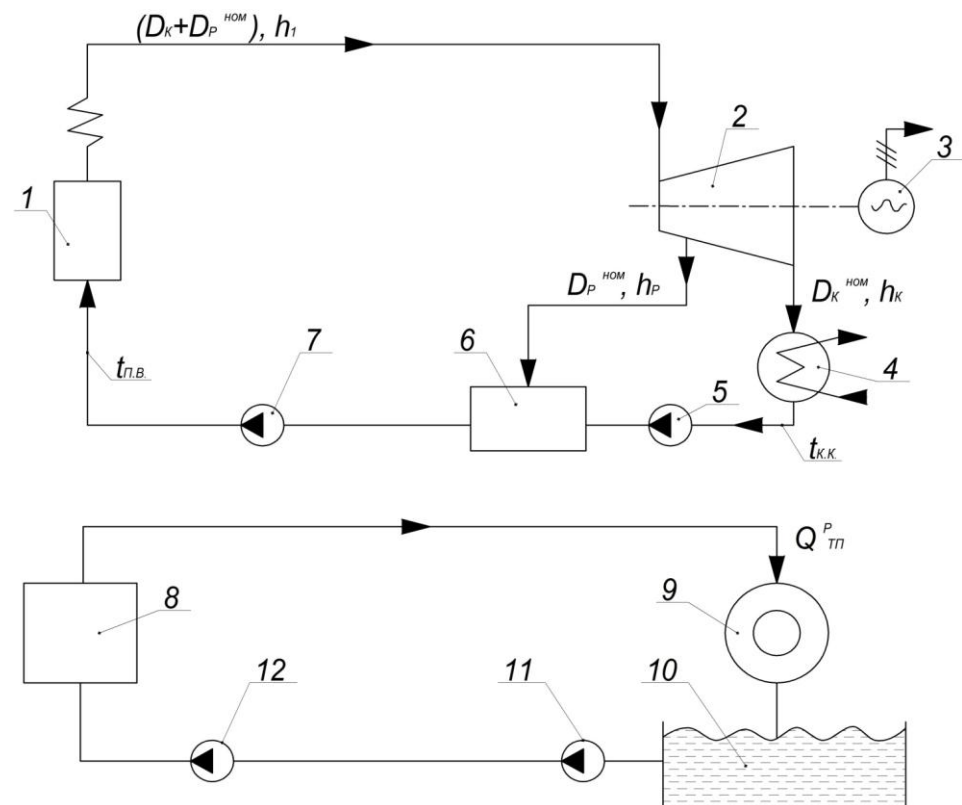


Рис. 1.2. Фіктивна схема роздільної системи енергопостачання

1. енергетичний котел;
2. конденсаційна турбіна;
3. електрогенератор;
4. конденсатор;
5. конденсатний насос КЕС;
6. змішуючий регенеративний підігрівач (УРП);
7. живильний насос КЕС;
8. паровий котел промислової котельні;
9. споживачі теплової енергії;
10. конденсатний бак;
11. конденсатний насос промпідприємства;
12. живильний насос парової котельні.

### 1.5 Вироблення електричної енергії на КЕС

Електрична енергія на ТЕС (рис. 1.2) виробляється на двох потоках пара. На потоці  $D_{\kappa}^{ном}$ , що надходить в конденсатор, електрична енергія в кількості  $\mathcal{E}_{\kappa}^{год}$  виробляється по конденсаційному циклу

$$\mathcal{E}_{\kappa}^{год} = D_{\kappa}^{ном} \cdot \Delta h_{\kappa}^{із} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм} \cdot n_{\mathcal{E}, \text{КЭС}}^{\max}, \quad (1.2)$$

де  $\eta_{oi}$  – внутрішній відносний ККД проточної частини турбіни;

$\eta_{эм}$  – електромеханічний ККД;

$\Delta h_{\kappa}^{із}$  – ізоентропний теплоперепад від початкових параметрів пари перед турбіною до тиску в конденсаторі, КДж/кг;

$n_{\mathcal{E}, \text{КЭС}}^{\max}$  – число годин використання максимуму в році встановленій електричній потужності КЕС (приймають  $n_{\mathcal{E}, \text{КЭС}}^{\max} = 6000 - 6500$  годин).

Інша частина енергії  $\mathcal{E}_{вн}^{zod}$  виробляється на ТЕС на потоці пари  $D_p^{ном}$ , що надходять в змішуючий регенеративний підігрівач, комбінованим методом на базі внутрішнього споживання

$$\mathcal{E}_{вн}^{zod} = D_p^{ном} \cdot \Delta h_p^{из} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм} \cdot n_{э.кэс}^{max}, \quad (1.3)$$

$\Delta h_p^{из}$  – ізоентропний теплоперепад від початкових параметрів пари перед турбіною до тиску в регенеративном підігрівачі змішуючого типу, КДж/кг.

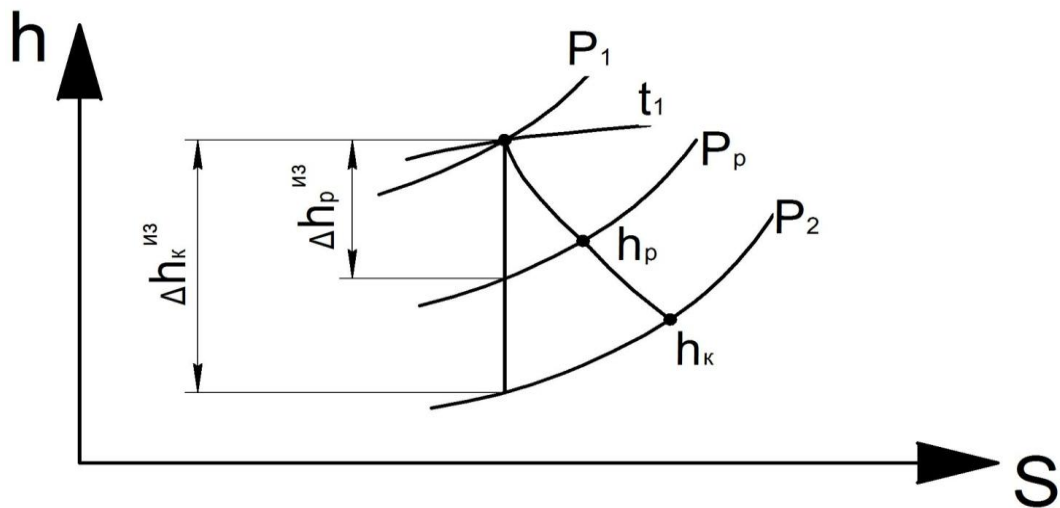


Рис 1.3. Процес розширення пари в турбіні фіктивної схеми

Відносна вироблення електричної енергії на ТЕС на базі внутрішнього теплового споживання

$$e_k = \frac{\mathcal{E}_{вн}^{zod}}{\mathcal{E}_k^{zod}}$$

Розкривши значення  $\mathcal{E}_{вн}^{zod}$  і  $\mathcal{E}_k^{zod}$ , отримаємо

$$e_k = \frac{D_p^{ном}}{D_k^{ном}} \cdot \frac{\Delta h_p^{из}}{\Delta h_k^{из}}$$

Відношення витрат пари  $D_p^{НОМ} / D_k^{НОМ}$  визначимо з теплового балансу змішувального регенеративного підігрівача

$$D_p^{НОМ} \cdot (h_p - h_{n.в}) = D_k^{НОМ} \cdot (h_k - h_{k.к});$$

$$\frac{D_p^{НОМ}}{D_k^{НОМ}} = \frac{h_{n.в} - h_{k.к}}{h_p - h_{n.в}},$$

де  $h_{n.в}$  – ентальпія живильної води, КДж/кг;

$h_{k.к}$  – ентальпія конденсату на лінії насичення, при тиску пари в конденсаторі, КДж/кг;

$h_p$  – ентальпія пари що надходить в змішуючий регенеративний підігрівач

$$h_p = h_1 - \Delta h_p^{u3} \cdot \eta_{oi} \quad (1.4)$$

Тиск пари  $P_p$ , що надходить в змішуючий регенеративний підігрівач, визначається як тиск насичення (при температурі насичення  $t_p$ ) з термодинамічних таблиць води і водяної пари або наближено за формулою, Па

$$t_p = \sqrt[4]{1000 \cdot P},$$

де  $P$  – тиск насичення, Па

$$P_p = \frac{t_p^4}{1000}, \quad (1.5)$$

де  $t_p$  – температура насиченої пари, що надходить в змішуючий підігрівач, °С

$$t_p = 0,5 \cdot (t_{n.в} + t_{k.к}),$$

де  $t_{ж.в}$  – температура живильної води, °С;

$t_{к.к}$  – температура насичення при тиску в конденсаторі, °С.

Загальне вироблення електричної енергії на КЕС визначається за формулою:

$$\mathcal{E}^{зод} = \mathcal{E}_к^{зод} \cdot (1 + e_к), \quad (1.6)$$

де  $e_к$  – відносне вироблення електричної енергії на ТЕС на базі внутрішнього теплового споживання.

$$e_к = \frac{\Delta h_p^{уз}}{\Delta h_к^{уз}} \cdot \frac{h_{н.в} - h_{к.к}}{h_p - h_{н.в}} \quad (1.7)$$

## 1.6 Фіктивні схеми ТЕЦ з протитисковими турбінами

Фіктивна схема ТЕЦ включає заміну ланцюжка регенеративних підігрівачів конденсату і живильної води одним змішуючим регенеративним підігрівачем (рис. 1.4).

Еквівалентність фіктивної схеми забезпечується вибором тиску на змішуючий регенеративний підігрівач, відповідного середній температурі робочого тіла в системі регенерації

$$t_p = 0,5 \cdot (t_{ж.в} + t_{м.к}), \quad (1.8)$$

де  $t_{ж.в}$  – температура живильної води, °С;

$t_{м.к}$  – температура конденсату при тиску пари в теплофікаційному підігрівачі, °С.



$$\mathcal{E}_o^{zod} = D_m^{ном} \cdot n_{\text{э.тэц}}^{\max} \cdot \Delta h_m^{из} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм}$$

$$\mathcal{E}_{вн}^{zod} = D_p^{ном} \cdot n_{\text{э.тэц}}^{\max} \cdot \Delta h_p^{из} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм}$$

де  $n_{\text{э.тэц}}^{\max}$  – число годин максимальної роботи ТЕЦ;

$\Delta h_m^{из}$  – ізоентропний теплоперепад пара від початкових параметрів перед турбіною до тиску в теплофікаційному підігрівачі, кДж/кг.

$$D_m^{zod} = D_m^{ном} \cdot n_{\text{э.тэц}}^{\max}$$

$$D_p^{zod} = D_p^{ном} \cdot n_{\text{э.тэц}}^{\max}$$

Для забезпечення відпустки теплоти з відбору  $Q_{отб}^{zod}$ , в теплофікаційний підігрівач необхідно подати пару в кількості  $D_m^{zod}$ , яке визначимо з теплового балансу підігрівача. Для цього домножимо чисельник і знаменник на зниження ентальпії пари в теплофікаційному підігрівачі  $h_m - h_{м.к}$ . Тоді:

$$\mathcal{E}_o^{zod} = D_m^{ном} \cdot n_{\text{э.тэц}}^{\max} \cdot (h_m - h_{м.к}) \cdot \frac{\Delta h_m^{из} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм}}{(h_m - h_{м.к})}, \quad (1.14)$$

де  $Q_{отб}^{zod} = D_m^{ном} \cdot \Delta n_{\text{э.тэц}}^{\max} \cdot (h_m - h_{м.к})$  – річний відпустку теплоти з відбору турбіни, кВт·ч.

Звідки:

$$D_m^{ном} \cdot \Delta n_{\text{э.тэц}}^{\max} = \frac{Q_{отб}^{zod}}{(h_m - h_{м.к})},$$

де  $h_m$  – ентальпія пари на вході в теплофікаційний підігрівач, кДж/кг.

Ентальпія пари у відборі турбіни визначається на підставі процесу розширення:



$$h_m = h_1 - \Delta h_m^{u3} \cdot \eta_{oi},$$

$h_{m.k}$  – ентальпія конденсату на лінії насичення при тиску пари в теплофікаційному підігрівачі, кДж/кг.

Дріб у виразі (1.9) являє собою вироблення електричної енергії на ТЕЦ комбінованим методом при одиничному відпустці теплоти. Назвемо її питомої виробленням електричної енергії на базі відпустки теплоти зовнішнім споживачам:

$$E_o = \frac{\mathcal{E}_o^{zod}}{Q_{omb}^{zod}} = \frac{\Delta h_m^{u3} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм}}{(h_m - h_{m.k})} \quad (1.9)$$

Таким чином, вироблення електричної енергії на базі зовнішнього теплового споживання становить:

$$\mathcal{E}_o^{zod} = E_o \cdot Q_{omb}^{zod}$$

Вироблення електричної енергії на ТЕЦ дорівнює сумі виробіток на зовнішньому і внутрішньому тепловому споживанні:

$$\mathcal{E}_m^{zod} = \mathcal{E}_o^{zod} + \mathcal{E}_{вн}^{zod}$$

$$\mathcal{E}_m^{zod} = \mathcal{E}_o^{zod} \cdot (1 + e_m) = E_o \cdot Q_{omb}^{zod} \cdot (1 + e_m)$$

$$\mathcal{E}_m^{zod} = E_m \cdot Q_{omb}^{zod}, \quad (1.10)$$

де  $E_m$  – питома вироблення електричної енергії на ТЕЦ комбінованим методом на базі зовнішнього теплового споживання з урахуванням регенерації.

$$E_m = E_o \cdot (1 + e_m) \quad (1.11)$$

Відносна вироблення електричної енергії на ТЕЦ, на базі внутрішнього теплового споживання, визначається аналогічно роздільній системі енергопостачання:

$$e_m = \frac{\Delta h_p^{u3} h_{n.г} - h_{m.к}}{\Delta h_m^{u3} h_p - h_{n.г}} \quad (1.12)$$

## 1.8 Розрахунок витрат палива в системах теплопостачання

### 1.8.1 Витрата палива на КЕС на вироблення електричної енергії

На конденсаційній електричній станції витрачається паливо в кількості  $b_{раз.кон}$  на вироблення електричної енергії  $\mathcal{E}_к$  за конденсаційним циклом і  $b_{раз.ком}$  на вироблення електричної енергії  $\mathcal{E}_{вн}$  з комбінованого циклу на базі внутрішнього теплового споживання для регенеративного підігріву конденсату.

При комбінованому способі енерговиробництва абсолютний ККД циклу  $\eta_i^{ком} = 1$ , так як вся підведена теплота до турбіни з потоком  $D_p^{ном}$ , використовується корисно.

Кількість підведеної до теплового двигуну теплоти (рис. 1.5) відповідає площі під кривою 1-3'. Для ізоентропного процесу розширення пари в турбіні корисно використана теплота складається із суми  $(l_u^{u3} + q_2^{u3})$ , перетвореної в роботу і відпущеної споживачеві теплоти, а це є повна кількість підведеної теплоти.

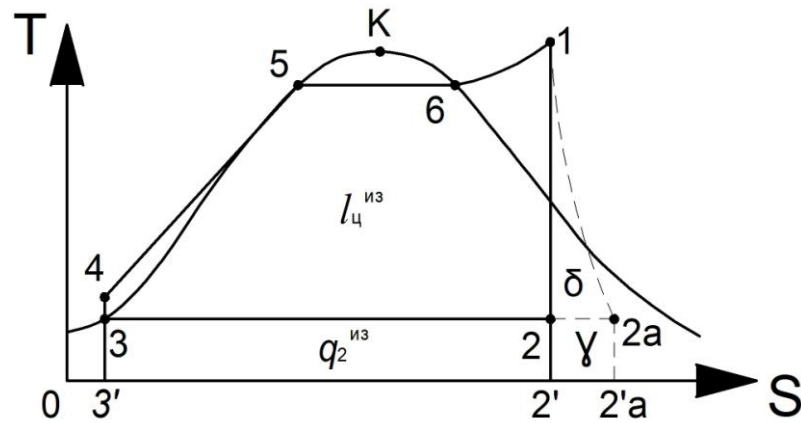


Рис 1.5. Комбінований цикл паротурбінної установки

Для політропного процесу розширення пари в турбіні, що відбувається з підведенням теплоти, виділеної за рахунок тертя, робота циклу виражається сукупністю площ  $l_u = l_u^{из} - (\delta + \gamma) + \delta$ .

Тут  $(\delta + \gamma)$  характеризує додаткове підведення теплоти в циклі за рахунок тертя (зменшення  $l_u$ ), з якого тільки  $\delta$  знову перетворюється на роботу.

Корисна робота циклу теплового двигуна, при політропні розширенні пара, обумовленим необоротністю процесу, визначиться різницею підведення теплоти до робочого тепла із зовні і її відведенням з циклу:

$$l_u = q_1 - (q_2^{из} + \gamma),$$

де різниця між підведенням  $q_1$  і відведенням для ізоентропного процесу  $q_2^{из}$  висловлює корисну роботу циклу в ізоентропном процесі:

$$l_u^{из} = q_1 - q_2$$

Отже, корисна робота політропного процесу циклу менше ніж ізоентропного:

$$l_u = l_u^{из} - \gamma$$

Таким чином, незворотність процесу розширення пари в турбіні зменшує роботу циклу і збільшує питому відпустку теплоти на кожен кілограм робочого тіла:

$$q_2 = q_u^{u3} + \gamma$$

Для приєднаної питомої потужності теплоспоживання (постійній величині) незворотність процесу розширення призводить до зменшення витрати пари на турбіну і до додаткового зниження вироблення електричної енергії на базі теплового споживання комбінованим методом, а в результаті цього - до зниження енергетичної ефективності комбінованої системи енергопостачання.

Витрата палива на КЕС визначається на підставі закону збереження енергії, зі співвідношення між підведеною енергією з паливом і згенерованої електричної:

$$B_{раз.кон}^э \cdot Q_p^H \cdot \eta_k \cdot \eta_i \cdot \eta_{эм} = \mathcal{E}_к^{эод}$$

де  $B_{раз.кон}^э \cdot Q_p^H$  – енергія палива;

$\eta_k \cdot \eta_i \cdot \eta_{эм}$  – втрати при трансформації енергії палива в електричну;

$\eta_t$  – ККД парогенератора;

$\eta_{эм}$  – електромеханічний ККД.

$$B_{раз.ком}^э \cdot Q_p^H \cdot \eta_k \cdot \eta_i^{ком} \cdot \eta_{эм} = \mathcal{E}_{вн}^{эод},$$

де  $B_{раз.ком}^э \cdot Q_p^H$  – енергія палива;

$\eta_i$  – абсолютний внутрішній ККД;

$$\eta_i = \eta_t \cdot \eta_{oi};$$

$\eta_i^{ком}$  – абсолютний ККД комбінованого циклу;

$$\eta_i^{KOM} = \frac{l_u + q_2}{q_1} = 1,$$

$\eta_t$  – термічний ККД циклу Ренкіна

$$\eta_t = \frac{\Delta h_1^{u3} + \Delta h_2^{u3}}{h_1 - h_{к.к} + \Delta h_{nn}^{u3}}, \quad (1.13)$$

де  $\Delta h_1^{u3}$  – ізоентропний теплоперепад від початкових параметрів пари до тиску в проміжному пароперегрівачі, КДж/кг;

$\Delta h_2^{u3}$  – ізоентропний теплоперепад від тиску пари в проміжному пароперегрівачі до тиску в конденсаторі турбіни, КДж/кг;

$h_1$  – ентальпія пари перед турбіною, КДж/кг;

$h_{к.к}$  – ентальпія конденсату на лінії насичення при тиску пари в конденсаторі, КДж/кг;

$\Delta h_{nn}^{u3}$  – прирощення ентальпії пари в проміжному пароперегрівачі при відсутності проміжного перегріву пара

$$\Delta h_{nn}^{u3} = 0 \text{ и } \Delta h_2^{u3} = 0.$$

Використовуючи співвідношення закону збереження енергії маємо сумарну витрату палива на КЕС на вироблення електричної енергії:

$$B_{раз}^э = B_{раз.кон}^э + B_{раз.ком}^э;$$

$$B_{раз}^э = \frac{\mathcal{E}_к^{zod}}{Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_i \cdot \eta_{эм}} + \frac{\mathcal{E}_{вн}^{zod}}{Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_i^{KOM} \cdot \eta_{эм}};$$

$$\text{т. к. } \mathcal{E}_{вн}^{zod} = e_k \cdot \mathcal{E}_к^{zod}; \eta_i^{KOM} = 1, \text{ то}$$

$$B_{раз}^э = \frac{\mathcal{E}_к^{zod}}{Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_i \cdot \eta_{эм}} \cdot (1 + e_k \cdot \eta_i).$$

Питома витрата палива на КЕС на вироблення електричної енергії:

$$b_{раз}^э = \frac{B_{раз}^э}{\mathfrak{E}^{эод}};$$

$$\mathfrak{E}^{эод} = \mathfrak{E}_к^{эод} \cdot (1 + e_к);$$

$$b_{раз}^э = \frac{\mathfrak{E}_к^{эод} \cdot (1 + e_к \cdot \eta_i)}{\mathfrak{E}_к^{эод} \cdot (1 + e_к \cdot \eta_i) \cdot Q_n^p \cdot \eta_к \cdot \eta_i \cdot \eta_{эм}}$$

або

$$b_{раз}^э = \frac{\mathfrak{E}_к^{эод}}{\mathfrak{E}_к^{эод} \cdot (1 + e_к \cdot \eta_i) \cdot Q_n^p \cdot \eta_к \cdot \eta_i \cdot \eta_{эм} \cdot (1 + e_к \cdot \eta_i)}.$$

Позначимо через  $\eta_i^{pez}$  абсолютний ККД циклу Ренкіна з урахуванням регенеративного підігріву конденсату:

$$\eta_i^{pez} = \frac{\eta_i \cdot (1 + e_к)}{(1 + e_к \cdot \eta_i)}, \quad (1.14)$$

тоді питома витрата палива на КЕС на вироблення електричної енергії запишеться наступним чином:

$$b_{раз}^э = (Q_n^p \cdot \eta_к \cdot \eta_i^{pez} \cdot \eta_{эм})^{-1},$$

де  $Q_n^p$  – нижча теплотворна здатність палива на робочу масу, для умовного палива (1Мвт·год = 3,6 ГДж)

$$Q_n^p = 8,14 \text{ КВт} \cdot \text{год} / \text{кг у.п.};$$

$$Q_n^p = 8,14 \text{ МВ} \cdot \text{год} / \text{т у. п.};$$

$$Q_n^p = 29,3 \text{ МДж} / \text{кг у.п.}$$

Позначимо через  $\eta_{КЭС}$  ККД ТЕС:

$$\eta_{КЭС} = \eta_k \cdot \eta_i^{pez} \cdot \eta_{эм}$$

Остаточно, питома витрата умовного палива на КЕС на вироблення електричної енергії запишеться формулою, т.у.п./(\text{МВт}\cdot\text{год})

$$b_{раз}^э = \frac{0.123}{\eta_{КЭС}}, \quad (1.15)$$

тут

$$0,123 = (Q_n^p)^{-1} \text{ т.у.п./(\text{МВт}\cdot\text{год});}$$

$$34,2 = (Q_n^p)^{-1} \text{ кг у.п./ГДж.}$$

Витрата палива на КЕС на вироблення електричної енергії:

$$B_{раз}^э = b_{раз}^э \cdot \mathcal{E}^{эод}, \quad (1.16)$$

де  $\mathcal{E}^{эод}$  – вироблення електричної енергії на КЕС, \text{МВт}\cdot\text{год}

$$\mathcal{E}^{эод} = B_{к.к} \cdot Q_n^p \cdot \eta_{к.к} \rightarrow \eta_{КЭС} = \frac{\mathcal{E}^{эод}}{B_{КЭС} \cdot Q_n^p}$$

### 1.8.2 Витрата палива на вироблення теплоти в роздільній системі енергопостачання

У роздільній системі енергопостачання теплота виробляється промисловими (районними) котельнями.

На підставі закону збереження енергії, для процесу генерації теплоти, запишемо співвідношення між підведеної енергією з паливом і виробленої теплотою:

$$B_{раз}^m \cdot Q_n^p \cdot \eta_{р.к} = \frac{Q_{mn}^{эод}}{\eta_{m.c}^{раз}} = Q_{к}^{эод},$$

- де  $B_{раз}^m$  – витрата палива в районній (промислової) котельні;  
 $\eta_{p.к}$  – коефіцієнт корисної дії районної (промислової) котельні;  
 $Q_k^{zod}$  – вироблення тепла котельні, МВт·год/рік;  
 $\eta_{m.c}^{раз}$  – ККД теплових мереж роздільної системи енергопостачання;  
 $Q_{m.n}^{zod}$  – теплота віддана на теплового споживача.

Питома витрата палива в котельні роздільної системи енергопостачання на вироблення теплоти:

$$b_{раз}^m = \frac{B_{раз}^m}{\frac{Q_{mn}^{zod}}{\eta_{m.c}^{раз}}} = \frac{1}{Q_n^p \cdot \eta_{p.к}}$$

і питома витрата умовного палива на вироблення теплоти, т.у.п./(МВт·год)

$$b_{раз}^m = \frac{0,123}{\eta_{p.к}} \quad (1.17)$$

### 1.8.3 Загальна витрата палива в роздільній системі енергопостачання

Результуючий річна витрата палива в роздільній системі енергопостачання для виробництва електричної енергії в кількості  $\mathcal{E}^{zod}$  (МВт·год) і теплоти  $Q_{mn}^{zod}$  (МВт·год) визначається за формулою:

$$b_{раз} = b_{раз}^e \cdot \mathcal{E}^{zod} + b_{раз}^m \cdot \frac{Q_{mn}^{zod}}{\eta_{m.c}^{раз}} \quad (1.18)$$

Тут можливе обчислення витрати палива в тоннах натурального і умовного, залежно від прийнятого значення  $Q_n^p$ .



Дисбаланс вироблення електроенергії з споживання демпфуються районною енергетичною системою.

#### 1.8.4 Витрата палива на ТЕЦ з протитисковими турбінами на вироблення електричної енергії

На ТЕЦ виробляється два види продукції: теплота і електрична енергія, причому електрична енергія виробляється на базі зовнішнього і внутрішнього споживання теплоти.

В основу розподілу витрат палива на вироблення електричної енергії і теплоти при їх комбінованому виробництві покладено фізичний метод.

Фізичний метод передбачає всю отриману економію від комбінованого енерговиробництва відносити на вироблення електричної енергії, як має велику цінність в порівнянні з теплотою. Отже витрата палива на виробництво теплоти, в комбінованій системі енергопостачання, визначається аналогічно роздільним.

При комбінованому способі виробництва абсолютний ККД циклу  $\eta_i^{КОМ} = 1$ , так як вся підведена теплота до турбіни з потоками  $(D_p + D_m)$ , використовується корисно.

На підставі закону збереження енергії (для процесу генерації електроенергії), запишемо співвідношення між підведеною енергією з паливом і згенерованої електричної:

$$B_{КОМ}^{\varepsilon} \cdot \eta_{\kappa} \cdot \eta_i^{КОМ} \cdot \eta_{\varepsilon М} = \mathcal{E}_m^{zod}$$

звідки

$$B_{КОМ}^{\varepsilon} = \frac{\mathcal{E}_m^{zod}}{Q_n^p \cdot \eta_{\kappa} \cdot \eta_i^{КОМ} \cdot \eta_{\varepsilon М}}$$

Питома витрата палива на ТЕЦ на вироблення електричної енергії за комбінованим методом:

$$b_{КОМ}^э = \frac{B_{КОМ}^э}{\mathcal{E}_m^{эод}}$$

або

$$b_{КОМ}^э = (Q_H^P \cdot \eta_K \cdot \eta_{ЭМ})^{-1}$$

Питома витрата умовного палива на ТЕЦ з комбінованого циклу (т.у.п./(\text{МВт}\cdot\text{год}) або кг у.п./(\text{кВт}\cdot\text{год}))

$$b_{КОМ}^э = \frac{0,123}{(\eta_K \cdot \eta_{ЭМ})} \quad (1.19)$$

### 1.8.5 Витрата палива на ТЕЦ на вироблення теплоти

На підставі фізичного методу розподілу витрат палива, в комбінованій системі на виробництво електричної енергії і теплоти, запишемо співвідношення між підведеною енергією з паливом і згенерованої теплотою:

$$B_{КОМ}^m \cdot Q_H^P \cdot \eta_K = \frac{Q_{mn}^{эод}}{\eta_{m.c}^{КОМ}},$$

де

$$Q_{отб}^{эод} = \frac{Q_{mn}^{эод}}{\eta_{m.c}^{КОМ}}$$

Питома витрата палива на ТЕЦ на вироблення теплоти:

$$b_{КОМ}^m = \frac{B_{КОМ}^m}{\frac{Q_{mn}^{эод}}{\eta_{m.c}^{КОМ}}}$$

або

$$b_{КОМ}^m = (Q_H^P \cdot \eta_K)^{-1}$$

Питома витрата умовного палива на вироблення теплоти, т.у.п./ (МВт·год)

$$b_{\text{ком}}^m = \frac{0,123}{\eta_{\kappa}} \quad (1.20)$$

### 1.8.6 Витрата палива в комбінованій системі енергопостачання

Результуючий витрата палива на ТЕЦ для виробництва електричної енергії в кількості  $\mathcal{E}_m^{\text{zod}}$  (МВт·год) і теплоти  $Q_{\text{тп}}^{\text{zod}}$  (МВт·год) визначається за формулою:

$$B_{\text{ком}} = b_{\text{ком}}^{\text{э}} \cdot \mathcal{E}_m^{\text{zod}} + b_{\text{ком}}^m \cdot \frac{Q_{\text{тп}}^{\text{zod}}}{\eta_{\text{т.с}}^{\text{ком}}} \quad (1.21)$$

Тут можливе обчислення витрати палива в тоннах натурального і умовного, залежно від прийнятого значення  $Q_n^p$ .

Дисбаланс вироблення електроенергії зі споживанням демпфуються районною енергетичною системою.

### 1.8.7 Витрата палива в комбінованій системі енергоспоживання при установці на ТЕЦ теплофікаційних турбін з конденсацією і відбором пари (КВ)

Наявність на ТЕЦ теплофікаційних турбін з відбором пари і конденсацією дозволяє здійснити вироблення електричної енергії незалежно від величини теплового споживання, що забезпечує автономність енергопостачання промислового підприємства від районної енергетичної системи при наявності зв'язку з нею.

Фіктивна схема енергопостачання від ТЕЦ з турбінами типу КВ (компенсацією і відбором пари) являє поєднану схему КЕС і ТЕЦ з протитисковими турбінами (рис. 1.6).

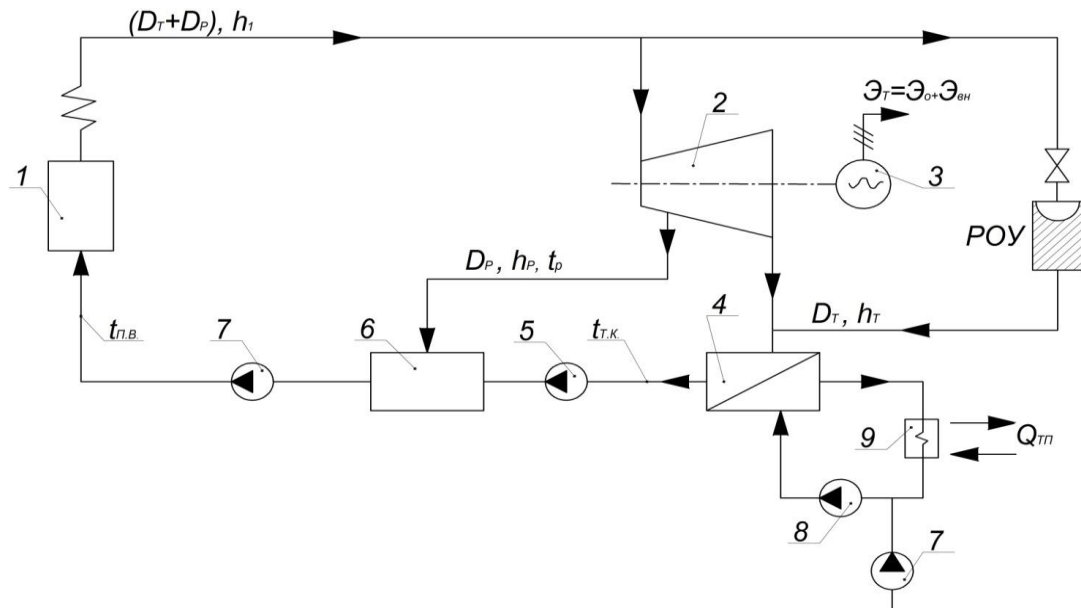


Рис. 1.6. Фіктивна схема комбінованої системи енергопостачання з турбінами типу КВ

- 1 - енергетичний котел;
- 2 - теплофікаційна турбіна КО;
- 3 - електрогенератор;
- 4 - теплофікаційний підігрівач;
- 5 - конденсатні насоси;
- 6 - змішуючий регенеративний підігрівач;
- 7, 8 - живильні насоси;
- 10 - водогрійний котел.

Використовуючи питомі витрати палива на вироблення електричної енергії і теплоти, отримаємо витрата палива на ТЕЦ при установці теплофікаційних турбін типу КВ:

$$B_{\text{ком}} = b_{\text{тец}}^{\text{э}} \cdot \mathcal{E}^{\text{эод}} + b_{\text{ком}}^{\text{м}} \cdot \frac{Q_{\text{mn}}^{\text{эод}}}{\eta_{\text{т.с}}^{\text{ком}}} \quad (1.22)$$

де  $b_{\text{тец}}^{\text{э}}$  – питома витрата палива на ТЕЦ на вироблення електричної енергії, т.у.п./ (МВт·год);;

$\mathcal{E}^{\text{эод}}$  – вироблення електричної енергії:

$$\mathcal{E}^{\text{эод}} = N_{\text{тец}} \cdot n_{\text{тец.э}}^{\text{max}}$$

$b_{ком}^m$  – питома витрата палива на вироблення теплоти,  
т.у.п./( $МВт \cdot год$ );

$Q_{mn}^{zod}$  – вироблення теплоти для забезпечення зовнішнього  
теплоспоживання,  $МВт \cdot год$ :

$$Q_{mn}^{zod} = Q_{mn}^p \cdot n_{mn}^{max}$$

Питома витрата палива на ТЕЦ з урахуванням як комбінованої, так і  
конденсаційного вироблення електричної енергії становить:

$$b_{тэц}^э = \frac{(b_{ком}^э \cdot \mathcal{E}_m^{zod} + b_{ком.кон}^э \cdot \mathcal{E}_{т.к}^{zod})}{\mathcal{E}^{zod}}, \quad (1.23)$$

де  $\mathcal{E}_m^{zod}$  – вироблення електричної енергії на ТЕЦ комбінованим  
методом на базі зовнішнього теплового споживання з  
урахуванням регенерації конденсату:

$$\mathcal{E}_m^{zod} = E_m \cdot \alpha_{тэц}^{zod} \cdot \frac{Q_{mn}^{zod}}{\eta_{т.с}^{ком}}$$

$\mathcal{E}_{т.с}^{zod}$  – вироблення електричної енергії на ТЕЦ по конденсаційному  
циклу з урахуванням регенерації потоку конденсату:

$$\mathcal{E}_{т.с}^{zod} = \mathcal{E}^{zod} - \mathcal{E}_m^{zod}$$

$b_{ком}^э$  – питома витрата палива на ТЕЦ на вироблення електричної  
енергії комбінованим методом на базі теплового  
споживання, т.у.п./( $МВт \cdot год$ )

$$b_{ком}^э = (Q_n^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{эм})^{-1}$$

або

$$b_{КОМ}^{\vartheta} = \frac{0,123}{(\eta_k \cdot \eta_{эм})} \quad (1.24)$$

$b_{КОМ.КОН}^{\vartheta}$  – питома витрата палива на ТЕЦ конденсаційним методом з урахуванням регенеративного підігріву конденсату, т.у.п./ (МВт·год)

Питома витрата палива в комбінованій системі енергопостачання (на ТЕЦ) конденсаційним методом з урахуванням регенеративного підігріву конденсату  $b_{КОМ.КОН}^{\vartheta}$  визначається таким же чином, що і на КЕС, змінивши початкові і кінцеві параметри пари з КЕС на початкові і кінцеві параметри пари ТЕЦ, а також коефіцієнта корисної дії котельної  $\eta_k$ , термічний конденсаційного циклу  $\eta_t$ , внутрішній відносний і електромеханічний  $\eta_{эм}$

$$b_{КОМ.КОН}^{\vartheta} = (Q_n^p \cdot \eta_k^{тэц} \cdot \eta_i^{рег} \cdot \eta_{эм}^{тэц})^{-1}$$

Для умовного палива питома витрата палива в комбінованій системі на вироблення електроенергії по конденсаційному циклу дорівнює, т.у.п./ (МВт·год)

$$b_{КОМ.КОН}^{\vartheta} = \frac{0,123}{(\eta_k^{тэц} \cdot \eta_i^{рег} \cdot \eta_{эм}^{тэц})}, \quad (1.25)$$

де  $\eta_i^{рег}$  – абсолютний коефіцієнт корисної дії циклу Ренкіна з урахуванням регенеративного підігріву конденсату

$$\eta_i^{рег} = \frac{\eta_i \cdot (1 + e_{т.к})}{(1 + e_{т.к} \cdot \eta_i)}; \quad (1.26)$$

$\eta_i$  – абсолютний коефіцієнт корисної дії ТЕЦ без урахування регенеративного підігріву конденсату

$$\eta_i = \eta_t \cdot \eta_{oi} = \frac{\Delta h_{m.k}^{u3}}{h_1 - h_{m.k2}} \cdot \eta_{oi}$$

$\Delta h_{m.k}^{u3}$  – ізоентропний теплоперепад від початкових параметрів пари перед турбіною до тиску в конденсаторі, кДж/кг;

$h_{m.k2}$  – ентальпія води на виході з конденсатора, кДж/кг;

$e_{m.k}$  – відносе вироблення електричної енергії на базі регенеративного підігріву конденсату, що надходить з конденсатора турбіни:

$$e_{m.k} = \frac{\Delta h_{p2}^{u3}}{\Delta h_{m.k}^{u3}} \cdot \frac{h_{n.6} - h_{m.k2}}{h_{p2} - h_{n.6}}, \quad (1.27)$$

де  $\Delta h_{p2}^{u3}$  – ізоентропний теплоперепад пара від початкових параметрів перед турбіною до тиску пари, що надходить в нижній змішуючий регенеративний підігрівач (рис. 1.6);

$h_{n.6}$  – ентальпія живильної води, кДж/кг;

$h_{m.k2}$  – ентальпія конденсату на лінії насичення при тиску пари в конденсаторі, кДж/кг;

$h_{p2}$  – ентальпія пари, що надходить в нижній змішуючий регенеративний підігрівач (рис. 1.6)

$$h_{p2} = h_1 - \Delta h_{p2}^{u3} \cdot \eta_{oi} \quad (1.28)$$

Вироблення електричної енергії на ТЕЦ комбінованим методом на базі зовнішнього теплового споживання з урахуванням виробітку за рахунок регенеративного підігріву конденсату:

$$\mathcal{E}_m^{zod} = E_m \cdot Q_{omb}^{zod}$$

$$Q_{omb}^{zod} = \alpha_{mэц}^{zod} \cdot \frac{Q_{mn}^{zod}}{\eta_{m.c}}$$

$$Q_{mn}^{zod} = n_{mn}^{\max} \cdot Q_{mn}^p,$$

де  $E_m$  – питоме вироблення електричної енергії на ТЕЦ на базі зовнішнього теплового споживання з урахуванням регенерації конденсату

$$E_m = E_o \cdot (1 + e_{m.m}) \quad (1.29)$$

$E_o$  – питоме вироблення електричної енергії на ТЕЦ комбінованим методом на базі зовнішнього теплового споживання

$$E_o = \frac{\Delta h_m^{u3} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{эм}}{(h_m - h_{m.k1})}$$

$e_{m.m}$  – відносне вироблення електричної енергії комбінованими методом на базі внутрішнього теплового споживання підігріву конденсату після теплофікаційного підігрівача до температури живильної води

$$e_{m.m} = \frac{\Delta h_{p1}^{u3}}{\Delta h_m^{u3}} \cdot \frac{h_{n.г} - h_{m.k1}}{h_p - h_{n.г}} \quad (1.30)$$

$Q_{отб}^{zod}$  – річний відпустку тепла з відборів турбіни ТЕЦ, МВт·год.

Річний відпуск тепла з відборів турбіни ТЕЦ визначається відповідною площею річного графіка витрат теплоти по тривалості (рис. 1.7).



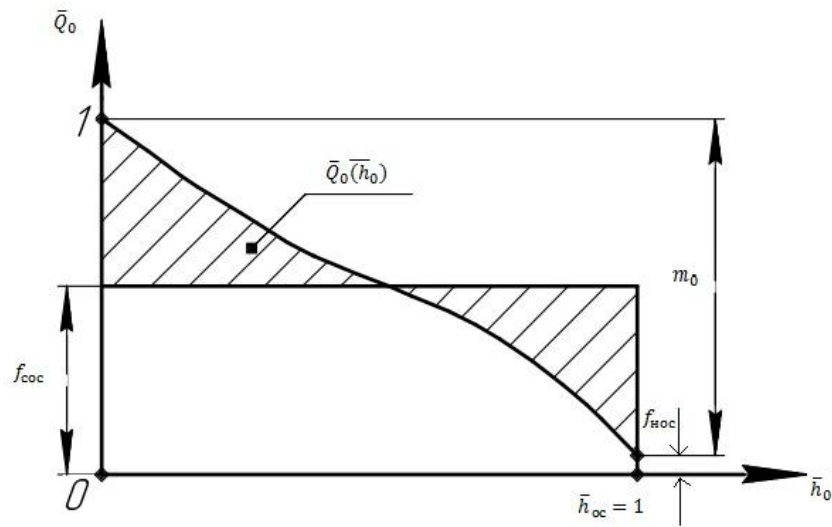


Рис. 1.7. Графік річної витрати теплоти по тривалості у відносних координатах

Встановлена електрична потужність теплоспоживання визначається за формулою, МВт

$$N_{тэц} = E_m \cdot Q_{отб}^{НОМ} \quad (1.31)$$

Номінальна потужність відбору встановлюється за прийнятої величиною коефіцієнта теплофікації:

$$Q_{отб}^{НОМ} = \alpha_{тэц} \cdot \frac{Q_{тн}^P}{\eta_{т.с}}, \quad (1.32)$$

де  $\alpha_{тэц}$  – коефіцієнт теплофікації (відношення номінальної потужності відбору до розрахункової потужності теплоспоживання від ТЕЦ; для комунальних ТЕЦ приймають  $\alpha_{тэц} = 0,5 - 0,7$ )

$$\alpha_{тэц} \cdot \frac{Q_{отб}^{НОМ}}{Q_{тн}^P} \cdot \eta_{т.с}$$

$\eta_{т.с}$  – коефіцієнт корисної дії теплової мережі; приймають

$$\eta_{т.с} = 0,94 - 0,96.$$

Загальне вироблення електричної енергії на ТЕЦ, що задається енергосистемою, пропорційна її встановленій потужності:

$$\mathcal{E}^{zod} = N_{тэц} \cdot n_{э.тец}^{\max}, \quad (1.33)$$

де  $n_{э.тец}^{\max}$  – число годин використання максимуму в році, встановленої електричної потужності ТЕЦ.

Вироблення електричної енергії на ТЕЦ за рахунок пропуску в конденсатор, з урахуванням регенерації конденсату, становить:

$$\mathcal{E}_{т.к}^{zod} = \mathcal{E}^{zod} - E_m \cdot Q_{отб}^{zod} \quad (1.34)$$

Витрата палива в комбінованій системі енергопостачання з турбінами КВ:

$$B_{ком} = b_{тэц}^э \cdot \mathcal{E}^{zod} + b_{ком}^м \cdot Q_{отб}^{zod}; \quad (1.35)$$

$$Q_{отб}^{zod} = \alpha_{тэц}^{zod} \cdot \frac{Q_{mn}^{zod}}{\eta_{т.с}};$$

$$Q_{mn}^{zod} = n_{mn}^{\max} \cdot \frac{Q_{mn}^p}{\eta_{т.с}}$$

### 1.9 Рівняння Мелентьєва

Різниця витрат палива роздільної та комбінованої систем енергопостачання характеризує енергетичну ефективність комбінованого енерговиробництва:

$$\Delta B = B_{раз} - B_{ком} \quad (1.36)$$

Розкриємо витрати палива в роздільній та комбінованій системах енергопостачання:

$$\Delta B = \Delta B^{\vartheta} + \Delta B^m = (B_{раз}^{\vartheta} + B_{раз}^m) - (B_{ком}^{\vartheta} + B_{ком}^m), \quad (1.37)$$

де  $\Delta B^{\vartheta}$  – економія палива на ТЕЦ за рахунок централізованого енерговиробництва в порівнянні з такою ж виробленням електричної енергії на КЕС

$$\Delta B^{\vartheta} = (B_{раз}^{\vartheta} + B_{ком}^{\vartheta});$$

$\Delta B^m$  – економія палива на ТЕЦ за рахунок централізації тепlopостачання, тобто заміна промислових (районах) котелень відпусткою теплоти від ТЕЦ

$$\Delta B^m = (B_{раз}^m - B_{ком}^m).$$

Економія палива  $\Delta B^m$ , виражається через питомі витрати палива, називається рівнянням академіка Л.О. Мелентьєва:

$$\Delta B^{\vartheta} = \mathcal{E}_m^{\vartheta} \cdot (b_{раз}^{\vartheta} - b_{ком}^{\vartheta}) - \mathcal{E}_{т.к}^{\vartheta} \cdot (b_{ком.кон}^{\vartheta} - b_{раз}^{\vartheta}); \quad (1.38)$$

Перший член даного рівняння висловлює економію палива отриману на ТЕЦ в порівнянні з КЕС. При відсутності вироблення на КЕС по конденсаційному циклу.

Другий член даного рівняння вказує перевитрата палива на ТЕЦ в порівнянні з виробленням того ж кількості на КЕС для конденсаційного режиму.

Прирівнявши рівняння Л.О. Мелентьєва до нуля, знайдемо критичну частку вироблення електричної енергії на ТЕЦ комбінованим методом, нижче якої ТЕЦ буде давати не економія палива, а перевитрата порівняно з виробленням того ж кількості електричної енергії на КЕС.

$$\bar{\mathcal{E}}_m^* = \frac{\mathcal{E}_m^{\vartheta}}{\mathcal{E}^{\vartheta}}$$

де  $\bar{\mathcal{E}}_m^*$  – критична частка вироблення електричної енергії на ТЕЦ комбінованим методом на базі теплового споживання

$$\bar{\mathcal{E}}_m^* = \frac{(b_{\text{КОМ.КОМ}}^{\mathfrak{g}} - b_{\text{РАЗ}}^{\mathfrak{g}})}{(b_{\text{КОМ.КОМ}}^{\mathfrak{g}} - b_{\text{КОМ}}^{\mathfrak{g}})}$$

При малій частці вироблення електричної енергії на базі теплового споживання  $\bar{\mathcal{E}}_m < \bar{\mathcal{E}}_m^*$  ТЕЦ має перевитрату палива в порівнянні з виробленням того ж кількості електричної енергії на КЕС.

Це пояснюється тим, що наявність в проточній частині теплофікаційної турбіни поворотної частини діафрагми, для регулювання тиску пари у відборі, призводить до додаткових втрат енергії пари при його розширенні в турбіні.

Для отримання найбільшої економії палива на експлуатованій ТЕЦ необхідно максимально завантажувати теплофікаційні відбори турбін протягом року при мінімально можливих тисках пари в них.

Річна економія умовного палива на вироблення теплоти ТЕЦ в порівнянні з виробленням того ж кількості теплоти в районних котелень роздільної системи енергопостачання становить:

$$\Delta B^m = \left( -\frac{b_{\text{КОМ}}^m}{\eta_{\text{м.с}}^{\text{КОМ}}} + \frac{b_{\text{РАЗ}}^m}{\eta_{\text{м.с}}^{\text{РАЗ}}} \right) \cdot Q_{\text{mn}}^{\text{год}} \quad (1.39)$$

### 1.10 Визначення потужності проектованої ТЕЦ

Для заданої величини теплового споживання  $Q_{\text{тп}}$  і характеру його зміни протягом року визначити потужність ТЕЦ з умови одержання максимальної економії палива на базі комбінованого енерговиробництва, в порівнянні з роздільною системою енергопостачання.

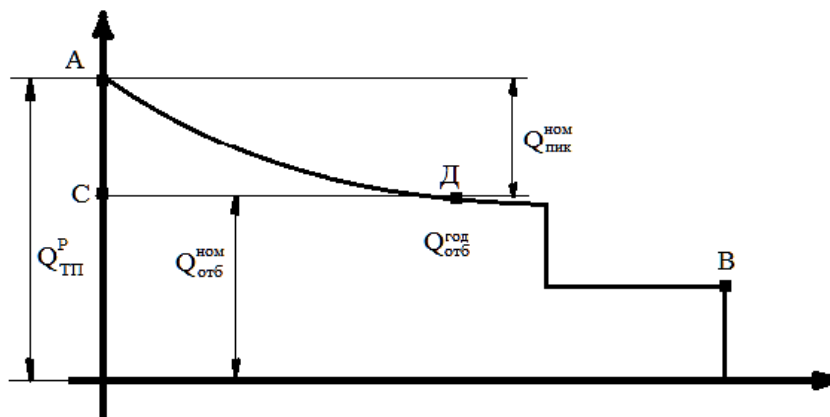


Рис. 1.8. Графік для ЖКГ

Площа під кривою АВ - річний відпустку теплоти.

Знайти:  $N_{ТЕЦ}$  при  $\Delta B^{\ominus} = \max$

$$N_{ТЕЦ} / \Delta B^{\ominus} = \max - ?$$

Використовуючи поняття питомого вироблення електроенергії на базі теплового споживання можна записати:

$$N_{ТЭЦ} = Q_{отб}^{НОМ} \cdot E_T$$

Тиск у відборі, по температурному графіку:

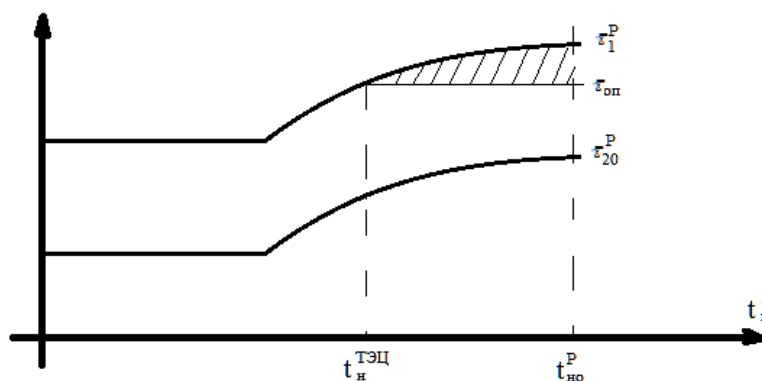


Рис. 1.9. Температурний графік для тиску у відборі

$t_s = \tau_{on} + \Delta t_{cm}$  - насичений пар.

$$\tau_{on} = \tau_{20} \cdot \frac{Q_{отб}^{НОМ}}{G_c \cdot c},$$

де  $G_c$  - витрата мережної води;

$\tau_{on}$  - температура за виходом основних підігрівачів;

$t_n$  - температура зовнішнього повітря, відповідно з включення в роботу пікових умов установок.

$$Q_{отб}^{н.м} = \alpha_{ТЭЦ} \cdot Q_{ПП}^P$$

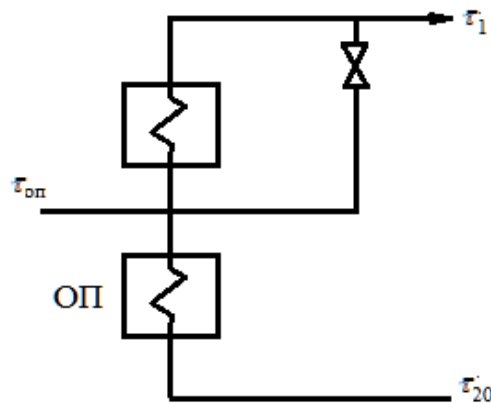


Рис. 1.9. Розподіл температур біля охолоджувачів пари (ОП)

$$Q_{нук} = G \cdot c \cdot (\tau_1 - \tau_{on})$$

$$t_s = \sqrt[4]{10^9 P_{отб}}$$

$$P_{отб} = t_s^4 / 1000, [Па]$$

Для забезпечення живленням пара основних установок, тиск пари у відборі регулюється за рахунок зміни положення поворотної діафрагми.

$$P_{відб.} = 0,06 - 0,25 [МПа].$$

Тільки в турбіні з одним теплофікаційному відбором:

$$1. \text{ При } \alpha_{мец} = 0 \quad N_{мец} = 0$$

$$2. \text{ При } \alpha_{мец} = 1 \quad N_{мец} = f(\alpha_{мец})$$

Будуємо графік:

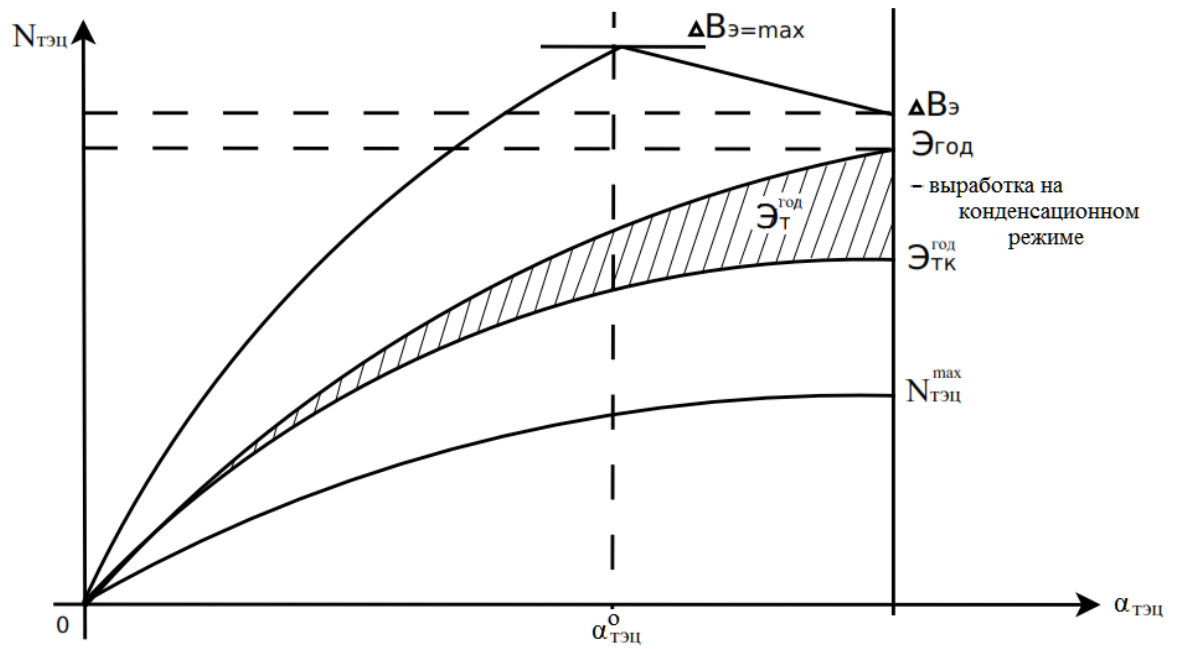


Рис. 1.10. Зміна потужності ТЕЦ, вироблення електричної енергії і економії палива залежно від коефіцієнта теплофікації

$$\mathcal{E}^{год} = N_{TЭЦ} \cdot n_{TЭЦ\_эл}^{max},$$

де  $\mathcal{E}^{год}$  – річний виробіток електричної енергії;

$n_{TЭЦ\_эл}^{max}$  - тривалість використання електричної потужності

Електрична потужність ТЕЦ виходить множенням питомого вироблення електричної енергії на базі теплоспоживання  $E_T$  на потужність відбору  $Q_{отб}^{ном}$ :

$$\mathcal{E}_T^{год} = E_T \cdot Q_{отб}^{ном}$$

Річний виробіток та відпуск пари з відбору визначається множенням  $E_T$  на  $Q_{отб}^{год}$ :

$$\mathcal{E}_T^{год} = E_T \cdot Q_{отб}^{год}$$

$$\mathcal{E}_{ТК}^{год} = \mathcal{E}^{год} - \mathcal{E}_T^{год}$$

де  $\mathcal{E}_{TK}^{zod}$  - ТЕЦ по конденсаційному режиму;

$\alpha_{TЭЦ}$  - відповідає максимальній величині економії палива

Для отримання оптимальної потужності станції відповідні мінімальні наведених витрат слід врахувати додаткові капітальні вкладення в ТЕЦ в порівнянні з КЕС і додатковий витрата палива на ТЕЦ в порівнянні з роздільною системою енергопостачання.

Внаслідок того, що на ТЕЦ витрата палива менше, ніж у роздільній системі, то додаткова витрата палива на ТЕЦ  $< 0$ .

### 1.11 Оптимальний коефіцієнт теплофікації

При заданій потужності теплоспоживання  $Q_{mn}^P$  і характері його зміни протягом року (заданого графіком витрат теплоти по тривалості року) потрібно визначити потужність ТЕЦ з умови одержання максимальної економії палива в порівнянні з витратою палива в роздільній системі енергопостачання для виробництва за рік тих же кількостей теплоти та електричної енергії.

Для вирішення поставленого завдання скористаємося рівнянням Мелентьева. Беручи дискретні значення коефіцієнта теплофікації в межах  $\alpha_{тэц} = 0-1$ , знайдемо потужність ТЕЦ  $= N_{тэц}$ , виробіток електричної енергії  $\mathcal{E}^{zod}$ , її складові  $\mathcal{E}_m^{zod}$  і  $\mathcal{E}_{т.к}^{zod}$ , економію палива  $\Delta B^э$ .

$$\mathcal{E}_m^{zod} = E_m \cdot Q_{отб}^{zod};$$

$$Q_{отб}^{zod} = \alpha_{тэц}^{zod} \cdot \frac{Q_{mn}^{zod}}{\eta_{т.с}};$$

$$N_{тэц} = E_m \cdot Q_{отб}^{ном};$$

$$Q_{отб}^{ном} = \alpha_{тэц} \cdot \frac{Q_{mn}^P}{\eta_{тэц}};$$



$$\mathcal{E}^{zod} = N_{тец} \cdot n_{э.тец}^{\max}$$

При  $\alpha_{тец} = 0$ , потужність ТЕЦ  $N_{тец} = 0$ , економія палива  $\Delta B^p = 0$ , так як порівнюється роздільна система енергопостачання з роздільною.

Збільшення  $\alpha_{тец}$  призводить до зростання потужності  $N_{тец}$ , а отже,  $\mathcal{E}_m^{zod}$  і  $\mathcal{E}_{m.k}^{zod}$ .

Якщо перше в рівнянні Л.О. Мелентьева зростає швидше ніж друге,  $\Delta B^p$  збільшується, а якщо друге зростає швидше першого, то  $\Delta B^p$  починає зменшуватися після досягнення свого максимуму (рис. 1.10).

Максимуму  $\Delta B^p = \max$  відповідає потужність ТЕЦ  $N_{тец}$ , забезпечує отримання максимальної економії палива в комбінованій системі енергопостачання для заданої потужності теплоспоживання та характеру споживання теплоти протягом року.

За величиною коефіцієнта теплофікації  $\alpha_{тец}^{B_{\max}}$ , відповідного отриманню максимальної економії палива в комбінованій системі енергопостачання в порівнянні з роздільною, визначиться потужність ТЕЦ, МВт

$$N_{тец} = E_m \cdot \alpha_{тец}^{B_{\max}} \cdot \frac{Q_{mn}^p}{\eta_{m.c}} \quad (1.40)$$

Ця потужність ТЕЦ не є оптимальною, що забезпечує найменші народногосподарські витрати.

Для отримання оптимальної потужності ТЕЦ, при заданій потужності і характері річного теплоспоживання, необхідно врахувати щорічні відрахування на амортизацію та поточний ремонт від додаткових капіталовкладень в комбіновану систему енергопостачання, окупних економією палива.

З рис. 1.10 очевидно, що недоцільно проектувати потужність ТЕЦ на покриття повної потужності теплоспоживання. Пікову частина потужності

$$Q_{ник}^{НОМ} = (1 - \alpha_{тец}^{B_{max}}) \cdot \frac{Q_{mn}^P}{\eta_{m.c}}$$

теплоспоживання економічніше покривати, минаючи відбори турбін, а саме, від редуційно-охолоджувальних установок (РОУ) ТЕЦ чи пікових котлів.

Для ТЕЦ що експлуатуються максимальне завантаження теплофікаційних відборів забезпечує отримання найбільшої економії палива в комбінованій системі енергопостачання в порівнянні з роздільним, при рівності енергетичних ефектів зіставляємих систем.

За початковим капіталовкладенням забезпечення пікового теплоспоживання від водогрійних котлів або парових котлів низького тиску дешевше, ніж від РОУ, внаслідок зниження встановленої потужності енергетичних парових котлів.

### 1.12 Функція теплоспоживання

Функція теплоспоживання є математичною моделлю теплозабезпечення та описує характер режиму промислового та комунального теплоспоживання.

Регуляторні коливання теплового навантаження враховуються за допомогою статичних коефіцієнтів.

Незважаючи на різноманітність технологічного споживання теплоти, санітарно-технічні та комунальні потреби району, динаміка їх теплоспоживання в розрізі року може бути виражена функціональною залежністю:

$$\bar{Q}(\bar{h}) = 1 - m\bar{h}^\lambda$$

де  $\bar{Q}(\bar{h})$  - функція теплоспоживання;

$$\bar{Q}(\bar{h}) = Q/Q_p$$

$Q, Q_p$  - поточна і розрахункова потужності теплоспоживання;

$\bar{h}$  - відносна тривалість функціонування системи:

$$\bar{h} = h/h^p$$

$h, h^p$  - поточна і розрахункова тривалості функціонування системи;

$\lambda$  - коефіцієнт кривизни графіка теплоспоживання;

$m$  - коефіцієнт пропорційності:

$$m = (1 - \varphi) \cdot f \cdot \bar{h}^{c-\lambda} + \varphi \cdot f \cdot \bar{h}^{d-\lambda}$$

$f$  - коефіцієнт зниження потужності теплоспоживання за період функціонування системи:

$$f = 1 - Q^{кл}/Q^p$$

$Q^{кл}$  - потужність теплоспоживання кінця літнього періоду;

$\varphi$  - коефіцієнт зниження потужності теплоспоживання в літній період:

$$\varphi = \frac{\frac{Q^{нл}}{Q^p} - \frac{Q^{кл}}{Q^p}}{f}$$

$Q^{нл}$  - потужність теплоспоживання початку літнього періоду;

$\lambda, c, d$  - коефіцієнти кривизни графіка теплоспоживання за періодами функціонування системи.

За початок, і кінець літнього періоду приймаються значення параметрів, відповідно відносних тривалостей  $\bar{h}_{нг} = 0.75$  и  $\bar{h}_{кл} = 1$ . За кінець зимового періоду береться відносна тривалість  $\bar{h}_{кз} = 0.25$

### 1.12.1 Функція теплоспоживання водяної і пароводяної систем тепlopостачання

Для водяної і пароводяної системи тепlopостачання промислових підприємств та житлово-комунального сектора функція теплоспоживання перетвориться до виду:

$$\bar{Q}_{\text{ТП}}(\bar{h}_0) = 1 - m_0 \bar{h}_0^\lambda$$

де  $\bar{Q}_{\text{ТП}}(\bar{h}_0)$  - функція теплоспоживання;

$$\bar{Q}_{\text{ТП}}(\bar{h}_0) = Q_{\text{ТП}}/Q_{\text{ТР}}^{\text{р}}$$

$Q_{\text{ТП}}$ ,  $Q_{\text{ТР}}^{\text{р}}$  - поточна і розрахункова потужності теплоспоживання;

$$Q_{\text{ТР}}^{\text{р}} = Q_0^{\text{р}} + Q_{\text{В}}^{\text{р}} + Q_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}} + Q_{\text{тех}}^{\text{ср}}$$

$Q_0^{\text{р}}$ ,  $Q_{\text{В}}^{\text{р}}$  - розрахункова потужність теплоспоживання сезонних витрат теплоти на опалення та вентиляції;

$Q_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}}$ ,  $Q_{\text{тех}}^{\text{ср}}$  - розрахункова потужність теплоспоживання сезонних витрат теплоти на опалення та вентиляцію;

$\bar{h}_0$  - відносна тривалість оптимального сезону

$$\bar{h}_0 = h_0/h_{\text{о.с.}}$$

$h_{\text{о.с.}}$  - тривалість опалювального сезону;

$h_0$  - поточна координата опалювального сезону;

$m_0$  - відносне зниження потужності теплоспоживання за опалювальний сезон

$$m_0 = (1 - \mu_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}})(1 - f_{\text{н.о.с}})$$

$\mu_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}}$  - відносне середнє навантаження цілорічного споживання теплоти

$$\mu_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}} = (Q_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}} + Q_{\text{тех}}^{\text{ср}})/Q_{\text{ТП}}^{\text{р}}$$

$f_{\text{н.о.с}}$  - відносна потужність опалення, відповідна температурі зовнішнього повітря початку опалювального сезону

$$f_{\text{н.о.с}} = (t_{\text{в.р.}} - t_{\text{н.в.}}^{\text{н.о.с}}) / (t_{\text{в.р.}} - t_{\text{н.о.}}^{\text{р}})$$

$t_{\text{в.р.}}$  - розрахункова температура повітря опалювальних приміщень;  
 $t_{\text{н.о.}}^{\text{р}}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення.

Кривизна графіка річного теплоспоживання не залежить від величини цілорічного навантаження. Це дозволяє прийняти  $\mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}} = 0$  і з аналізу графіка річного теплоспоживання сезонної навантаження визначити коефіцієнта кривизни  $\lambda$ .

Відносне навантаження опалення  $f_{\text{с.о.с}}$  (рис.1.11), відповідна середній температурі зовнішнього повітря за опалювальний сезон  $t_{\text{н.в.}}^{\text{с.о.с}}$ , і чисельно дорівнює у відносних одиницях, річної витраті теплоти.

$$f_{\text{с.о.с}} = (t_{\text{в.р.}} - t_{\text{н.в.}}^{\text{с.о.с}}) / (t_{\text{в.р.}} - t_{\text{н.о.}}^{\text{р}})$$

Коефіцієнт кривизни  $\lambda$  визначається з умови однозначності річного теплоспоживання сезонного навантаження:

$$Q_0^{\text{р}} h_{\text{о.с}} f_{\text{с.о.с}} = Q_0^{\text{р}} h_{\text{о.с}} \int_0^1 [\bar{Q}_o(\bar{h}_o)] d\bar{h}_o$$

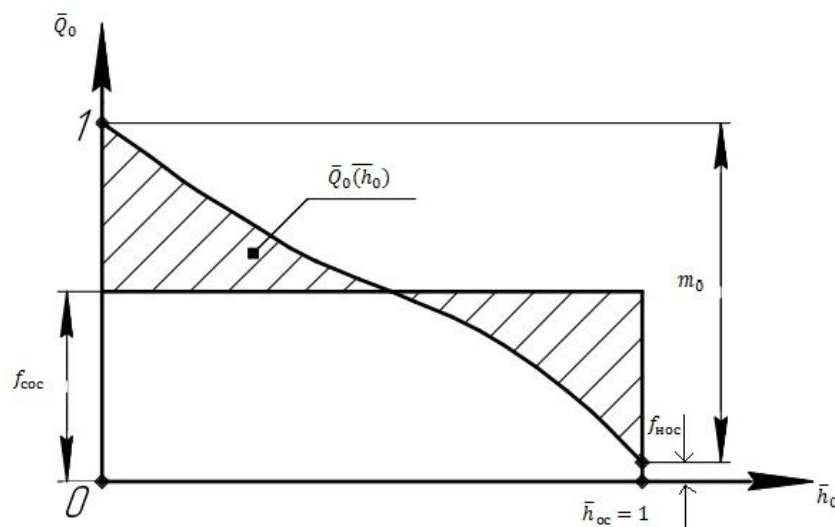


Рис.1.11. Графік річної витрати теплоти по тривалості у відносних координатах

Розкривши в правій частині значення функції  $\bar{Q}_o(\bar{h}_o)$ , маємо:

$$f_{c.o.c} = \int_0^1 (1 - m_0 \bar{h}_o^\lambda) d\bar{h}_o$$

Результат інтегрування при  $\mu_{г.в.}^{cp}$  дозволяє визначити ступінь кривизни графіка річної витрати теплоти по тривалості:

$$\lambda = (f_{c.o.c} - f_{н.о.с}) / (1 - f_{c.o.c})$$

Після перетворення отримаємо:

$$\lambda = (t_{н.о.с.}^{н.о.с.} - t_{н.о.с.}^{c.o.c.}) / (t_{н.о.с.}^{c.o.c.} - t_{н.о.с.}^p)$$

Враховуючи незмінність цілорічного навантаження від температури зовнішнього повітря, правомірно застосовувати  $\mu_{г.в.}^{cp}$  при визначенні тривалості стояння зовнішніх температур в опалювальному сезоні від  $t_{н.в.}$  і нижче.

Запишемо умову однозначності для оптимального навантаження:

$$\bar{Q}_o = \bar{Q}_o(\bar{h}_o), \text{ при } \bar{h}_o = \bar{h}_{ст};$$

$$\bar{Q}_o = (t_{в.р.} - t_{н.в.}) / (t_{в.р.} - t_{н.о.с.}^p)$$

де  $\bar{h}_{ст}$  - відносна тривалість стояння зовнішніх температур

$$\bar{h}_{ст} = h_{ст} / h_{о.с.}$$

$h_{ст}$  - тривалість стояння зовнішніх температур від ( $t_{з.п.}$ ) і нижче;

$h_{о.с.}$  - тривалість опалювального сезону

Прирівнювання правих частин умови однозначності визначає тривалість стояння зовнішніх температур від  $t_{н.}$  і нижче за формулою:

$$h_{ст} = \left( \frac{(t_H - t_{H.O.}^p)}{t_{H.O.C.}^p - t_{H.O.}^p} \right)^{1/\lambda} \cdot h_{о.с.}$$

Для знаходження числа годин використання максимуму навантаження теплоспоживання в році скористаємося умовою однозначності річного теплоспоживання (рис.1.12)

$$Q_{ТП}^{год} = Q_{ТП}^p \cdot h_{ТП}^{max};$$

$$Q_{ТП}^{год} = Q_{ТП}^p \cdot h_{ос} \cdot \left\{ \int_0^1 [(\bar{Q}_{ТП} \cdot (\bar{h}_o))] d\bar{h}_o + K_a \cdot \mu_{Г.В.}^{ср} \cdot \left( \frac{h_{год}}{h_{ос}} - 1 \right) \right\}$$

де  $h_{ТП}^{max}$  - число годин використання в році максимуму навантаження теплоспоживання.

Перший доданок річної витрати теплоти висловлює величину теплоспоживання за період опалювального сезону і відповідає площі OABC (рис.1.13) і друге - величину теплоспоживання літнього періоду, описуваного площею CBDF.

Прирівнявши праві частини рівнянь умови однозначності річного теплоспоживання (для  $\mu_{Г.В.}^{ср} \geq 0$ ), маємо число годин використання максимуму в році розрахункової потужності теплоспоживання.

$$h_{ТП}^{max} = \left[ 1 - \frac{m_o}{1+\lambda} + K_L \mu_{Г.В.}^{ср} \cdot \left( \frac{h_{год}}{h_{ос}} - 1 \right) \right] h_{ос};$$

$$h_{ТП}^{max} = [\mu_{Г.В.}^{ср} + (1 - \mu_{Г.В.}^{ср}) f_{с.о.с.}] \cdot h_{ос} + K_L \mu_{Г.В.}^{ср} \cdot (h_{год} - h_{ос})$$

де  $K_L$  - коефіцієнт зниження середнього цілорічного навантаження в літній період для навантаження гарячого водопостачання комунального сектора:

$$K_L = 0,8 \cdot (t_{H.В.}^p - t_X^л) / (t_{H.В.}^p - t_X^3)$$

$t_{H.В.}^p$  - температура води для розрахункової системи ГВП;

$t_{н.в.}^p, t_x^3$  - температури води холодного джерела, що живить систему водопостачання літнього та зимового періодів.

Перетворимо вираз для визначення числа годин використання максимуму в році розрахункової потужності теплоспоживання до виду:

$$h_{\text{ТП}}^{\text{max}} = \left[ \left(1 - \frac{m_0}{1 + \lambda}\right) \cdot \frac{h_{\text{ос}}}{h_{\text{ГОД}}} + \left(1 - \frac{h_{\text{ос}}}{h_{\text{ГОД}}}\right) K_{\text{л}} \cdot \mu_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}} \right] \cdot h_{\text{ГОД}}$$

або

$$h_{\text{ТП}}^{\text{max}} = \left[ \mu_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}} + (1 - \mu_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}}) \cdot \left( \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н.}}^{\text{с.о.с.}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н.о.}}^{\text{п}}} \right) \right] \cdot h_{\text{ос}} + K_{\text{л}} \cdot \mu_{\text{Г.В.}}^{\text{ср}} \cdot (h_{\text{ГОД}} - h_{\text{ос}})$$

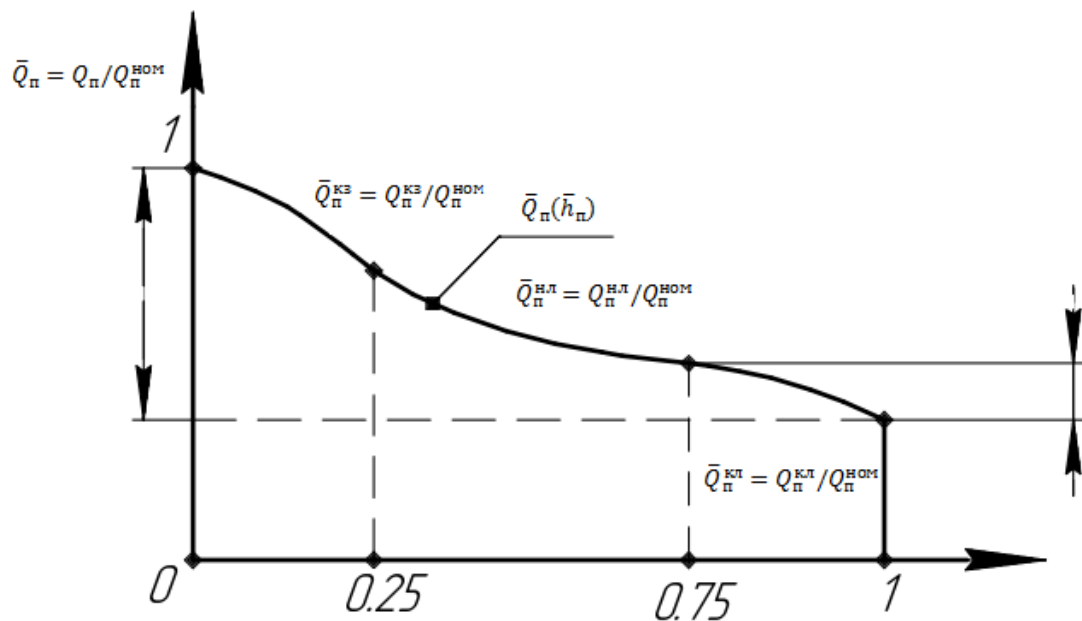


Рис.1.12 Графік річного теплоспоживання по тривалості у відносних координатах

Вираз у квадратних дужках являє собою коефіцієнт заповнення графіка річного теплоспоживання:

$$K_{\text{зап}} = h_{\text{ТП}}^{\text{max}} / h_{\text{ГОД}}$$



Річна витрата теплоти на теплоспоживання визначається за розрахункової потужності теплоспоживання та її числу годин використання максимуму в році:

$$Q_{\text{ТП}}^{\text{ГОД}} = Q_{\text{ТП}}^{\text{P}} \cdot h_{\text{ТП}}^{\text{max}}$$

### 1.12.2 Розподіл потужності теплоспоживання між основними і піковими джерелами

Розподіл потужностей теплоспоживання між основними і піковими джерелами на ТЕЦ здійснюється на підставі оптимального коефіцієнта теплофікації  $\alpha_{\text{ТЕЦ}}$ , що забезпечує вибір обладнання ТЕЦ і функціонування комбінованої системи енергопостачання з найменшими народногосподарськими витратами.

Коефіцієнт теплофікації виражає відношення номінальної потужності відбору  $Q_{\text{отб}}^{\text{НОМ}}$  і розрахункової потужності теплоспоживання  $Q_{\text{ТП}}^{\text{P}}$ .

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{отб}}^{\text{НОМ}} / Q_{\text{ТП}}^{\text{P}}$$

З фізичного визначення коефіцієнта теплофікації маємо розподіл потужності теплоспоживання між основними  $Q_{\text{отб}}^{\text{НОМ}}$  і  $Q_{\text{пик}}^{\text{НОМ}}$  установками ТЕЦ

$$Q_{\text{отб}}^{\text{НОМ}} = \alpha_{\text{ТЭЦ}} \cdot Q_{\text{ТП}}^{\text{P}};$$

$$Q_{\text{пик}}^{\text{НОМ}} = (1 - \alpha_{\text{ТЭЦ}}) \cdot Q_{\text{ТП}}^{\text{P}}$$

Для опис режиму теплоспоживання водяної і пароводяної систем теплоспоживання скористаємося функціоналом теплоспоживання:

$$\bar{Q}_{\text{ТП}}(\bar{h}_0) = 1 - m_0 \cdot \bar{h}_0^\lambda$$

На підставі умови однозначності потужностей теплозабезпечення та теплоспоживання на момент включення в роботу пікових установок запишемо співвідношення:

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} Q_{\text{ТП}}^{\text{п}} = Q_{\text{ТП}}^{\text{п}} \cdot [\bar{Q}_{\text{ТП}} \cdot (\bar{h}_o)] \cdot \bar{h}_o = \bar{h}_{\text{пик}}$$

звідки

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = [\bar{Q}_{\text{ТП}} \cdot (\bar{h}_o)] \cdot \bar{h}_o = \bar{h}_{\text{пик}}$$

Тепер виразимо значення  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}$ :

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}} = 1 - \left\{ \int_0^1 [\bar{Q}_{\text{ТП}} \cdot (\bar{h}_o)] d\bar{h}_o - [\bar{Q}_{\text{ТП}} \cdot (\bar{h}_{\text{пик}})] \cdot \bar{h}_{\text{пик}} \right\} h_{\text{о.с}}^o / h_{\text{ТП}}^{\text{max}}$$

Розкриємо вираз функціоналу теплоспоживання:

$$\bar{Q}_{\text{ТП}}(\bar{h}_o) = 1 - m_0 \bar{h}_o^\lambda;$$

$$\bar{Q}_{\text{ТП}}(\bar{h}_{\text{пик}}) = 1 - m_0 \bar{h}_{\text{пик}}$$

Результат інтегрування дозволяє одержати залежність для обчислення річного коефіцієнта теплофікації пароводяних і водяних систем тепlopостачання

З умови однозначності потужностей теплоспоживання, забезпечувана з відбору турбін ТЕЦ, на момент включення в роботу пікових установок маємо:

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{ТП}}^{\text{п}} \cdot [\bar{Q}_{\text{ТП}} \cdot (\bar{h}_o)]$$

при обмеженнях

$$\bar{h}_o = \bar{h}_{\text{пик}};$$

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} + m_0 - 1 \geq \emptyset.$$

Використання умови однозначності потужностей теплоспоживання і теплозабезпечення дозволяє отримати тривалість роботи в році пікових установок при виконанні накладеного обмеження:

$$h_{\text{пик}} = \left[ \frac{1 - \alpha_{\text{тэц}}}{m_0} \right]^{\frac{1}{\lambda}} \cdot h_{\text{ос}}$$

при обмеженнях

$$\alpha_{\text{тэц}} \geq 1 - m_0$$

Температура зовнішнього повітря, відповідна моменту включення в роботу парових установок ТЕЦ визначається з умови однозначності потужностей.

У відносних координатах умова однозначності потужностей на момент включення в роботу пікових установок становить:

$$\bar{Q}_{\text{тп}}(\bar{h}_0) = \mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}} + (1 - \mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}}) \cdot \bar{Q}_0^{\text{тэц}}$$

де  $\bar{Q}_0^{\text{тэц}}$  - відносне навантаження сезонних споживачів теплоти, відповідає моменту включення в роботу пікових установок

$$\bar{Q}_0^{\text{тэц}} = (t_{\text{вр}} - t_{\text{нр}}^{\text{тэц}}) / (t_{\text{вр}} - t_{\text{н.о.}}^{\text{р}})$$

$t_{\text{нр}}^{\text{тэц}}$  - температура зовнішнього повітря, відповідна моменту включення в роботу парових установок ТЕЦ

Розкриття умови однозначностей потужностей дозволяє визначити температуру зовнішнього повітря  $t_{\text{нв}}^{\text{тэц}}$ , відповідну моменту включення в роботу парових установок ТЕЦ:

$$t_{\text{нв}}^{\text{тэц}} = t_{\text{вр}} - \left( \frac{(\alpha_{\text{тэц}} - \mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}})}{1 - \mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}}} \right) (t_{\text{вр}} - t_{\text{н.о.}}^{\text{р}})$$

при обмеженні

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} \geq 1 - m_0$$

Річний відпуск теплоти основними і піковими джерелами ТЕЦ визначається за формулами:

$$Q_{\text{отб}}^{\text{год}} = \alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}} Q_{\text{тп}}^{\text{год}};$$

$$Q_{\text{пик}}^{\text{год}} = (1 - \alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}) Q_{\text{тп}}^{\text{год}}$$

де  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}}$  - річний коефіцієнт теплофікації

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}} = Q_{\text{отб}}^{\text{год}} / Q_{\text{тп}}^{\text{год}}$$

Отже, рішення задачі про річний відпуск теплоти основними і піковими джерелами зводиться до визначення річної величини коефіцієнта теплофікації. На графіку річний відпуск теплоти від ТЕЦ виражається площею фігури O1F, з відбору турбін - OMF і пікових джерел M1N.

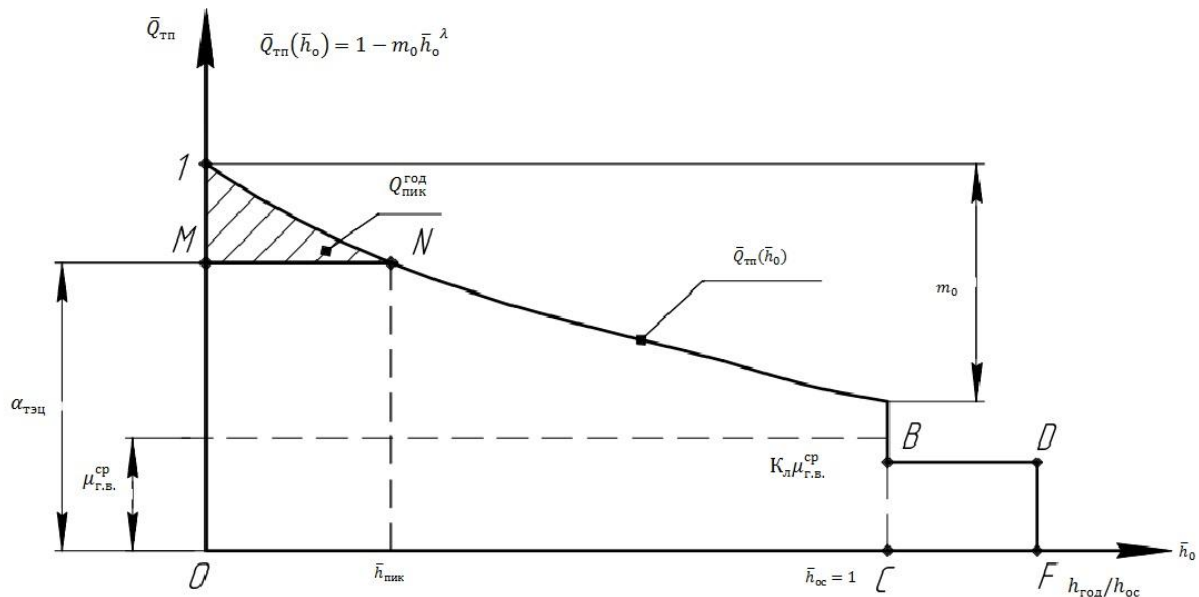


Рис.1.13 Графік річної відпустки теплоти від ТЕЦ

Виразимо річний відпуск теплоти піковими джерелами різницю інтегральних площ під кривими 1N і MN, віднісши її до річної величини теплоспоживання, маємо:

$$1 - \alpha_{\text{тэц}}^{\text{год}} = Q_{\text{тп}}^{\text{р}} \cdot h_{\text{о.с}} \left\{ \int_0^{\bar{h}_{\text{пик}}} [\bar{Q}_{\text{тп}} \cdot (\bar{h}_0)] d\bar{h}_0 - \alpha_{\text{тэц}} \cdot \bar{h}_{\text{пик}} \right\} / (Q_{\text{тп}}^{\text{р}} \cdot h_{\text{тп}}^{\text{max}})$$

На підставі умови однозначності потужностей теплозабезпечення

$$\text{при } \alpha_{\text{тэц}} \geq 1 - m_0;$$

$$\text{при } K_{\text{л}} \mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}} < \alpha_{\text{тэц}} \geq 1 - m_0$$

$$\alpha_{\text{тэц}}^{\text{год}} = 1 - \frac{\lambda}{1 + \lambda} \cdot \frac{h_{\text{пик}}}{h_{\text{тп}}^{\text{max}}} (1 - \alpha_{\text{тэц}})$$

$$\alpha_{\text{тэц}}^{\text{год}} = \alpha_{\text{тэц}} \cdot \frac{h_{\text{о.с}}}{h_{\text{тп}}^{\text{max}}} + \frac{h_{\text{год}} - h_{\text{о.с}}}{h_{\text{тп}}^{\text{max}}} \cdot K_{\text{л}} \mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}}$$

$$\text{при } 0 < \alpha_{\text{тэц}} \leq K_{\text{л}} \mu_{\text{г.в.}}^{\text{ср}};$$

$$\alpha_{\text{тэц}}^{\text{год}} = \alpha_{\text{тэц}}$$

Функціонал теплоспоживання забезпечує отримання динамічних характеристик систем теплопостачання та енергетичних характеристик їх функціонування необхідних для використання сучасних обчислювальних засобів, як на стадіях проектування, так і експлуатації централізованих систем теплоенергопостачання.

### Практичне завдання №1.

**Завдання 1.1** Визначити річну витрату теплоти основними і піковими джерелами ТЕЦ для кліматичного району 11-В, що має тривалість опалювального сезону  $h_{\text{ос}} = 5064$  год; розрахункову температуру зовнішнього

повітря для проектування опалення  $t_{н.о}^p = -25,2$  °C і середню температуру зовнішнього повітря за опалювальний сезон  $t_{н.в}^{с.о.с} = -3,2$  °C.

Теплопостачання району забезпечується теплофікаційним енергоблоком Т-175-130, що має номінальну потужність відбору  $Q_{отб}^{ном} = 313,2$  МВт. Відносне цілорічне навантаження складає 20% від розрахункової потужності теплоспоживання  $\mu_{г.в.}^{ср} = 0,2$ ,  $K_d = 0,75$ .

### Рішення завдання

Сумарна потужність теплоспоживання:

$$Q_{тп}^p = Q_{отб}^{ном} + Q_{пик}^p = 313,2 + 208,8 = 522 \text{ МВт}$$

Фактичне значення коефіцієнта теплофікації:

$$\alpha_{тэц} = \frac{Q_{отб}^{ном}}{Q_{тп}^p} = \frac{313,2}{522} = 0,6$$

Безрозмірні характеристики річного теплоспоживання.

Відносне навантаження систем опалення на початок опалювального сезону:

$$f_{н.о.с} = \frac{t_{в.р.} + t_{н.в}^{с.о.с}}{t_{в.р.} + t_{н.о}^p} = \frac{18 - 8}{18 + 25,2} = 0,2315$$

Відносне навантаження систем опалення, що відповідає середній температурі зовнішнього повітря за опалювальний сезон:

$$f_{с.о.с} = \frac{(t_{в.р.} + t_{н.в}^{с.о.с})}{(t_{в.р.} + t_{н.о}^p)} = \frac{18 + 3,2}{18 + 25,2} = 0,491$$

Коефіцієнт кривизни річного графіка витрати теплоти по тривалості:

$$\lambda = \frac{f_{c.o.c} - f_{h.o.c}}{1 - f_{c.o.c}} = \frac{0,491 - 0,2315}{1 - 0,491} = 0,51$$

Відносне зниження потужності теплоспоживання за опалювальний сезон:

$$m_0 = (1 - \mu_{г.в.}^{cp}) \cdot (1 - f_{h.o.c}) = (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,2315) = 0,6148$$

Число годин використання максимуму розрахункової потужності теплоспоживання:

$$\begin{aligned} h_{тп}^{max} &= \left[ \left(1 - \frac{m_0}{1 + \lambda}\right) \cdot \frac{h_{o.c}}{h_{год}} \cdot (1 - \alpha_{тэц}) \cdot K_{л} \cdot \mu_{г.в.}^{cp} \right] \cdot h_{год} = \\ &= \left[ \left(1 - \frac{0,6148}{1 + 0,51}\right) \cdot \frac{5064}{8760} + \left(1 - \frac{5064}{8760}\right) \cdot 0,75 \cdot 0,2 \right] \cdot 8760 = 3557 \text{ ч} \end{aligned}$$

Розмір річного коефіцієнта теплофікації:

$$\alpha_{тэц}^{год} = \frac{1 - \lambda}{1 + \lambda} \cdot \frac{h_{пик}}{h_{тп}^{max}} \cdot (1 - \alpha_{тэц}) = \frac{1 - 0,51}{1 + 0,51} \cdot \frac{2180}{3557} \cdot (1 - 0,6) = 0,917$$

Отримана величина свідчить про те, що основна частка річного теплоспоживання покривається з відборів турбін ТЕЦ, а на частку пікових установок доводиться незначна величина від річного теплового навантаження.

Так, пікові установки ТЕЦ, маючи 40% встановленої потужності від розрахункової потужності теплоспоживання забезпечують, тільки 13,5% річної відпустки теплоти.

Річна відпустка теплоти від ТЕЦ:

$$Q_{тп}^{год} = Q_{тп}^p \cdot h_{тп}^{max} = 522 \cdot 3557 = 1856000 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{отб}^{год} = \alpha_{тэц}^{год} \cdot Q_{тп}^{год} = 0,917 \cdot 1856000 = 1700000 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{\text{пик}}^{\text{год}} = (1 - \alpha_{\text{тэц}}^{\text{год}}) \cdot Q_{\text{тп}}^{\text{год}} = (1 - 0,917) \cdot 1856000 = 156000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Тривалість роботи пікових установок у забезпеченні річного теплоспоживання:

$$h_{\text{пик}} = \left( \frac{1 - \alpha_{\text{тэц}}}{m_0} \right) \cdot \left( \frac{1}{\lambda} \right) \cdot h_{o.c} = \left( \frac{1 - 0,6}{0,6148} \right) \cdot \left( \frac{1}{0,51} \right) \cdot 5064 = 2180 \text{ ч}$$

Перевірка за припустимим обмеженням:

$$\alpha_{\text{тэц}} + m_0 - 1 = 0,6 + 0,6148 - 1 > 0$$

Обмеження виконується, що забезпечує вірогідність використаної формули для обчислення тривалості роботи пікових установок.

Температура зовнішнього повітря, що відповідає моменту включення в роботу пікових установок:

$$t_{\text{н.в.}}^{\text{тэц}} = t_{\text{в.р.}} - \left( \frac{\alpha_{\text{тэц}} - \mu_{\text{г.в.}}^{\text{сп}}}{1 - \mu_{\text{г.в.}}^{\text{сп}}} \right) \cdot (t_{\text{в.р.}} + t_{\text{н.о.}}^{\text{р}}) = 18 - \left( \frac{0,6 - 0,2}{1 - 0,2} \right) \cdot (18 + 25,2) = -3,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

### 1.13 Функція споживання парової системи тепlopостачання промислового підприємства

Характер режиму промислового теплоспоживання визначається в основному технологічними процесами і характеризується періодичними регулярними змінами та випадковими відхиленнями.

Регулярні коливання теплового навантаження можна врахувати за допомогою статистичних коефіцієнтів. Найбільш важливими складовими теплоспоживання промпідприємства є технологічне та санітарно-технічне.

Основними факторами, що впливають на конфігурацію графіка технологічного теплоспоживання, є співвідношення між завантаженням обладнання зі змінною позмінної і постійним навантаженням.



Незважаючи на різноманітність технологічних споживань теплоти, сумарна потужність теплоспоживання підприємств протягом року може бути виражена єдиною функцією теплоспоживання:

$$\bar{Q}(\bar{h}) = 1 - m\bar{h}^\lambda$$

Стосовно до систем теплопостачання, функція теплоспоживання перетворюється у функцію системи паропостачання промислових підприємств

$$\bar{Q}_\Pi(\bar{h}_\Pi) = 1(1 - \varphi)f\bar{h}_\Pi^c - \varphi f\bar{h}_\Pi^d$$

де  $\bar{Q}_\Pi(\bar{h}_\Pi)$  - функція паропостачання

$$\bar{Q}_\Pi(\bar{h}_\Pi) = Q_\Pi / Q_\Pi^{\text{НОМ}}$$

$Q_\Pi, Q_\Pi^{\text{НОМ}}$  - поточна і номінальна потужності паропостачання, МВт;

$\bar{h}_\Pi$  - відносна тривалість парового навантаження;

$h_\Pi, h_{\text{ГОД}}$  - поточна координата графіка тривалості теплоспоживання та розрахункова річна тривалість (8760) парового навантаження;

$f$  - коефіцієнт зниження потужності теплоспоживання за рік

$$f = 1 - Q_\Pi^{\text{КЛ}} / Q_\Pi^{\text{НОМ}}$$

$Q_\Pi^{\text{КЛ}}$  - потужність теплоспоживання кінця літнього періоду  
відповідна відносної тривалості  $\bar{h}_\Pi^{\text{КЛ}} = 1$ ;

$\varphi$  - коефіцієнт зниження потужності теплоспоживання в літній період від загального зниження теплоспоживання:

$$\varphi = \left( \frac{Q_\Pi^{\text{НЛ}}}{Q_\Pi^{\text{НОМ}}} - \frac{Q_\Pi^{\text{КЛ}}}{Q_\Pi^{\text{НОМ}}} \right) / f > 0$$

$Q_\Pi^{\text{НЛ}}$  - потужність теплоспоживання початку літнього періоду,

відповідна відносної тривалості

$$\bar{h}_{\Pi}^{\text{НЛ}} = 0,75;$$

$c, d$  - коефіцієнти кривизни графіка річного водопостачання промпідприємств

Потужність теплоспоживання кінця зимового періоду відповідає  $Q_{\Pi}^{\text{КЗ}}$  відносної тривалості функціонування системи паропостачання  $\bar{h}_{\Pi}^{\text{КЗ}} = 0,25$ .

Величини  $\varphi, f, c, d$  визначаються статично по звітних або проектних теплових навантаженнях з обліком середньомісячної, тижневої або добової нерівномірності режиму паропостачання промислового підприємства.

З достатньої для проектних розрахунків точністю їхні значення можуть бути визначені по чотирьох крапках (мал.1.14), а саме, початкової зимової  $Q_{\Pi}^{\text{НОМ}}$ , кінцевої зимової  $Q_{\Pi}^{\text{КЗ}}$ , початкової літньої  $Q_{\Pi}^{\text{КЛ}}$  і кінцевої літньої  $Q_{\Pi}^{\text{НЛ}}$  паровим навантаженням.

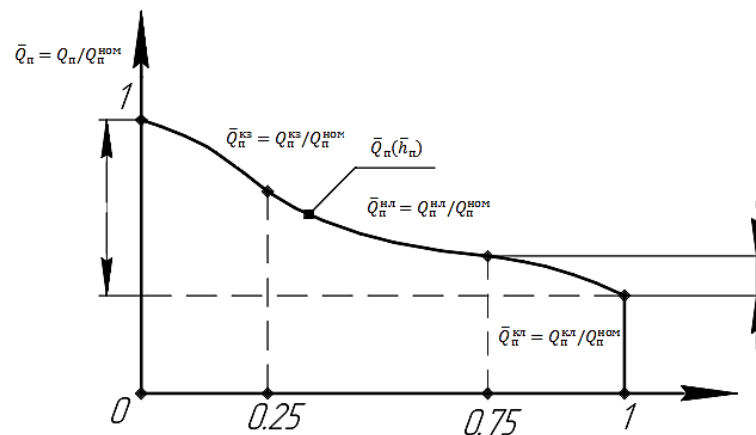


Рис.1.14. Річний графік виробничого теплоспоживання в безрозмірних координатах

Використовуючи як реперна крапка відносну тривалість кінця зимового періоду  $\bar{h}_{\Pi}^{\text{КЗ}} = 0,25$ , знайдемо коефіцієнт кривизни  $C$ , а для реперної крапки початку літнього періоду  $\bar{h}_{\Pi}^{\text{НЛ}} = 0,75$  визначиться коефіцієнт кривизни:

$$\bar{Q}_{\Pi}^{\text{КЗ}} = 1 - (1 - \varphi) \cdot f \cdot (0,25)^c - \varphi \cdot f \cdot (0,25)^d;$$

$$\bar{Q}_{\Pi}^{\text{НЛ}} = 1 - (1 - \varphi) \cdot f \cdot (0,75)^c - \varphi \cdot f \cdot (0,75)^d;$$

$$\bar{Q}_{\Pi}^{\text{нл}} = 1 - a + \varphi \cdot f;$$

$$Q_{\Pi}^{\text{нл}} = 1 - f \cdot (1 - \varphi)$$

Коефіцієнт кривизни  $c$  и  $d$  річного графіка теплоспоживання обчислюються по формулах:

$$c \approx -0,7213 \cdot \ln \cdot (1 - \bar{Q}_{\Pi}^{\text{кз}} - \varphi \cdot f \cdot 0,25^d) / (1 - \varphi) \cdot f$$

З умови однозначності річного теплоспоживання парового навантаження визначимо число годин використання максимуму в році номінальної потужності системи паропостачання:

$$d \approx -3,476 \cdot \ln \cdot (1 - \varphi) \cdot (1 - 0,75^c) / \varphi$$

Зробивши інтегрування, одержимо формулу для обчислення числа годин використання максимуму в році номінальної потужності паропостачання.

$$Q_{\Pi}^{\text{ном}} h_{\text{тп}}^{\text{max}} = Q_{\Pi}^{\text{ном}} h_{\text{год}} \left\{ \int_0^1 [\bar{Q}_{\Pi} \cdot (\bar{h}_{\Pi})] d\bar{h}_{\Pi} \right\}$$

$$h_{\text{тп}}^{\text{max}} = \left[ 1 - \left( f \left( \frac{1 - \varphi}{1 + c} \right) \right) - f \left( \frac{\varphi}{1} d \right) \right] \cdot h_{\text{год}}$$

Річна витрата теплоти пром підприємством, Мвт·год

$$Q_{\Pi}^{\text{год}} = Q_{\Pi}^{\text{ном}} \cdot h_{\text{тп}}^{\text{max}} \cdot (D_{\Pi}^{\text{год}} = D_{\Pi}^{\text{год}} \cdot h_{\text{тп}}^{\text{max}})$$

У зв'язку з використанням безрозмірних коефіцієнтів  $\varphi$  і  $f$  теплоспоживання підприємством можна виражати як в теплових, так і в масових одиницях витрати пари.

Тривалість функціонування пікових пароснабжаючих установок знаходиться з умови однозначності потужностей базових установок з

теплозабезпечення та по теплоспоживання на момент включення в роботу пікових.

$$\alpha_{\Pi} Q_{\Pi}^{\text{НОМ}} = \bar{Q}_{\Pi}^{\text{НОМ}}[Q_{\Pi}(\bar{h}_{\Pi})]$$

$$\bar{h}_{\Pi} = \bar{h}_{\text{пик}}$$

де  $\alpha_{\Pi}$  - коефіцієнт теплофікації по паропостачання підприємства.

Розкривши умова однозначності потужностей, маємо тривалість роботи в році пікових установок, ч

$$h_{\text{пик}} = \left[ \frac{1 - \alpha_{\Pi}}{(1 - \varphi)f} - \frac{\varphi}{1 - \varphi} \left( \frac{h_{\text{пик}}}{h_{\text{год}}} \right)^d \right]^{1/c} \cdot h_{\text{год}}$$

Зворотна задача по знаходженню величини коефіцієнта теплофікації, для заданої тривалості роботи пікових установок вирішується на підставі умови однозначності (рис.1.15)

$$\bar{h}_{\text{пик}} = \frac{h_{\text{пик}}}{h_{\text{год}}};$$

$$\alpha_{\Pi} = Q_{\Pi} \cdot (\bar{h}_{\Pi});$$

$$\bar{h}_{\Pi} = \bar{h}_{\text{пик}};$$

$$\alpha_{\Pi} = 1 - (1 - \varphi) \cdot f \cdot h_{\text{пик}}^c - \varphi \cdot f \cdot h_{\text{пик}}^d;$$

при обмеженні

$$\alpha_{\Pi} \geq 1 - f$$

Річна величина коефіцієнта теплофікації системи паропостачання  $\alpha_{\Pi}^{\text{год}}$  є частка від розподілу інтегральних площ річної відпустки теплоти з відборів турбін (мал.1.15) до річної відпустки зі станції.

Виразимо річну відпустку теплоти піковими джерелами як різницю інтегральних площ під кривими СА й ВА й, віднісши її до інтегральної площі під кривій СК (річній величині теплоспоживання), маємо:

$$1 - \alpha_{\Pi}^{\text{год}} = \frac{\left\{ \int_0^{\bar{h}_{\text{пик}}} [Q_{\Pi} \cdot (\bar{h}_{\Pi})] d\bar{h}_{\Pi} - \alpha_{\Pi} \cdot \bar{h}_{\text{пик}} \right\} \cdot \bar{Q}_{\Pi}^{\text{НОМ}} \cdot h_{\text{ГОД}}}{\left\{ \int_0^1 [Q_{\Pi} \cdot (\bar{h}_{\Pi})] d\bar{h}_{\Pi} \right\} \cdot \bar{Q}_{\Pi}^{\text{НОМ}} \cdot h_{\text{ГОД}}}$$

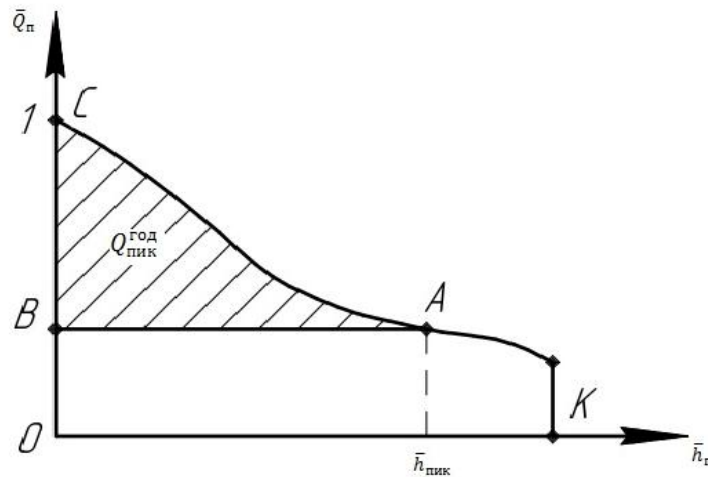


Рис.1.15. Графік річної відпустки теплоти базовими й піковими джерелами

З умови однозначності потужностей паро забезпечення та паро споживання на момент включення в роботу пікових установок паропостачання (рис.1.15)

$$\alpha_{\Pi} Q_{\Pi}^{\text{НОМ}} = \bar{Q}_{\Pi}^{\text{НОМ}} [Q_{\Pi}(\bar{h}_{\Pi})];$$

$$\bar{h}_{\Pi} = \bar{h}_{\text{пик}};$$

$$\alpha_{\Pi} = [Q_{\Pi}(\bar{h}_{\text{пик}})]$$

Підставимо отриманий вираз замість  $\alpha_{\text{п}}$ , розкриємо значення функції виконаємо інтегрування в зазначених межах.

Рішення інтегрального вираження забезпечує отримання річної величини коефіцієнта теплофікації системи промислового паропостачання:

$$\alpha_{\text{п}}^{\text{год}} = 1 - \frac{ac\bar{h}_{\text{пик}}^{c+1} + bd\bar{h}_{\text{пик}}^{d+1}}{1 - a - b}$$

де  $a, b$  – постійні коефіцієнти:

$$a = \frac{f \cdot (1 - \varphi)}{c + 1};$$

$$b = \frac{f \cdot \varphi}{d + 1}$$

Річний відпуск теплоти системами водопостачання, з відборів турбін і пікових джерел визначиться відповідно за формулами:

$$Q_{\text{п}}^{\text{год}} = Q_{\text{п}}^{\text{ном}} h_{\text{тп}}^{\text{max}}$$

$$Q_{\text{п}}^{\text{отб}} = \alpha_{\text{п}}^{\text{год}} Q_{\text{п}}^{\text{год}}$$

$$Q_{\text{пик}}^{\text{год}} = (1 - \alpha_{\text{п}}^{\text{год}}) Q_{\text{п}}^{\text{год}}$$

$$h_{\text{тп}}^{\text{max}} = (1 - a - b) h_{\text{год}}$$

Функція паропостачання промислових підприємств забезпечує отримання динамічних характеристик систем паропостачання і енергетичних характеристик їх функціонування, необхідних для використання сучасних обчислювальних засобів, як на стадіях проектування, так і експлуатації систем паропостачання промислових підприємств.

## Практичне завдання №2.

**Завдання 1.2** Визначити річну витрату відпустка пари основними й піковими джерелами ТЕЦ, якщо відомо, що потужність пікових джерел становлять 30% від номінальної потужності встановленого на ТЕЦ устаткування по відпустці теплоти зовнішнім споживачам пари.

Промислове підприємство споживає пара тиском 1.3 Мпа.

Розрахункові максимальне зимове й мінімальне літнє споживання пари становлять відповідно 750 і 450 т/год, а мінімального зимового й мінімальне літнє споживання - відповідно 550 і 350 т/год.

### Рішення завдання.

Тиск і температура пари на технологічні процеси протягом року задані постійними (1,3МПа), відповідно, постійна і ентальпія пари. Тому всі розрахунки, проведені в теплових або масових одиницях, відрізняються тільки на постійний перевідний множник.

Ця обставина дозволяє у формулах, використовуються відносні величини, записувати їх як в теплових, так і масових вимірах.

Визначимо безрозмірні величини режиму теплоспоживання.

Коефіцієнт зниження пароспоживання за рік:

$$f = 1 - Q_{\text{п}}^{\text{кл}} / Q_{\text{п}}^{\text{ном}} = 1 - \frac{350}{750} = 0,533$$

Коефіцієнт зниження пароспоживання в літній період:

$$\varphi = \frac{\frac{Q_{\text{п}}^{\text{л}}}{Q_{\text{п}}^{\text{ном}}} - \frac{Q_{\text{п}}^{\text{кл}}}{Q_{\text{п}}^{\text{ном}}}}{f} = \frac{\frac{450}{750} - \frac{350}{750}}{0,533} = 0,25$$

Відносна потужність пароспоживання на кінець зимового періоду за вихідними даними:

$$\bar{Q}_{\Pi}^{\text{кз}} = \frac{Q_{\Pi}^{\text{кз}}}{Q_{\Pi}^{\text{ном}}} = \frac{550}{750} = 0,733$$

Коефіцієнти кривизни графіка паропостачання за тривалістю:

$$c = -0,7513 \cdot \ln(1 - \bar{Q}_{\Pi}^{\text{кз}}) / ((1 - \varphi) \cdot 0,533);$$

$$c = -0,7213 \cdot \ln(1 - 0,733) / ((1 - 0,25) \cdot 0,533) = 0,292;$$

$$d = -3,476 \cdot \ln \frac{(1 - \varphi) \cdot (1 - 0,75 \cdot c)}{\varphi};$$

$$d = -3,476 \cdot \ln \frac{(1 - 0,25) \cdot (1 - 0,75 \cdot 0,292)}{0,25} = 4,96$$

Число годин використання максимуму в році парового навантаження:

$$h_{\text{гп}}^{\text{max}} = \left[ 1 - f \cdot \left( \frac{1 - \varphi}{(1 + c) + \varphi} \right) \right] \cdot h_{\text{год}} = \left[ 1 - 0,533 \cdot \left( \frac{1 - 0,25}{(1 + 0,292) + 0,25} \right) \right] \cdot 8760 = 5852 \text{ ч}$$

Річне споживання пара:

$$D_{\Pi}^{\text{год}} = Q_{\Pi}^{\text{ном}} \cdot h_{\Pi}^{\text{max}} = 750 \cdot 5852 = 4387000 \text{ т}$$

Тривалість роботи в році пускових установок.

Задаємося  $h_{\text{пик}} = 3000$

$$\bar{h}_{\text{пик}} = \left[ (1 - \alpha_{\Pi}) / ((1 - \varphi) \cdot f) - \varphi / (1 - \varphi) \cdot (h_{\text{пик}} / h_{\text{год}}) \cdot d \right] \cdot \left( \frac{1}{c} \right) \cdot h_{\text{год}};$$

$$\bar{h}_{\text{пик}} = \left[ \frac{1 - 0,7}{(1 - 0,25) \cdot 0,533} - \frac{0,25}{1 - 0,25} \cdot \left( \frac{3000}{8760} \right) \cdot 4,96 \right] \cdot \left( \frac{1}{0,292} \right) \cdot 8760 = 3278 \text{ ч}$$

Річна величина коефіцієнта теплофікації системи паропостачання:

$$a = f \cdot \frac{1 - \varphi}{c + 1} = \frac{1 - 0,25}{0,292 + 1} = 0,31;$$



$$b = \varphi \cdot \frac{f}{d + 1} = 0,25 \cdot \frac{0,533}{4,96 + 1} = 0,022;$$

$$\alpha_{\Pi}^{\text{год}} = 1 - \left[ \frac{a \cdot c \cdot \left( \frac{\bar{h}_{\text{пик}}}{\bar{h}_{\text{год}}} \right) \cdot (c + 1) + b \cdot d \cdot \left( \frac{\bar{h}_{\text{пик}}}{\bar{h}_{\text{год}}} \right) \cdot (d + 1)}{1 - a - b} \right];$$

$$\alpha_{\Pi}^{\text{год}} = 1 - \left[ 0,31 \cdot 0,292 \cdot \left( \frac{3278}{8760} \right) \cdot (0,292 + 1) + 0,022 \cdot 4,96 \cdot \left( \frac{3278}{8760} \right) \cdot (4,96 + 1) \right] / (1 - 0,31 - 0,022) \\ = 0,962$$

Річний відпуск пара з відборів турбін:

$$D_{\text{отб}}^{\text{год}} = \alpha_{\Pi}^{\text{год}} \cdot D_{\Pi}^{\text{год}} = 0,962 \cdot 4387000 = 4220000 \text{ т}$$

Річний відпуск пара піковими джерелами:

$$D_{\text{пик}}^{\text{год}} = (1 - \alpha_{\Pi}^{\text{год}}) \cdot D_{\Pi}^{\text{год}} = (1 - 0,962) \cdot 4387000 = 167000 \text{ т}$$

**Завдання 1.3** ТЕЦ з початковими параметрами пари  $p_1 = 13 \text{ МПа}$ ,  $t_1 = 565 \text{ }^\circ\text{C}$  і  $t_{\text{п.в.}} = 230 \text{ }^\circ\text{C}$  відпустила за рік  $1,4 \cdot 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{год}$  теплоти у вигляді води для опалення й побутових потреб і  $0,7 \cdot 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{год}$  у вигляді пари для технологічних потреб. 20% теплоти відпущено у вигляді води й 15% - у вигляді пари, вироблюваного котлами низького тиску. Інша частина теплоти відпущена з відборів теплофікаційних турбін. Середній тиск пари у відборах для покриття комунальних навантажень  $0,08 \text{ МПа}$ , для покриття технологічних навантажень  $1 \text{ МПа}$ . За рік ТЕЦ виробляє  $10^6 \text{ МВт}$  електричної енергії. Визначити річну економію палива в комбінованій системі енергопостачання в порівнянні з виробітком такої ж кількості електроенергії на конденсаційній тепловій електростанції, що має початкові параметри  $p_1 = 13 \text{ МПа}$ ,  $t_1 = 565 \text{ }^\circ\text{C}$  і промперегрів при  $3,5 \text{ МПа}$ ,  $565 \text{ }^\circ\text{C}$  і температуру живильної води  $t_{\text{п.в.}} = 230 \text{ }^\circ\text{C}$ .

ККД районної котельні для комбінованої системи енергопостачання  $\eta_{\text{рк}} = 0,9$ ; для роздільної системи  $\eta_{\text{рк}} = 0,8$ ; внутрішній відносний ККД турбіни  $\eta_{\text{oi}} =$

0,8; ККД котельні  $\eta_{до} = 0,9$ ; електромеханічний ККД турбогенератора  $\eta_{эм} = 0,98$ .  
Тиск пари в конденсаторі  $P_k = 4$  кПа.

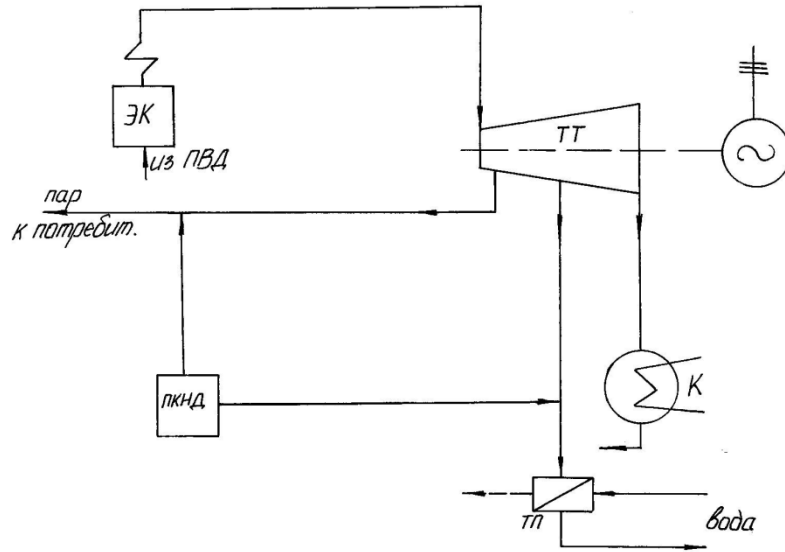


Рис. 1.16. Умовна схема комбінованої системи енергопостачання

### Рішення завдання

Комбінована система. Теплофікація. Комунальний відбір.

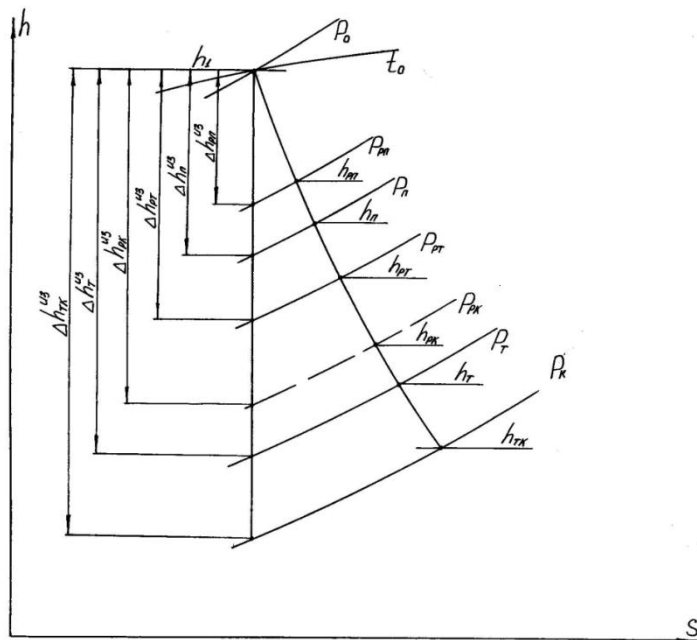


Рис. 1.17. Процес розширення пари в проточній частині турбіни в комбінованій системі енергопостачання

Питома ентальпія пари перед турбіною при заданих параметрах  $t_0, p_0$ ,  
кДж/кг

$$h_1 = 3508$$

Питома ізоентропна ентальпія пари у відборі турбіни  $P_T = 0,08$  МПа,  
кДж/кг

$$h_T^{из} = 2380$$

Ізоентропний теплоперепад від стану пари перед турбіною до тиску у  
відборі  $P_T = 0,08$  МПа, кДж/кг

$$\Delta h_T^{из} = h_1 - h_T^{из} = 3508 - 2380 = 1128$$

Питома ентальпія конденсату пара з відбору при  $P_T$ , кДж/кг

$$h_{KT1} = 391,72$$

Питома політропні ентальпія пари у відборі турбіни, кДж/кг

$$h_T = h_1 - \Delta h_T^{из} \cdot \eta_{oi} = 3508 - 1128 \cdot 0,8 = 2606$$

Температура конденсату, °С

$$t_{K1} = 93,51$$

Середня температура регенерації, °С

$$t_{p1} = 0,5 \cdot (t_{п.в.} + t_{K1}) = 0,5 \cdot (230 + 93,51) = 162$$

Тиск регенерації, МПа

$$P_{p1} = 0,65$$

Питома ізентропна ентальпія пари в регенеративном відборі, кДж/кг

$$h_{рТ}^{із} = 2720$$

Ізентропійний перепад від стану пари перед турбіною до регенеративного відбору, кДж/кг

$$\Delta h_{рТ}^{із} = h_1 - h_T^{із} = 3508 - 2720 = 788$$

Питома політропна ентальпія пари в регенеративном відборі, кДж/кг

$$h_{рТ} = h_1 - \Delta h_{рТ}^{із} \cdot \eta_{oi} = 3508 - 788 \cdot 0,8 = 2878$$

Питома ентальпія живильної води при  $t_{н.в} = 230^{\circ}C$ , кДж/кг

$$h_{п.в.} = 990,3$$

Питомий теплофікаційний виробіток електроенергії:

$$\mathcal{E}_{01} = \frac{\Delta h_T^{із} \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{ЭМ}}{h_T - h_{КТ1}} = \frac{1128 \cdot 0,8 \cdot 0,98}{2606 - 391,72} = 0,399$$

Відносне вироблення електроенергії регенеративним підігрівачем конденсату:

$$e_{Т1} = \frac{\Delta h_{рТ}^{із}}{\Delta h_T^{із}} \cdot \frac{h_{п.в.} - h_{КТ1}}{h_{рТ} - h_{п.в.}} = \frac{788}{1128} \cdot \frac{990,3 - 391,72}{2878 - 990,3} = 0,222$$

Питоме комбіноване вироблення електроенергії на базі теплового споживання:

$$\mathcal{E}_{Т1} = \mathcal{E}_{01} \cdot (1 + e_{Т1}) = 0,399 \cdot (1 + 0,222) = 0,488$$

**Промисловий відбір**

Питома ізоентропна ентальпія пари у відборі турбіни  $P_{\pi} = 1$  МПа, кДж/кг

$$h_{\pi}^{\text{из}} = 2804$$

Ізоентропний теплоперепад від стану перед турбіною до тиску у відборі, кДж/кг

$$\Delta h_{\pi}^{\text{из}} = h_1 - h_{\pi}^{\text{из}} = 3508 - 2804 = 704$$

Питома політропна ентальпія пари в промисловому відборі турбіни, кДж/кг

$$h_{\pi} = h_1 - \Delta h_{\pi}^{\text{из}} \cdot \eta_{oi} = 3508 - 704 \cdot 0,8 = 2945$$

Температура конденсату, °С

$$t_{к2} = 179,88$$

Питома ентальпія конденсату пара з відбору, кДж/кг

$$h_{к\Gamma 2} = 762,6$$

Середня температура регенерації, °С

$$t_{p2} = 0,5 \cdot (t_{п.в.} + t_{к2}) = 0,5 \cdot (230 + 179,88) = 205$$

Тиск регенерації, МПа

$$P_{p2} = 1,72$$

Питома ізоентропна ентальпія пари в регенеративном відборі, кДж/кг

$$h_{p\pi}^{\text{из}} = 2924$$

Ізоентропний теплоперепад від стану пари перед турбіною до регенеративного відбору, кДж/кг

$$\Delta h_{\text{п}}^{\text{із}} = h_1 - h_{\text{п}}^{\text{із}} = 3508 - 2924 = 584$$

Питома політропна ентальпія пари в регенеративном відборі, кДж/кг

$$h_{\text{рп}} = h_1 - \Delta h_{\text{рп}}^{\text{із}} \cdot \eta_{\text{oi}} = 3508 - 584 \cdot 0,8 = 3041$$

Питомий теплофікаційний виробіток електроенергії:

$$\mathcal{E}_{02} = \frac{\Delta h_{\text{п}}^{\text{із}} \cdot \eta_{\text{oi}} \cdot \eta_{\text{эм}}}{h_{\text{п}} - h_{\text{кт2}}} = \frac{704 \cdot 0,8 \cdot 0,98}{2945 - 762,6} = 0,253$$

Відносне вироблення електроенергії регенеративним підігрівачем конденсату:

$$e_{\text{т2}} = \frac{\Delta h_{\text{рп}}^{\text{із}}}{\Delta h_{\text{п}}^{\text{із}}} \cdot \frac{h_{\text{п.в.}} - h_{\text{кт2}}}{h_{\text{рп}} - h_{\text{п.в.}}} = \frac{584}{704} \cdot \frac{990,3 - 762,6}{3041 - 990,3} = 0,092$$

Питоме комбіноване вироблення електроенергії на базі теплового споживання:

$$\mathcal{E}_{\text{т2}} = \mathcal{E}_{02} \cdot (1 + e_{\text{т2}}) = 0,253 \cdot (1 + 0,092) = 0,276$$

Річний відпуск теплоти на ТЕЦ з відборів різного тиску (задані у %), МВт·год:

для  $P_{\text{т}} = 0,08$  МПа

$$Q_1 = \frac{100-20}{100} \cdot 1,4 \cdot 10^6 = 1,12 \cdot 10^6;$$

для  $P_{\text{п}} = 1$  МПа

$$Q_2 = \frac{100 - 15}{100} \cdot 0,7 \cdot 10^6 = 0,595 \cdot 10^6$$

Річний виробіток електроенергії на ТЕЦ на базі теплофікації, МВт·год

$$\mathcal{E}_T^{\text{год}} = \mathcal{E}_{T1} \cdot Q_1 + \mathcal{E}_{T2} \cdot Q_2 = 0,488 \cdot 1,12 \cdot 10^6 + 0,276 \cdot 0,595 \cdot 10^6 = 0,711 \cdot 10^6$$

Питома витрата умовного палива на теплофікаційний виробіток електроенергії на ТЕЦ, т.у.п./ (МВт·год)

$$b_T^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_k \cdot \eta_{\text{эм}}} = \frac{0,123}{0,9 \cdot 0,98}$$

### ***Конденсаційний цикл***

Річний виробіток електроенергії на ТЕЦ конденсаційним методом, МВт·год

$$\mathcal{E}_{T.k.}^{\text{год}} = \mathcal{E}^{\text{год}} - \mathcal{E}_T^{\text{год}} = 10^6 - 0,711 \cdot 10^6 = 0,289 \cdot 10^6$$

Питома ізоентропна ентальпія пари в конденсаторі ТЕЦ  $P_k=0,004$  МПа, кДж/кг

$$h_{\text{тк}}^{\text{из}} = 2006$$

Ізоентропний тепलोперепад від стану перед турбіною до тиску в конденсаторі, кДж/кг

$$\Delta h_{\text{тк}}^{\text{из}} = h_1 - h_{\text{тк}}^{\text{из}} = 3508 - 2006 = 1502$$

Температура конденсату в конденсаторі при  $P_k=4$  кПа, °С

$$t_{\text{кз}} = 29$$

Питома ентальпія конденсату при  $t_{к3} = 29 \text{ }^\circ\text{C}$ , кДж/кг

$$h_{пп1} = 122,41$$

Середня температура регенерації,  $^\circ\text{C}$

$$t_{рк} = 0,5 \cdot (t_{п.в.} + t_{к3}) = 0,5 \cdot (230 + 29) = 130$$

Питома політропна ентальпія після конденсатора ТЕЦ, кДж/кг

$$h_{тк} = h_1 - \Delta h_{тк}^{из} \cdot \eta_{oi} = 3508 - 1502 \cdot 0,8 = 2306$$

Тиск в регенеративном відборі, МПа

$$P_{рк} = 0,27$$

Питома ізоентропна ентальпія пари в регенеративном відборі конденсату з теплофікаційної установки, кДж/кг

$$h_{рк}^{из} = 2568$$

Ізоентропний теплоперепад від стану пари перед турбіною до регенеративного відбору конденсату з теплофікаційної установки, кДж/кг

$$\Delta h_{рк}^{из} = h_1 - h_{рк}^{из} = 3508 - 2568 = 940$$

Питома політропна ентальпія регенеративного відбору конденсату з теплофікаційної установки, кДж/кг

$$h_{рк} = h_1 - \Delta h_{рк}^{из} \cdot \eta_{oi} = 3508 - 940 \cdot 0,8 = 2756$$

Відносна кількість комбінованого вироблення електроенергії, одержуваної на базі підігріву потоку конденсату з конденсатора:



$$e_{\text{т.к.}} = \frac{\Delta h_{\text{рк}}^{\text{из}}}{\Delta h_{\text{тк}}^{\text{из}}} \cdot \frac{h_{\text{п.в.}} - h_{\text{п.п.}}}{h_{\text{рк}} - h_{\text{п.в.}}} = \frac{940}{1502} \cdot \frac{990,3 - 121,41}{2756 - 990,3} = 0,308$$

Внутрішній абсолютний ККД конденсаційного вироблення на ТЕЦ без урахування регенерації:

$$\eta_{\text{iT}} = \frac{\Delta h_{\text{тк}}^{\text{из}} \cdot \eta_{\text{oi}}}{h_1 - h_{\text{п.п.}}} = \frac{1502 \cdot 0,8}{3508 - 121,41} = 0,355$$

Внутрішній абсолютний ККД конденсаційного вироблення на ТЕЦ з урахуванням регенерації:

$$\eta_{\text{iT}}^{\text{рег}} = \frac{\eta_{\text{iT}} \cdot (1 + e_{\text{т.к.}})}{1 + \eta_{\text{iT}} \cdot e_{\text{т.к.}}} = \frac{0,355 \cdot (1 + 0,308)}{1 + 0,355 \cdot 0,308} = 0,419$$

Питома витрата умовного палива на ТЕЦ на вироблення електроенергії по конденсаційному циклу, т.у.п./ (МВт·год)

$$b_{\text{КТ}}^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{эм}} \cdot \eta_{\text{iT}}^{\text{рег}}} = \frac{0,123}{0,9 \cdot 0,98 \cdot 0,419} = 0,333$$

Річна витрата умовного палива на вироблення електроенергії на ТЕЦ, т.у.п.:

$$B_{\text{T}}^{\text{э}} = b_{\text{T}}^{\text{э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{T}}^{\text{год}} + b_{\text{КТ}}^{\text{э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{КТ}}^{\text{год}} = 0,139 \cdot 0,711 \cdot 10^6 + 0,333 \cdot 0,289 \cdot 10^6 = 0,195 \cdot 10^6$$

Питома витрата палива на ТЕЦ на задоволення теплового навантаження, т.у.п./ (МВт год)

$$b_{\text{T}}^{\text{T}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{к}}} = \frac{0,123}{0,9} = 0,137$$

Річна витрата умовного палива на вироблення теплоти на ТЕЦ стосовно до 2-х потоків відпуску теплоти, т.у.п.:

$$B_T^T = b_T^T \cdot (I + II) = 0,137 \cdot (1,4 \cdot 10^6 + 0,7 \cdot 10^6) = 0,288 \cdot 10^6$$

Річна витрата умовного палива на ТЕЦ, т.у.п.:

$$B_T = B_T^3 + B_T^T = 0,195 \cdot 10^6 + 0,288 \cdot 10^6 = 0,483 \cdot 10^6$$

### *Роздільна система теплопостачання*

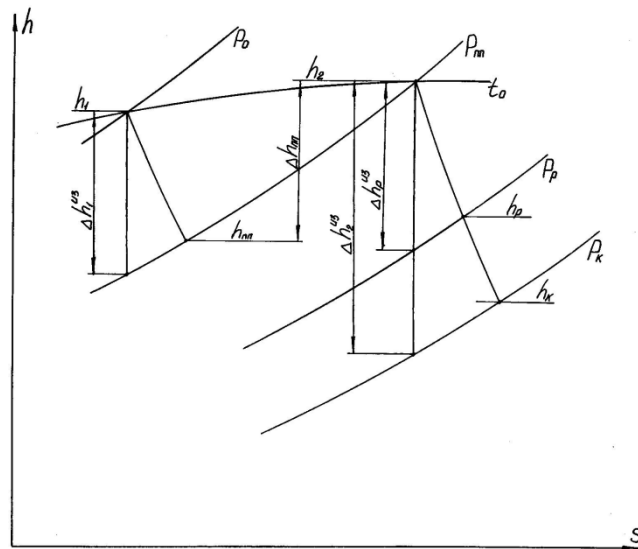


Рис 1.18. Процес розширення пари в проточній частині турбіни в роздільній системі енергопостачання

Початкова питома ентальпія пари при 13 МПа і 565 °С, кДж/кг

$$h_1 = 3508$$

Питома ізоентропна ентальпія початку промперегріву при  $P_{\text{мп}} = 3,5$  МПа, кДж/кг

$$h_{\text{ТП}}^{\text{из}} = 3096$$

Ізоентропний теплоперепад від початкових параметрів пари до тиску в промперегрівачі, кДж/кг

$$\Delta h_1^{\text{из}} = h_1 - h_{\text{ТП}}^{\text{из}} = 3508 - 3096 = 412$$

Питома політропна ентальпія промперегріву, кДж/кг

$$h_{\text{пп}} = h_1 - \Delta h_1^{\text{из}} \cdot \eta_{\text{oi}} = 3508 - 412 \cdot 0,8 = 3178$$

Питома ентальпія при  $P_{\text{пп}} = 3,5$  МПа і  $t = 565$  °С, кДж/кг

$$h_2 = 3600$$

Питома ізоентропна ентальпія при тиску в конденсаторі 4 кПа, кДж/кг

$$h_{\text{к}}^{\text{из}} = 2212$$

Ізоентропний теплоперепад від стану пари в промперегрівачі до тиску в конденсаторі, кДж/кг

$$\Delta h_2^{\text{из}} = h_2 - h_{\text{к}}^{\text{из}} = 3600 - 2212 = 1388$$

Питома політропна ентальпія в конденсаторі, кДж/кг

$$h_{\text{к}} = h_2 - \Delta h_2^{\text{из}} \cdot \eta_{\text{oi}} = 3600 - 1388 \cdot 0,8 = 2490$$

Приріст питомої ентальпії пари в проміжному промперегрівачі, кДж/кг

$$\Delta h_{\text{пп}}^{\text{из}} = h_2 - h_{\text{пп}} = 3600 - 3178 = 422$$

Теплоперепад від стану пари перед турбіною до промперегрівача, кДж/кг

$$\Delta h_{\text{кп}}^{\text{из}} = \Delta h_1^{\text{из}} + \Delta h_2^{\text{из}} = 412 + 1388 = 1800$$

Температура конденсату в конденсаторі при  $P_{\text{к}} = 4$  кПа, °С

$$t_{\text{кз}} = 29$$

Питома ентальпія конденсату при  $t_{\text{кз}} = 29$  °С, кДж/кг

$$h_{пп1} = 121,41$$

Середня температура регенерації, °C

$$t_p = 0,5 \cdot (t_{п.в.} + t_{к3}) = 0,5 \cdot (230 + 29) = 130$$

Тиск регенерації, МПа

$$P_p = 0,27$$

Питома ізоентропна ентальпія пари в регенеративном відборі, кДж/кг

$$h_p^{из} = 2856$$

Ізоентропний теплоперепад від параметрів промперегріва до регенеративного відбору, кДж/кг

$$\Delta h_p^{из} = h_2 - h_p^{из} = 3600 - 2856 = 744$$

Питома політропна ентальпія пари в регенеративном відборі, кДж/кг

$$h_p = h_2 - \Delta h_p^{из} \cdot \eta_{oi} = 3600 - 744 \cdot 0,8 = 3005$$

Ізоентропний теплоперепад від стану пари перед турбіною до регенеративного відбору, кДж/кг

$$\Delta h_{pp}^{из} = \Delta h_1^{из} + \Delta h_p^{из} = 412 + 744 = 1156$$

Внутрішній абсолютний ККД конденсаційної виробітки КЕС без урахування регенерації:

$$\eta_k = \frac{\Delta h_{кп}^{из} \cdot \eta_{oi}}{h_1 + \Delta h_{пп} - h_{пп1}} = \frac{1800 \cdot 0,8}{3508 + 422 - 121,41} = 0,378$$

Відносне вироблення електроенергії на внутрішньому тепловому споживанні КЕС:

$$e_{\text{т.к.}} = \frac{\Delta h_{\text{pp}}^{\text{из}}}{\Delta h_{\text{кп}}^{\text{из}}} \cdot \frac{h_{\text{п.в.}} - h_{\text{пп1}}}{h_{\text{p}} - h_{\text{п.в.}}} = \frac{1156}{1800} \cdot \frac{990,3 - 121,41}{3005 - 990,3} = 0,277$$

Внутрішній абсолютний ККД конденсаційного вироблення на ТЕС з урахуванням регенерації:

$$\eta_{\text{ік}}^{\text{рег}} = \eta_{\text{ік}} \cdot \frac{1 + e_{\text{к}}}{1 + e_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{ік}}} = 0,378 \cdot \frac{1 + 0,277}{1 + 0,277 + 0,378} = 0,437$$

Питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії на КЕС, т.у.п./ (МВт год)

$$b_{\text{p}}^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{эм}} \cdot \eta_{\text{ік}}^{\text{рег}}} = \frac{0,123}{0,9 \cdot 0,98 \cdot 0,437} = 0,319$$

Витрата палива на КЕС на вироблення електроенергії, т.у.п.

$$B_{\text{p}}^{\text{э}} = b_{\text{p}}^{\text{э}} \cdot \text{Э}^{\text{год}} = 0,319 \cdot 10^6$$

Питома витрата умовного палива на вироблення теплоти в роздільній системі енергопостачання при  $\eta_{\text{рк1}} = 0,8$ , т.у.п. / (МВт·год)

$$b_{\text{p}}^{\text{т}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{рк1}}} = \frac{0,123}{0,8} = 0,154$$

Витрата палива на вироблення теплоти, т.у.п.

$$B_{\text{p}}^{\text{т}} = b_{\text{p}}^{\text{т}} \cdot Q = 0,154 \cdot 2,1 \cdot 10^6 = 0,323 \cdot 10^6$$

Витрата палива в роздільній системі енергопостачання, т.у.п.

$$B_p = B_p^{\text{э}} + B_p^{\text{т}} = 0,319 \cdot 10^6 + 0,323 \cdot 10^6 = 0,642 \cdot 10^6$$

Річна економія умовного палива на вироблення електроенергії на ТЕЦ, т.у.п.

$$\begin{aligned} \Delta B^{\text{э}} &= \mathcal{E}_{\text{Т}}^{\text{год}} \cdot (b_p^{\text{э}} - b_{\text{Т}}^{\text{э}}) - \mathcal{E}_{\text{КТ}}^{\text{год}} \cdot (b_{\text{КТ}}^{\text{э}} - b_p^{\text{э}}) = \\ &= 0,711 \cdot 10^6 \cdot (0,319 - 0,139) - 0,289 \cdot 10^6 \cdot (0,333 - 0,319) = 0,114 \cdot 10^6 \end{aligned}$$

Річна економія умовного палива на вироблення теплоти на ТЕЦ, т.у.п.

$$\Delta B^{\text{т}} = B_p^{\text{т}} - B_{\text{Т}}^{\text{т}} = 0,323 \cdot 10^6 - 0,288 \cdot 10^6 = 0,035 \cdot 10^6$$

**Завдання 1.4** По паропроводу діаметром 377/359 мм транспортується 36 т/год пари при тиску на початку паропроводу 0,8 МПа і температура 350 °С на відстань 2 км. Паропровід ізолюваний мінеральною ватою в набивку під сітку  $\delta_{\text{из}} = 80$  мм, коефіцієнт теплопровідності ізоляції  $\lambda_{\text{из}} = 0,1$  Вт/(м·К). Коефіцієнт місцевих втрат тиску становить 0,25; коефіцієнт місцевих втрат теплоти - 0,3. Визначити діаметр отвору дросельної шайби, установлюваної на відгалуженні до абонента для забезпечення пропуску лімітних витрат пари в кількості 10 і 16 т/год. Шайби встановлюються після розгалуження паропроводу що знаходиться на відстані 2 км від котельні. Перевірити паропровід на можливість конденсації пари.

### Рішення завдання

1. Щільність пари, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{\text{п}} = \frac{1}{v} = \frac{1}{0,39754} = 2,5155,$$

де  $v$  – питомий об'єм пари м<sup>3</sup>/кг.

2. Швидкість руху пари, м/с

$$w = \frac{D}{\rho_{\text{п}} \cdot \pi \cdot r_{\text{вн}}^2} = \frac{36 \cdot 10^3}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,1795^2 \cdot 2,5155} = 39,29,$$

де  $D$  – витрата пари, т/год,

$r_{\text{вн}}^2$  – внутрішній діаметр паропроводу, м.

3. Втрати тиску на місцевий опір, Па

$$\Delta p_{\text{м}} = \zeta_{\text{р}} \cdot \frac{\rho_{\text{п}} \cdot w^2}{2} = 0,25 \cdot \frac{2,5155 \cdot 39,29^2}{2} = 485,4,$$

де  $\zeta_{\text{р}}$  – коефіцієнт місцевих втрат тиску.

4. Коефіцієнт кінематичної в'язкості, м<sup>2</sup>/с

$$\nu = \frac{\mu}{\rho_{\text{п}}} = \frac{22,3385 \cdot 10^{-6}}{2,5155} = 8,88 \cdot 10^{-6},$$

де  $\mu$  – коефіцієнт динамічної в'язкості, мкПа·с.

5. Критерій Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{w \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{39,29 \cdot 0,359}{8,88 \cdot 10^{-6}} = 1,588 \cdot 10^6,$$

де  $d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр паропроводу, м.

Так як  $\text{Re} > 10^6$  це турбулентний режим течії рідини. Виходячи з того що труби гладкі і  $\text{Re} < 3 \cdot 10^6$  для розрахунку коефіцієнта лінійних втрат буде використана формула Конакова.

6. Коефіцієнт лінійних втрат:

$$\lambda^* = \frac{1}{(1,8 \cdot \lg \text{Re} - 1,5)^2} = \frac{1}{(1,8 \cdot \lg(1,588 \cdot 10^6) - 1,5)^2} = 0,0107.$$

7. Втрати тиску на лінійний опір, кПа

$$\Delta p_{\text{л}} = \lambda^* \cdot \frac{l}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{\rho_{\text{п}} \cdot w^2}{2} = 0,0107 \cdot \frac{2000}{0,359} \cdot \frac{2,5155 \cdot 39,29^2}{2} = 115,74,$$

де  $l$  – довжина трубопроводу, м.

8. Тиск пари в кінці трубопроводу, МПа

$$\Delta p = p_0 - \Delta p_{\text{м}} - \Delta p_{\text{л}} = 0,8 - 485,4 \cdot 10^{-6} - 115,74 \cdot 10^{-3} = 0,6838.$$

9. Діаметри шайб, мм

$$d_{\text{ш}} = 3,16 \cdot \sqrt[4]{\frac{D_{\text{ш}}^2}{\Delta p}},$$

$$d_{\text{ш}}^{10} = 3,16 \cdot \sqrt[4]{\frac{10^2}{0,6838}} = 11,$$

$$d_{\text{ш}}^{16} = 3,16 \cdot \sqrt[4]{\frac{16^2}{0,6838}} = 14,$$

де  $D_{\text{ш}}$  – витрата пари необхідна споживачу, т/год.

10. Температура пари в кінці трубопроводу, °С

$$T_2 = \left( \frac{P_2 \cdot T_1}{P_1} \right) - 273 = \left( \frac{0,6838 \cdot 623}{0,8} \right) - 273 = 259,51,$$

де  $T_1$  – температура на початку паропроводу, К.

Температура насичення пари при  $P_2$  буде  $t_s = 162,154$  °С. З чого слід зробити висновок, що конденсація пари відсутній так як  $T_2 > t_s$ .

**Завдання 1.5** Визначити економію палива в комбінованій системі енергопостачання в порівнянні з роздільним для кліматичних умов г. Харків. Розрахункова потужність теплоспоживання 1000 МВт. Коефіцієнт теплофікації



0,5. Частка середнього навантаження ГВС - 0,2 від розрахункової потужності теплоспоживання. Питоме вироблення електроенергії на базі теплового споживання 0,52. Вироблення електроенергії по конденсаційному режиму на ТЕЦ становить 25% від вироблення електроенергії на базі теплового споживання. Питомі витрати палива на вироблення електроенергії на:

- КЕС - 0,325 т.у.п./ (МВт·год);

- ТЕЦ:

конденсаційним методом - 0,350 т.у.п./ (кВт·год);

комбінованим методом - 0,150 т.у.п./ (кВт·год).

### Рішення завдання

1. Теплове навантаження ТЕЦ, МВт

$$Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}} = \alpha_{\text{ТЭЦ}} \cdot Q_{\text{p}} = 0,5 \cdot 1000 = 500,$$

де  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  – коефіцієнт теплофікації,

$Q_{\text{p}}$  – розрахункова потужність теплоспоживання, МВт.

2. Витрата палива на покриття теплового навантаження ТЕЦ, т.у.п./с

$$B_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}} = \frac{Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}}}{\eta \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}} = \frac{500 \cdot 10^{-3}}{0,85 \cdot 29,31} = 0,2007,$$

де  $\eta$  – ККД котельної установки,

$Q_{\text{H}}^{\text{p}} = 29,31$  – теплотворна здатність умовного палива,  
МДж/кг.у.п.

3. Вироблення електроенергії на базі теплового споживання на ТЕЦ, МВт

$$\mathcal{E}_{\text{T}} = \mathcal{e}_{\text{T}} \cdot Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}} = 0,52 \cdot 500 = 260,$$

де  $\mathcal{e}_{\text{T}}$  – питоме вироблення електроенергії на базі теплового споживання на ТЕЦ.

4. Вироблення електроенергії по конденсаційному режиму на ТЕЦ, МВт

$$\mathcal{E}_{\text{т.к.}} = 0,25 \cdot \mathcal{E}_{\text{т}} = 0,25 \cdot 260 = 65.$$

5. Витрата палива на вироблення електроенергії на ТЕЦ, т.у.п./с

$$B_{\text{тэц}}^{\mathcal{E}} = b_{\text{т}}^{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_{\text{т}} + b_{\text{т.к.}}^{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_{\text{т.к.}} = \frac{0,150}{3600} \cdot 260 + \frac{0,350}{3600} \cdot 65 = 0,01715,$$

де  $b_{\text{т}}^{\mathcal{E}}$  – питома витрата палива на вироблення електроенергії на ТЕЦ комбінованим методом, т.у.п. / МВт·год,  
 $b_{\text{т.к.}}^{\mathcal{E}}$  – питома витрата палива на вироблення електроенергії на ТЕЦ конденсаційним методом, т.у.п. / МВт·год

6. Витрата палива на покриття теплового навантаження при роздільній системі енергопостачання, т.у.п./с

$$B_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{тэц}}^{\text{т}}}{\eta \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}} = \frac{500 \cdot 10^{-3}}{0,85 \cdot 29,31} = 0,2007.$$

7. Витрата палива на вироблення електроенергії на КЕС при роздільній системі енергопостачання, т.у.п./с

$$B_{\text{кэс}} = b_{\text{кэс}} \cdot (\mathcal{E}_{\text{т}} + \mathcal{E}_{\text{т.к.}}) = \frac{0,325}{3600} \cdot (260 + 65) = 0,0316,$$

де  $b_{\text{кэс}}$  – питома витрата палива на вироблення електроенергії на КЕС, т.у.п./МВт·год

8. Економія палива в комбінованій системі енергопостачання в порівнянні з роздільною, т.у.п./с

$$\Delta B_{\text{эк}} = (B_{\text{кэс}} + B_{\text{кот}}) - (B_{\text{тэц}}^{\mathcal{E}} + B_{\text{тэц}}^{\text{т}}),$$

$$\Delta B_{\text{эк}} = (0,0316 + 0,02007) - (0,01715 + 0,02007) = 0,0144$$

## Глава 2 - Надійність систем енергопостачання

### 2.1 Загальні поняття надійності систем

Системи централізованого теплопостачання (СЦТ) є системами енергетики, і надійність їх функціонування повинна бути врахована в рамках енергетичного комплексу.

Ефективне управління надійністю можливе у разі ухвалення взаємоузгоджених рішень на стадії проектування і експлуатації з диспетчеруванням.

Надійність системи комунального теплопостачання є комплексним властивістю і може включати окремо або у поєднанні ряд властивостей, основними з яких є:

- безвідмовність - властивість системи теплопостачання зберігати працездатність безперервно протягом заданого часу або заданої напрацювання;
- довговічність - властивість обладнання та теплових мереж зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі технічного обслуговування і ремонту;
- ремонтпридатність - властивість об'єкта, що полягає у пристосуванні до попередження і виявлення причин виникнення його відмов, пошкоджень та усунення їх наслідків шляхом проведення технічного обслуговування і ремонту;
- режимна керованість - властивість об'єкта підтримувати нормальний режим за допомогою управління;
- живучість - властивість системи теплопостачання протистояти збурень, не допускаючи їх каскадного розвитку з масовим порушенням живлення споживачів.

Система теплопостачання обслуговує місто і промислові підприємства. З позиції країни вона є локальною, але як система має свою просторову ієрархію в побудові. Так, велику систему теплопостачання можна розділити на три ієрархічних рівні: верхній рівень включає джерела теплоти, середній рівень являє магістральні теплові мережі з насосними підстанціями, нижчий рівень

складається з розподільних теплових мереж та вводів до споживачів теплоти. Така ієрархизація дозволяє зручно і досить строго оцінити надійність функціонування системи тепlopостачання.

Розрахунок надійності верхнього ієрархічного рівня - джерел теплоти - являє собою самостійну задачу про надійність енергогенеруючого джерела. Так як надійність всієї системи тепlopостачання визначається необхідною надійністю подачі теплоти споживачам, тому, слідуючи взаємозалежній ланцюжку ієрархічних рівнів СЦТ від споживачів до верхнього рівня, можна зробити висновок, що кожен рівень задає умови надійності своєму верхньому рівню, а загальна сукупність надійності всіх рівнів визначить в кінцевому підсумку надійність тепlopостачання споживачів.

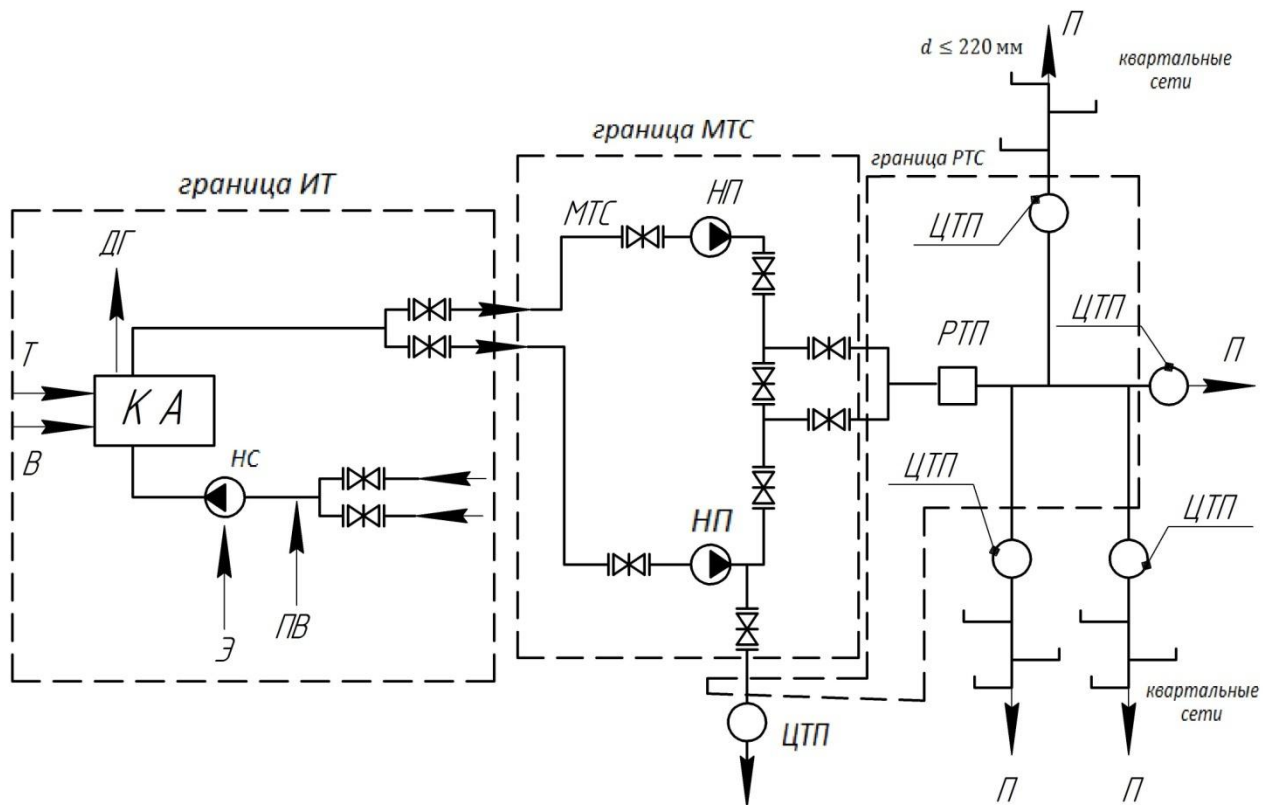


Рис. 2.1. Принципова схема системи тепlopостачання від районної котельні

ИТ – джерело теплоти (районна котельня);

КА – котлоагрегати;

НС – насосна станція;

МТС – магістральні теплові мережі;

РТС – розподільчі теплові мережі;  
 НП – насосна підстанція;  
 РТП – районний тепловий пункт;  
 ЦТП – центральний тепловий пункт;  
 ИТП – індивідуальний тепловий пункт;

Стрілки:

Т – паливо;  
 Э – електроенергія;  
 ПВ – підживлювальних вода;  
 П – споживачі теплоти;  
 ДГ – димові гази;  
 В – повітря.

На рис. 2.1 представлена схема теплопостачання з джерелом теплоти і районною котельною. При тепловій потужності котельні 150...350 МВт і більше систему теплопостачання має тільки одне джерело теплоти - РК, слід виконувати також з трьома ієрархічними рівнями і середній рівень (магістральні теплові мережі) проектувати у вигляді резервованих кільцевих систем. Якщо потужність котельні на окремий вивід невелика (30-50 МВт), тобто відповідає потужності РТП, тоді теплова мережа може бути тупиковою розгалуженою. Вона буде відповідати розподільній тепловій мережі (нижній ієрархічний рівень) системи з трьома ієрархічними рівнями.

З джерела теплоти (умовно) виходять тільки подаючі лінії, які утворюють другий рівень - кільцеву магістральну мережу. Ця мережа представлена в однолінійному зображенні. Для того, щоб замкнути циркуляційний контур джерела теплоти, на схемі показані два колектори подавальних і зворотних ліній. Вхід і вихід теплоносія показаний стрілками. У СЦТ головні ланки (системи подачі електричної енергії, палива, підживлювальної води, джерело теплоти, магістральні теплові мережі та розподільчі мережі) являють собою єдиний ланцюг, і відмова будь-якої ланки призводить до відмови всієї системи теплопостачання або її частини.

## 2.2 Надійність систем тепlopостачання

Надійність систем тепlopостачання (Н.С.Т.) - їхня здатність виробляти, транспортувати й розподіляти серед споживачів у необхідних кількостях теплоносій з дотриманням заданих параметрів при нормальних умовах експлуатації. Поняття надійності систем тепlopостачання базується на імовірнісній оцінці роботи системи, що у свою чергу пов'язане з імовірнісною оцінкою продовжити, роботи її елементів, що визначається законом розподілу часу цієї роботи. Головний критерій надійності систем - безвідмовна робота елемента (системи) протягом розрахункового часу. Система тепlopостачання ставиться до споруджень, що обслуговують людину, її відмова тягне неприпустимі для нього зміни навколишнього середовища. Методика оцінки Н.С.Т. урахує соціальні наслідки перерв у подачі теплоти. При виході з ладу система тепlopостачання переходить із працездатного стану у відмовний й вважається, що вона не виконала завдання, тому протягом опалювального періоду вона розглядається як перемонтована.

Надійність систем тепlopостачання вдосконалюють підвищенням якості елементів, з яких вона складається, або резервуванням. Перший шлях реалізують при конструюванні, виготовленні й прийманні елементів і вузлів в експлуатацію. Коли технічні можливості підвищення якості елементів вичерпане або коли подальше підвищення якості економічно не вигідно, переходять до резервування. Воно необхідно й у тому випадку, коли Н.С.Т. повинна бути вище надійності її елементів.

Для оцінки надійності користуються поняттями відмови елемента й відмови системи. Під першим розуміють раптова відмова, коли елемент необхідно негайно виключити з роботи. Відмова системи - така аварійна ситуація, при якій припиняється подача теплоти хоча б одному споживачеві. У нерезервованій системі відмова будь-якого її елемента приводить до відмови всієї системи. У резервованій системі таке явище може й не відбутися. Система тепlopостачання - складне технічне спорудження, тому її надійність оцінюється

показником якості функціонування. Якщо всі елементи системи справні, то справна вона й в цілому.

### 2.3 Підготовка до опалювального періоду

Основною умовою, що забезпечує надійне теплопостачання споживачів, є своєчасне, до початку опалювального періоду, виконання:

- випробувань устаткування джерел тепла, теплових мереж, теплових пунктів і систем теплоспоживання на щільність і міцність;

- шурфовок теплових мереж, вирізок із трубопроводів для визначення корозійного зношування металу труб;

- промивання устаткування й комунікацій джерел тепла, трубопроводів теплових мереж, теплових пунктів і систем теплоспоживання;

- випробувань теплових мереж на теплові втрати й максимальну температуру теплоносія;

- розробки експлуатаційних режимів системи теплопостачання, а також заходів щодо їхнього впровадження й постійного забезпечення;

- заходів щодо розподілу теплоносія між системами теплоспоживання відповідно до їх розрахункових теплових навантажень (настроювання автоматичних регуляторів, установка й контрольний вимір сопів елеваторів і дросельних діафрагм, регулювання теплових мереж).

Підготовка до майбутнього опалювального періоду повинна бути почата в попередньому - систематизацією виявлених дефектів у роботі устаткування. А також відхилень від гідравлічного й теплового режимів, складанням планів робіт, підготовкою необхідної документації, висновком договорів з підрядними організаціями й матеріально-технічним забезпеченням планових робіт.

Безпосередня підготовка систем теплопостачання до експлуатації в зимових умовах повинна бути закінчена не пізніше строку, встановленого для даної місцевості з обліком її кліматичної зони.

Теплопостачальною організацією й споживачами не пізніше, ніж за місяць до закінчення поточного опалювального періоду повинні бути розроблені

графіки по профілактиці й ремонту джерел тепла, магістральних і квартальних теплових мереж, центральних і індивідуальних теплових пунктів, систем теплоспоживання.

Терміни проведення профілактичних і ремонтних робіт, пов'язаних із припиненням гарячого водопостачання, не повинні перевищувати нормативний строк, установлюваний органом місцевого самоврядування.

Організації, що експлуатують житловий фонд, варто сповіщати про планові відключення місцевих систем не менш чим за сім діб до початку робіт телефонограмою з обов'язковою реєстрацією в спеціальному журналі (дата, година, посади і прізвища передаючого й приймаючого телефонограму).

Строки ремонту магістральних і квартальних теплових мереж, центральних і індивідуальних теплових пунктів, а також систем теплоспоживання, приєднаних до цих мереж, повинні, як правило, збігатися. Відключення споживачами своїх установок на ремонт у строки, що не збігаються з ремонтом теплових мереж, може бути зроблено тільки за узгодженням з теплопостачальною організацією.

Теплопостачальна організація повинна щорічно розробляти або коректувати гідравлічні й теплові режими роботи теплових мереж із заходами щодо їхнього впровадження й забезпечення, включаючи установку сопел елеваторів і дросельних діафрагм на теплових пунктах споживачів. Заходу, що підлягають виконанню споживачами, повинні бути повідомлені їм теплопостачальною організацією в строки, що забезпечують можливість їхнього виконання під час підготовки до опалювального періоду.

При підготовці до опалювального періоду рекомендується теплопостачальним організаціям із залученням організацій-виконавців комунальних послуг виконати розрахунки припустимого часу усунення аварій і відновлення.

Приймання підготовлених до роботи теплових мереж повинна вироблятися з оформленням акту, затвердженого керівником теплопостачального підприємства, на балансі якого перебувають мережі.



При визначенні величин тиску для гідравлічних випробувань трубопроводів теплових мереж, трубопроводів і устаткування теплових пунктів після ремонту до початку опалювального періоду теплостачальні організації й споживачі повинні керуватися правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

Тиски для гідравлічних випробувань теплоспоживаючих установок (систем опалення, вентиляції й гарячого водопостачання) перед початком опалювального періоду (після ремонту) регламентовані правилами технічної експлуатації теплоспоживаючих установок і теплових мереж.

Таблиця 2.1 - Тиску для гідравлічних випробувань

| Елементи систем теплоспоживання  | Тиск води   |
|--|---|
| Елеваторні вузли, калорифери, водопідігрівачі опалення й гарячого водопостачання | 1,25 робочого, але не менш 10 кгс/см <sup>2</sup>                       |
| Системи опалення із чавунними опалювальними приладами                            | не менш 6 кгс/см <sup>2</sup>   |
| Системи панельного й конвекторного опалення                                      | 10 кгс/см <sup>2</sup>  |
| Системи гарячого водопостачання  | Робоче + 0,5 кгс/см <sup>2</sup> , але не більше 10 кгс/см <sup>2</sup> |

Приймання підготовлених систем теплоспоживання, теплових мереж і теплових пунктів споживачів повинна бути оформлена двосторонніми актами за участю представників теплостачальної організації й споживача.

Теплостачальні організації, що мають опалювальні котельні, повинні вчасно забезпечити створення запасу палива на майбутній осінньо-зимовий період. Підготовлені до експлуатації системи теплоспоживання до початку опалювального періоду повинні бути заповнені хімічно очищеною деаерованою водою.

Заповнення систем теплоспоживання повинне проводитись по графіках, розроблювальним теплостачальними організаціями разом зі споживачами.

Споживачі повинні одержати дозвіл на заповнення систем у теплопостачальній організації із установленням строку заповнення й сповістити про закінчення заповнення.

З метою створення оптимальних умов для випуску повітря, а також для скорочення часу заповнення систем теплоспоживання, графік їхнього заповнення повинен бути складений, виходячи з умови цілодобової роботи всіх організацій, пов'язаних із заповненням, з обов'язковим обліком продуктивності установок хімічного очищення й деаерації підживлюючої води на джерелах теплопостачання.

В обов'язку споживача входить заповнення систем у відведене для нього час. У випадку виявлення нещільностей у системі заповнення необхідно негайно припинити, сповістити про це теплопостачальній організації й вжити необхідних заходів по ущільненню системи. Повторне заповнення системи може бути зроблено тільки з дозволу теплопостачальної організації.

Теплопостачальна організація повинна здійснювати контроль за ходом заповнення систем теплоспоживання й робити реєстрацію їхнього заповнення на підставі повідомлень споживачів і координацію дій різних організацій по заповненню систем теплоспоживання.

З метою перевірки готовності систем опалення й системи теплопостачання в цілому до роботи в опалювальному періоді, перед його початком повинні бути проведені пробні топлення. Пробні топлення повинні проводитися після закінчення робіт по підготовці системи теплопостачання до роботи в осінньо-зимових умовах. Початок і тривалість пробних топлень повинні бути визначені теплопостачальною організацією за узгодженням з органом місцевого самоврядування й доведені до відомості споживачів не пізніше, ніж за троє діб до початку пробного топлення.

### **2.3.1 Автоматичне видалення повітря з магістралей мережної води**

При деяких технологічних режимах через сальники підкачувальних насосів і ділянки, які стоять під вакуумом, в опалювальні магістралі міста може підсмоктуватись повітря.

Наявність повітря в мережних магістралях викликає інтенсивну корозію металу їхніх внутрішніх поверхонь.

По тепловій магістралі повітря й продукти корозії металу теплових магістралей зі зворотною мережною водою транспортуються на ТЕЦ або на опалювальні котельні.

Повітря викликає корозію поверхонь нагрівання водогрійних котлів, мережних підігрівників, порушує роботу комерційних вимірювальних приладів - витратомірів зворотної води.

Для запобігання цих негативних наслідків повітря зі зворотної мережної магістралі варто видаляти.

Звичайно це здійснюється вручну шляхом відкриття вентиля на повітряники.

Однак повітря, що потрапило в мережний трубопровід, можна видаляти й автоматично, у міру його надходження.

Для цієї мети призначені повітря-видаляючі пристрої, що видаляють, утримуючий поплавець, що впливають на клапан, через який повітря з магістралі віддаляється.

Ці пристрої не мають достатню надійність у роботі, та й придбати їх у цей час не просто.

Надійну схему автоматичного видалення повітря з магістралей системи теплопостачання міста або промислових підприємств можна виконати самостійно з доступних матеріалів (рис. 2.2).

*Варіант 1.* На трубопровід 1 мережної води монтується патрубок 2 для збору надходячого повітря. Діаметр патрубку залежить від діаметра магістралі й може дорівнювати 300-500 мм при висоті його близько 500 мм.

У схемі автоматичного видалення повітря використані два комплекти ємнісних датчик-реле рівня РОС-101-024.

У комплект датчика-реле входить первинний перетворювач типу ПП із довжиною активної частини рівної 100 мм і передавальний перетворювач - ППР.

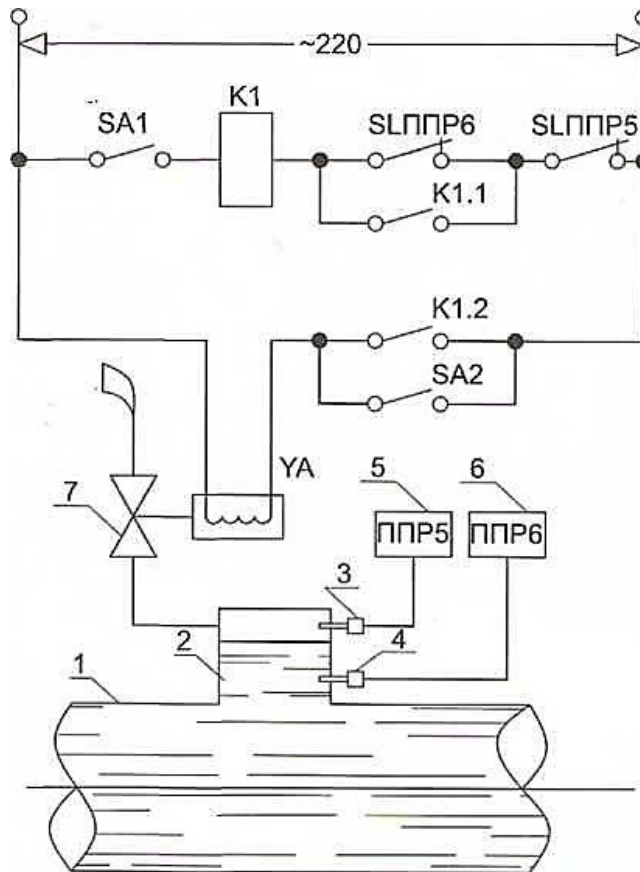


Рис. 2.2. Схема автоматичного видалення повітря (варіант 1)

- 1 - трубопровід або магістраль мережної води;;
- 2 - патрубок;
- 3,4- первинні перетворювачі типу ПП із комплекту датчик-реле рівня РОС-101-024;
- 5,6- передавальні перетворювачі типу ППР із комплекту датчик-реле рівня РОС-101-024;
- 7 - електромагнітний вентиль або засувка з електроприводом;
- K1 – проміжне реле, наприклад типу РП-25;
- YA - соленоїд електромагнітного вентиля 7;
- SA1 - ключ уведення автоматики в роботу;
- SA2 - ключ дистанційного керування вентилем на повітряниці.

У патрубок 2 монтуються на різній висоті два первинних перетворювачі ПП, позначених на схемі цифрами 3 і 4 відповідно.

Передавальні перетворювачі ППР устанавлюються, наприклад, у шафі, що закривається. У схемі вони позначені індексами 5 і 6 відповідно. Датчики-реле рівня РОС-101-024 у своїй конструкції містять нормально закриті контакти SLППР5 і SLППР6, які введені в схему котушки реле К1. Контакти К1.1 реле К1 комутирують ланцюг соленоїда УА електромагнітного вентиля 7, устанавленого у верхній частині збірної патрубку 2.

При відсутності повітря в мережній магістралі 1 патрубок 2 повністю заповнений водою. Зануреними у воду будуть чутливі елементи первинних перетворювачів 3 і 4.

У цьому випадку вихідні, нормально замкнуті контакти SLППР5 і SLППР6 передавальних перетворювачів 5 і 6 відповідно перебувають у розімкнутому стані. З'явившись в магістралі 1 повітря, збирається в патрубку 2, витісняючи з нього повітря. Чутливий елемент первинного перетворювача 3 виявиться в повітряному середовищі, внаслідок цього вихідний контакт SLППР5 передавального перетворювача 5 замикається. При подальшому надходженні повітря, він досягає чутливого елемента первинного перетворювача 4, встановленого нижче. У цьому випадку замикається вихідний контакт SLППР6 передавального перетворювача 6, забезпечуючи електричне коло через котушку реле К1, що замикає свій контакт К1.1 і встає на самоблокування, а контактом К1.2 комутирує ланцюг соленоїда УА електромагнітного вентиля. Вентиль відкривається й через нього віддаляється повітря, що зібралось в прийомному патрубку 2 магістралі 1.

Рівень води в патрубку 2 підвищується й досягає чутливого елемента верхнього первинного перетворювача 3. При цьому спрацьовує передавальний перетворювач 5, його вихідний контакт SLППР6 розмикається, розриваючи ланцюг котушки реле К1, контакт якого К1.2 знеструмлює соленоїд УА електромагнітного вентиля 7. Схема прийшла в первісний стан і знову готова до роботи при накопиченні повітря в збірному патрубку 2.

Для введення схеми автоматики в роботу призначений ключ SA1. Для можливості дистанційного керування вентилем скидання повітря призначений ключ SA2.

При установці збірної патрубків і електромагнітного вентиля на вулиці, вони повинні мати теплову ізоляцію для виключення заморожування.

У випадках, коли є можливість видаляти повітря з магістралей в опалювальному приміщенні, може бути виконана схема автоматики з використанням інших вимірювальних приладів, недефіцитних і доступних (мал.2.3).

*Варіант 2.* На магістралі мережної води 1 змонтований патрубок 2 для нагромадження повітря, до якого у верхній і нижній крапках імпульсними патрубками приєднаний диференціальний манометр 3, що працює спільно із вторинним приладом 4, наприклад типу КПД, що повинен мати два вихідних, керуючих контакту, включені в ланцюзі керування електрифікованої засувки або електромагнітного вентиля 5, встановлених на повітрянік для видалення повітря зі збірної патрубків 2.

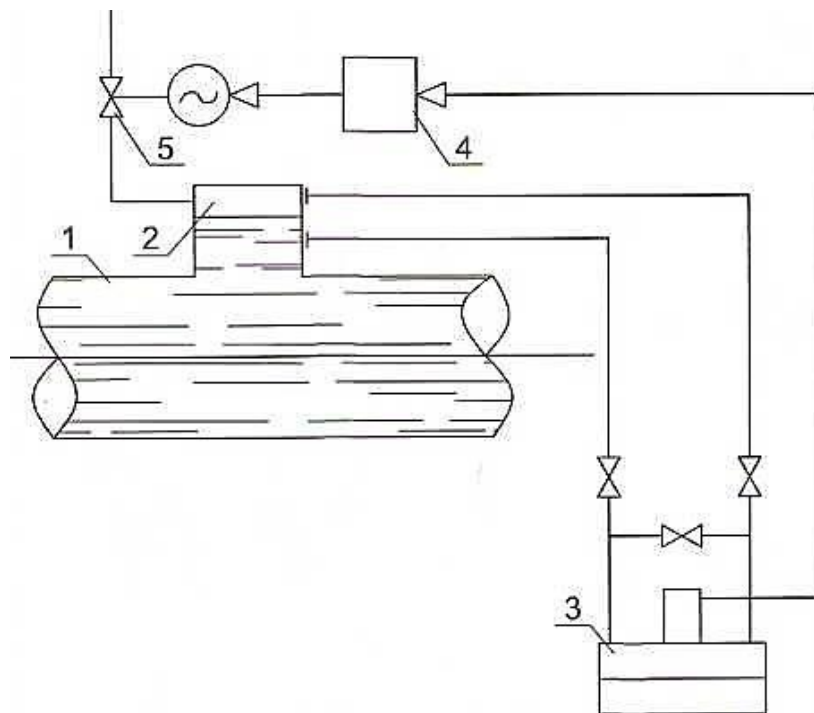


Рис. 2.3. Схема автоматичного видалення повітря (варіант 2)

- 1 - колектор або магістраль мережної води;
- 2 - патрубок;
- 3 - диференціальний манометр, наприклад ДМ-3583М;
- 4 - вторинний прилад, наприклад типу КПД;
- 5 - електрифікована засувка або електромагнітний вентиль.

Питання визначення повітря в магістралі мережної води у своїй сутності зводиться до виміру рівня води в збірному патрубку 2. При накопиченні повітря в збірному патрубку 2 їм витісняється з патрубка мережна вода й частина обсягу патрубка 2 займає повітря. За допомогою диференціального манометра 3 і вторинного прилада 4 заміряться рівень води в збірному патрубку 2. У момент заповнення всього патрубка 2 повітрям на диференціальний манометр 3 надходить максимальний перепад тиску, при цьому в пов'язаному з ним вторинному приладі 4 замикається вихідний контакт і цим забезпечує відкриття електрифікованої засувки або електромагнітного вентиля 5. Повітря зі збірного патрубка 2 віддаляється, його місце займає вода, коли рівень її досягає верхнього значення, у вторинному приладі 2 спрацьовує другий контакт і забезпечує закриття електрифікованої арматури 5 на повітряниці зі збірного патрубка 2. Схема знову готова до роботи.

Принципово вона аналогічна схемі, наведеної у варіанті 1, і тому на мал. 2.2 детально не зображена.

У схемі може бути передбачена можливість дистанційного керування арматурами на повітряниці й сигналізація появи повітря в магістралі мережної води.

#### **2.4 Режим тепlopостачання для умов можливого дефіциту теплової потужності джерел тепла**

До початку опалювального періоду повинні складатися графіки обмежень і відключень абонентів, що забезпечують локалізацію аварійних ситуацій і запобігання їхнього розвитку, недопущення тривалого й глибокого порушення гідравлічного й теплового режимів систем тепlopостачання, своєчасне введення аварійних режимів.

Графіки передбачають режими тепlopостачання й теплоспоживання, необхідність у яких виникає у випадках:

- зниження температури зовнішнього повітря нижче розрахункових значень на строк більше 2-3 доби;

- непередбаченого виникнення недоліку палива на джерелах тепла;

- виникнення недоліку теплової потужності внаслідок аварійної зупинки або виходу з ладу основного теплогенеруючого обладнання джерел тепла (парових і водогрійних котлів, водопідігрівачів і іншого устаткування), що вимагає тривалого відновлення;

- порушення чи загрози порушення гідравлічного режиму теплової мережі через скорочення витрати підживлюючої води через несправність устаткування в схемі підживлення або хімводоочищення, а також припинення подачі води на джерело тепла від системи водопостачання;

- порушення гідравлічного режиму теплової мережі через аварійне припинення електроживлення мережних і підживлюючих насосів на джерелі тепла й насосів, що підкачують, на тепловій мережі;

- ушкоджень теплової мережі, що вимагають повного або часткового відключення не резервованих магістральних і розподільних трубопроводів.

Розміри навантажень, включені в графік обмежень, вносяться в договір на тепlopостачання. Абонент намічає власні заходи щодо забезпечення заданих обмежень, установлює порядок оповіщення персоналу й осіб, відповідальних за виконання обмежень споживання й відключення теплової енергії.

## **2.5 Оцінка й керування надійністю систем теплових мереж**

Забезпечення надійності теплових мереж залежить від:

- 1) Якості елементів системи (трубопроводів, арматур, будівельних конструкцій і захисту від корозії);
- 2) Резервування ділянок теплових мереж;
- 3) Керованості мережі, забезпечуваної прийняттям оптимальною схемою мережі й автоматизацією СЦТ;
- 4) Керування надійністю (оперативного і якісного обслуговування мереж).

### **2.5.1 Оцінка надійності трубопроводів і засувок**

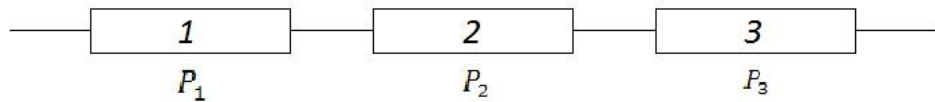
Теплові мережі складаються з наступних елементів: ділянок теплопроводів, секціонувальних і відсікаючих засувок, що відтинають,



устаткування мереж (компенсатори, опори, спускні крани та ін.), насосних підстанцій.

Розглянемо роботу елемента з позицій теорії надійності. Розрізняють послідовне й паралельне з'єднання елементів.

При послідовному з'єднанні елементів відмова будь-якого елемента приводить до відмови всієї системи.

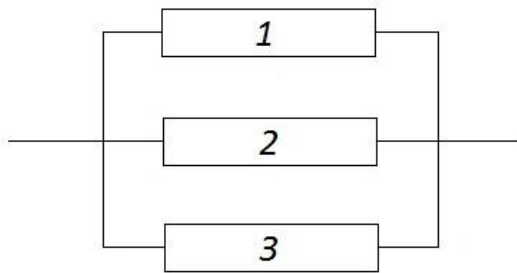


де  $P$  – безвідмовність (0-1).

$$P_s = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3$$

$$P_s = \prod_{i=1}^N P_i.$$

У паралельній системі з'єднань відмова системи відбувається при відмові всіх елементів



$$P_s = 1 - \prod_{i=1}^N (1 - P_i).$$

Інтенсивність відмов  $l$  – число відмов  $n$ -елементів у системі в одиницю часу, віднесене до середнього числа елементів  $N$ , що працюють у момент часу  $\tau$ :

$$l = \frac{n}{\Delta\tau \cdot N}$$

Елемент працює до відмови. Після відмови його виключають із системи, ремонтують (заміняють) і знову включають у роботу. У будь-який момент часу  $t$  елемент може перебувати в стані справності або в стані відмови.

Послідовність відмов елемента в часі становить потік відмов. Потік відмов характеризується параметром потоку відмов  $\omega$ , що є аналогом інтенсивності відмов.

Розглянемо основні характеристики ремонтованих виробів. Якщо за рік елемент відмовив  $K$  раз, то потік відмов становить  $K$ , 1/рік.

При  $\omega = const$  імовірність безвідмовної роботи елемента за час  $t$  описується диференціальним рівнянням теорії масового обслуговування.

$$\frac{dP_0(t)}{P_0(t)} = -\omega dt$$

$$\int_{P_0(0)}^{P_0(t)} \frac{dP_0(t)}{P_0(t)} = - \int_0^t \omega dt \quad \left| \begin{array}{l} \text{для моменту часу } t = 0 \\ P_0(0) = 1, \text{ , елемент} \\ \text{працездатний .} \end{array} \right.$$

$$\ln P_0(t) = -\omega t$$

Імовірність безвідмовної роботи елемента за час  $t$  виражається залежністю:

$$P_0(t) = e^{-\omega t}$$

Таким чином, функція надійності роботи елемента підкоряється експонентному закону.

Імовірність відмови елемента за час  $t$  (ненадійність) є залишковою величиною доповнення надійності до одиниці:

$$P(t) = 1 - e^{-\omega t},$$

де  $\omega$  – параметр потоку відмов;  
 $t$  – час роботи елемента, років.

Для лінійних елементів  $\omega_{\text{тр}}$  має розмірність  $(\text{рік} \cdot \text{км})^{-1}$ ; для зосереджених  $\omega$  –  $(\text{год}^{-1})$ .

Величину зворотну параметру потоку відмов  $T = \omega_{\text{тр}}^{-1}$  або  $T = \omega^{-1}$  вимірювану в роках (годинниках) називають наробітком на відмову.  $T$  – це середній час роботи елемента до відмови.

Показник ступеня  $\omega t = m$  - кількості відмов елемента за час  $t$ .

У зв'язку з тим, що елементи системи незалежні, в сенсі надійності, то ймовірність безвідмовної роботи системи дорівнює добутку ймовірностей її елементів:

$$P_0 = \prod_{i=1}^n P_{0i}(t),$$

де  $P_{0i}(t)$  - надійність функціонування елемента  $i$ ;

$n$  – кількість незалежних по надійності елементів у системі:

$$P_0(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \omega_i t} = e^{-\omega_c t},$$

де  $\omega_c$  – параметр потоку відмов системи:

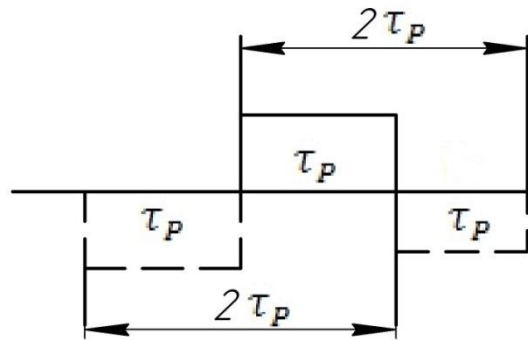
$$\omega_c = \sum_{i=1}^n \omega_i$$

Ймовірність відмови системи (ненадійність) визначається вираженням:

$$P(t) = 1 - e^{-\omega_c t}$$

Ймовірність сполучення подій дорівнює добутку їхніх ймовірностей, тобто ймовірності відмови двох елементів:

першого  $P_1(t) = 1 - e^{-\omega_1 t}$  і  $P_2(t) = 1 - e^{-\omega_2(\tau_p + \tau_p)}$  представляє подвійну відмову що є неординарною подією. Подвійна відмова відбувається в період попередній або наступній події.



Імовірність здійснення неординарної подвійної відмови дорівнює їхньому добутку ймовірностей  $P_{1,2}(t) = \prod_{i=1}^2 P_i(t_i)$

$$P_{1,2}(t)2\tau_p = P_1(t) \cdot P_2(2\tau_p)$$

Для неординарних  $m$  відмов з  $n$  елементів (установлених насосів) імовірність здійснення подій виражається добутком їхніх ймовірностей:

$$P_{m,n}(t) = c_n^m \left[ \prod_{i=1}^m P_i(t_i) \right] \left[ \prod_{i=1}^{n-m} P_{o,i}(t_i) \right]$$

$$c_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!} - \text{біноміальний коефіцієнт Бернуллі.}$$

Для ординарних подій імовірність здійснення  $m$  ординарних відмов елементів за час  $t$  з  $n$  елементів визначається по формулі біноміального коефіцієнт Бернуллі розподілу:

$$P_{m,n}(t) = c_n^m P^m(t) \cdot P_0^{n-m}(t)$$

Ця формула отримана з попередньої при рівності ймовірностей всіх подій, що здійснюються.

З огляду на існуючу статистику ушкоджень, будемо використовувати середні статистичні дані, і вважати  $\omega$  постійною величиною.

У СНіП - 41-02.2003: п.6.28. Мінімально припустимі показники надійності:

- джерело теплоти  $P_{дт} = 0,97$ ;

- теплові мережі  $P_{TM} = 0,9$ ;
- споживач теплоти  $P_{CT} = 0,99$ ; СЦТ у цілому:  $P_{сцт} = 0,97 \cdot 0,9 \cdot 0,99 = 0,86$ .

### 2.5.2 Статистична обробка надійності елементів системи теплопостачання

Для одержання параметрів потоку відмов необхідна статистична інформація відмови елементів по об'єктах. Розглянутими елементами по надійності є: трубопроводи, засувки, зворотні клапана, електродвигуни, насоси, насосні блоки й інші, а об'єктами - райони теплопостачання, насосні станції, котельні.

Так для статистичної обробки надійності трубопроводів вихідною інформацією є матриця випадкової відмови трубопроводів по об'єктах (районам теплопостачання).

$$A_{Ti} = [d_{ij}, l_{ij}, k_{ij}, \Delta\tau_{ij}]^T,$$

де  $d$  – діаметр трубопроводу, м;

$l$  – сума довжин ділянок (прямої і зворотної лінії) трубопроводів діаметра  $d$ ;

$k$  – число відмови трубопроводу діаметром  $d$  за час  $\Delta t$ ;

$\Delta\tau$  – період спостереження, рік

$$\Delta\tau = n_{o.c} \left( \tau_{o.c} / \tau_{год} \right);$$

$n_{o.c}$  – число спостережуваних опалювальних сезонів, рік;

$\tau_{o.c}$  – тривалість опалювального сезону, год;

$\tau_{год}$  – тривалість року, год;

$i$  – порядковий номер об'єкта (району теплопостачання);  $i = 1, 2, \dots, N$ ;

$j$  – порядковий номер діаметра трубопроводу;  $j = 1, 2, \dots, R$ .

На підставі вихідної інформації визначається параметр потоку відмов трубопроводами теплових мереж, що характеризує число відмов протягом року трубопроводом довжиною в один кілометр.

Спочатку обчислюється параметр потоку відмов трубопроводами по діаметрах  $d_j$

$$\omega_j = \frac{[\sum_{i=1}^N k_{j,i}]}{[\sum_{i=1}^N (l_{j,i} \cdot \Delta t_{ji})]} \quad (2.1)$$

За знайденим значенням  $\omega_j$  обчислюють математичне очікування параметра потоку відмов трубопроводів теплових мереж:

$$\omega_T = \frac{[\sum_{j=1}^R \omega_j]}{R} \quad (2.2)$$

Для визначення параметра потоку відмов зосереджених елементів (засувки, насосних блоків) лінійні розміри  $l$  і  $d$  у матриці вихідної інформації відсутні.

## 2.6 Нормування показника надійності системи теплових мереж

Нормована величина показника надійності системи теплових мереж забезпечує їхнє проектування й функціонування із заданими параметрами надійності.

Пропонується наступна методика нормування показника надійності системи теплових мереж:

1) з аналізу організації експлуатаційної служби теплопроводів і РТП, можливостей і часу зміни режимів роботи ТП і теплообмінників систем гарячого водопостачання, а також інших експлуатаційних операцій, пов'язаних із проведенням ремонтно-відновлювальних робіт, встановлюється нормована величина середньої потужності РТП, що відключається фактично,  $\Delta Q_{\text{ср.ф}}^{\text{норм}}$  при будь-яких аварійних ситуаціях на нерезервованій частині теплової мережі

протягом року. Як нормована величина рекомендується приймати  $\Delta Q_{\text{ср.ф}}^{\text{норм}} = 35$  МВт;

2) суму параметрів потоку відмов системи теплових мереж можна прийняти пропорційно загальній її тепловій потужності:

$$\left(\sum_{j=1}^l \omega_j\right)^{\text{норм}} = \omega_{\text{уд}}^{\text{норм}} \cdot Q_0^P, \quad (2.21)$$

тут  $\omega_{\text{уд}}^{\text{норм}}$  – питомий нормативний параметр потоку відмов теплової мережі  $(\text{год} \cdot \text{МВт})^{-1}$ ; рекомендується приймати  $\omega_{\text{уд}}^{\text{норм}} = 6,5 \cdot 10^{-3} (\text{год} \cdot \text{МВт})^{-1}$ .

3) для прийнятих значень обчислюють нормовану величину математичного очікування відносної залишкової потужності в аварійній ситуації:

$$\left(\frac{MQ_x(t)}{Q_0^P}\right)^{\text{норм}} = 1 - \frac{\Delta Q_{\text{ср.ф}}^{\text{норм}}}{Q_0^P} P^{\text{норм}}(t), \quad (2.22)$$

де  $P^{\text{норм}}(t)$  – нормативна ймовірність відмови системи теплових мереж

$$P^{\text{норм}}(t) = 1 - e^{-m},$$

$m$  – число відмов за час  $t$  – є величина ціла  $m \geq 1$ .

$$m \geq \omega_{\text{уд}}^{\text{норм}} \cdot Q_0^P \cdot t; \quad (2.23)$$

4) розраховується нормативна величина показника надійності функціонування системи теплових мереж

$$P_{\text{с.т}}(t) = \left(\frac{MQ_x(t)}{Q_0^P}\right)^{\text{норм}} \cdot [1 - P_m^{\text{норм}}(t)] / (m \cdot K_0) \quad (2.24)$$

де  $P_m^{\text{норм}}(t)$  – нормативна ймовірність  $m$  відмов системи теплових мереж за час  $t$

$$P_m^{\text{норм}}(t) = (2 \cdot \pi \cdot m)^{-0,5} \quad (2.25)$$

5) нормований коефіцієнт лімітованого теплопостачання резервованих споживачів, на період аварійної ситуації, характеризує частку подачі теплоти від розрахункової потужності теплоспоживання з умови забезпечення лімітованим споживачам температури повітря приміщень  $t_B^{\text{min}} \geq 12^\circ\text{C}$ .

$$K_{\text{л}}^{\text{норм}} = \frac{(t_B^{\text{min}} - t_{\text{н}}) - (t_{\text{в.п}} - t_{\text{н}})e^{-z/\beta}}{(t_{\text{в.п}} - t_{\text{н.о}}^{\text{п}})(1 - e^{-z/\beta})}, \quad (2.26)$$

а при заданому коефіцієнті лімітованого теплопостачання  $K_{\text{л}}$  визначається температура повітря усередині приміщень на період закінчення ремонтно-відбудовчих робіт:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{н}} + \left[ K_{\text{л}} + \left( \frac{t_{\text{в.п}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в.п}} - t_{\text{н.о}}^{\text{п}}} - K_{\text{л}} \right) e^{-z/\beta} \right] (t_{\text{в.п}} - t_{\text{н.о}}^{\text{п}}), \quad (2.27)$$

де  $t_{\text{в}}, t_{\text{в.п}}$  – поточні й розрахункова температури повітря приміщень,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_{\text{н}}, t_{\text{н.о}}^{\text{п}}$  – поточна температура зовнішнього повітря й розрахункова для проектування систем опалення,  $^\circ\text{C}$ ;

$\beta$  – коефіцієнт акумуляції будинків, год; приймає  $\beta = 35 \dots 45$  год;

$z$  – тривалість відновлювальних робіт відмовної ділянки мережі, год

$$z = 2(1 + 11,5 \cdot d)$$

$d$  – діаметр трубопроводу відмовної ділянки мережі, м;

б) для нерезервованих ділянок мережі встановлюється максимально-допустимий діаметр (м) при  $K_{\text{л}}^{\text{норм}} = 0$  з умови забезпечення температури приміщень на кінець відбудовних робіт на рівні  $t_B^{\text{min}} \geq 10^\circ\text{C}$ .

$$d \leq -\frac{\beta}{23} \ln \frac{t_B^{\text{min}} - t_{\text{н.о}}^{\text{п}}}{t_{\text{в.п}} - t_{\text{н.о}}^{\text{п}}} - 0,01.$$



Викладена методика дозволяє одержати кількісну оцінку надійності функціонування системи теплових мереж представляє один з основних елементів теплоенергетичної системи.

Розглянемо завдання нормування показника надійності функціонування системи теплових мереж  $P_{c,t}(t)$  на прикладі, якому можна розглядати як показний.

Прийmemo систему теплових мереж, що живиться від ТЕЦ тепловою потужністю 1000 МВт (ця потужність відповідає великій ТЕЦ і великій системі теплових мереж). Система теплових мереж від ТЕЦ із приєднаними до них РТП тепловою потужністю 50 МВт кожна наведена на мал. 2.4. Приєднання РТП до магістральної тепломережі прийнято по модульному принципу з дублюванням. Для схеми теплових мереж обрані найбільш несприятливі умови: мала теплощільність району теплопостачання  $q = 50$  МВт/км<sup>2</sup> і більша теплова потужність РТП = 50 МВт.

За таких умов довжина тупикової, розгалуженої, нерезервованої теплової мережі буде максимальною. Діаметр відгалужень від магістральних теплових мереж також буде максимальним. Отже, умови для розрахунку надійності нерезервованих мереж нижнього ієрархічного рівня будуть найбільш несприятливими.

Система теплових мереж (рис. 2.4) чітко розмежована на два ієрархічних рівні. Перший рівень включає магістральні теплові мережі 1, закільцьовані перемичкою 2. Таким чином, верхній рівень має структурний резерв і являє собою єдину кільцеву гідравлічну систему. Звичайно взаємно резервують дві ближні магістралі, що виходять із джерела теплоти, що виконано на схемі шляхом приєднання РТП 3 до магістральних мереж у вузлах 4 за допомогою дублюючих відгалужень 5.

Кільцеву мережу секціонуємо засувками 6, розбиваючи її на секції. При відмові елемента що належить секції її відключають від мережі. Необхідність відключення споживачів при цьому залежить від способу їхнього приєднання до тепломагістралі. Якщо споживач приєднаний до магістралі двома

відгалуженнями із двох сторін секціонуючої засувки (дубльоване приєднання, як показано на малюнку), тоді аварійні відмови на магістральних теплопроводах не приводять до відключення споживачів. Якщо споживач приєднаний до ділянки ординарним способом, то при відключенні ділянки відключається й споживач.

Відмова засувки на відгалуженнях до споживачів від магістралі приводить до необхідності відключення ділянки магістралі, при цьому споживачі, приєднані до ділянки ординарним способом, також відключаються. Відключаються й споживачі з дубльованим приєднанням.

При відмові секціонуючої засувки на тепломагістралі відключаються сусідні секції й всі споживачі, приєднані до них ординарним способом. Споживачі з дубльованим приєднанням із двох сторін цієї секціонуючої засувки також відключаються.

Таким чином, у резервованій частини теплової мережі - її верхньому ієрархічному рівні є набір аварійних ситуацій, що приводить до припинення теплопостачання відключених споживачів. Відмінною рисою резервованій частини є те, що при виникаючих на ній аварійних ситуаціях втрачає теплопостачання тільки невелика група споживачів. Величина теплової потужності, що відключається, в основному визначається ступенем кільцювання мережі, тобто розчленуванням її на резервовану й нерезервовану частини, інакше - ієрархічністю побудови. Значний вплив на надійність теплопостачання роблять секціонування резервованій частини й способи приєднання РТП. Не відключені споживачі при аваріях на мережах верхнього ієрархічного рівня не втрачають теплоти, їх перемикають на лімітоване теплопостачання.

Структура й довжина нерезервованій частини теплової мережі істотно впливають на надійність теплопостачання, тому що будь-які відмови на ній обов'язково приводять до відключень більших або менших груп споживачів.

На рис. 2.16 дана принципова схема мереж нижнього ієрархічного рівня, приєднаних до магістралі системи теплопостачання, показаної на рис. 1.12, від

РТП. Тут використане дубльоване приєднання РТП і тепломагістралі 1, у вузлі 2, через відгалуження 3. Від РТП 4 відходить основний розводящий теплопровід 5, до якого приєднані відгалуження 6, що транспортують теплоносія до ЦТП 7. Всі мережі нижнього ієрархічного рівня тупикові, розгалужені. На відгалуженнях 6 установлені засувки 8. Мережі нижнього ієрархічного рівня секціонують засувками на секції. Якщо не здійснювати секціонування, тоді будь-яка відмова на мережі приведе до позбавлення теплопостачання всіх споживачів, які живляться від РТП.

Особливістю розгалужених мереж є те, що, чим ближче до крапки живлення мережі розташований елемент, що відмовив, тим більше число споживачів доводиться відключати від мережі для його ремонту або заміни. Таким чином, виникає нерівноцінність відмов окремих елементів. Дійсно, відмова відгалуження 3 приведе до відмови РТП, а відмова відгалуження до ЦТП - тільки до відмови цього ЦТП. Ця особливість ураховується при розрахунку надійності теплових мереж.

Розрахуємо для прийнятих у прикладі умов системи теплових мереж показники надійності:  $P_{с.т}(t)$ ,  $M\Delta Q_{0j}^P$ ,  $\Delta Q_{ср.ф}$  і оцінимо отримані результати. Для полегшення аналізу результатів розрахунку представимо показник надійності в наступній формі:

$$P_{с.т}(t) = \left\{ 1 - \frac{1 - e^{-\sum \omega_j t}}{Q_0^P \cdot \sum \omega_j} [\sum_K \Delta Q_{0j}^P \omega_j + \sum_T \Delta Q_{0j}^P \omega_j] \right\} \cdot [1 - P_m(t)],$$

де  $\sum_K \Delta Q_{0j}^P$  и  $\sum_T \Delta Q_{0j}^P \omega_j$  – річні величини теплової потужності що відключаються від кільцевих магістралей при аварійних ситуаціях і від тупикових розгалужених мереж.

При розрахунках приймемо наступні значення параметрів потоку відмов для теплопроводів, прокладених у непрохідних каналах,  $\omega_T = 0,05$  1/(год · км) і для сталевих засувок  $\omega_3 = 0,002$  1/год.

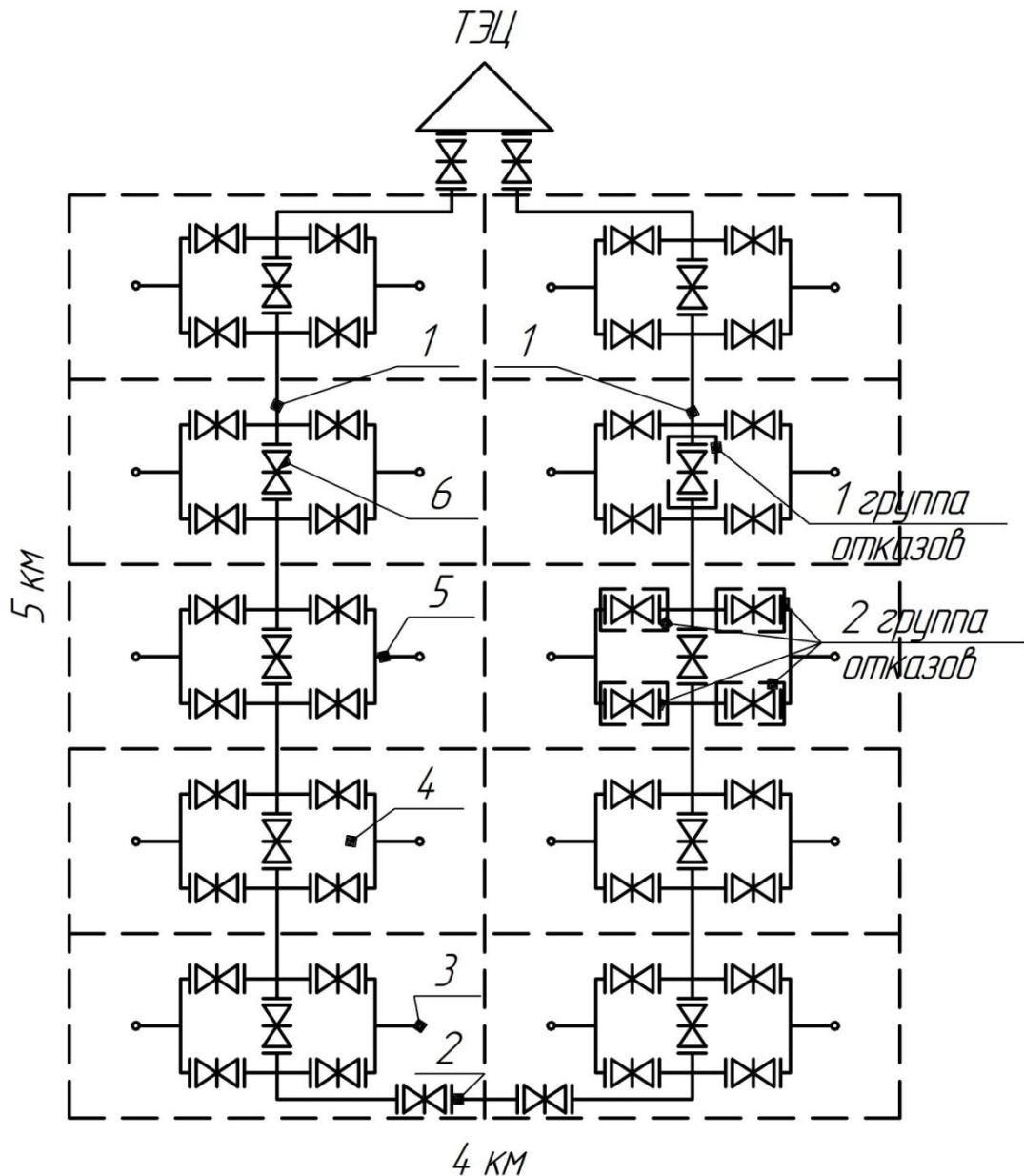


Рис. 2.4. Схема теплової мережі (верхній ієрархічний рівень) з відводом до РТП (в однолінійному зображенні)

- 1 – магістральні теплопроводи;
- 2 – перемичка, що кільцює;
- 3 – РТП;
- 4 – вузол приєднання двох РТП;
- 5 – відгалуження до РТП;
- 6 – секціонуюча засувка

## 2.7 Лімітоване теплопостачання споживачів в аварійній ситуації

При відмові на теплових мережах середнього ієрархічного рівня, які зарезервовані кільцюванням або дублюванням окремих ділянок, виникає

гідравлічний аварійний режим, і не відключені від теплової мережі споживачі починають одержувати знижену кількість теплоносія. Причому, якщо мережа некерована й не має транспортного резерву, тоді ближні до джерела споживачі будуть одержувати розрахункові кількості теплоносія, а далекі можуть взагалі не одержувати теплоносія, тобто можуть потрапити в відказовий стан, не будучи відключеними від теплової мережі. Щоб уникнути цього мережа повинна бути керованою, а кожний споживач повинен одержувати заздалегідь обґрунтований ліміт теплоти.

Під керованістю системи в аварійних ситуаціях розуміється така її структура, коли вольовим порядком, за допомогою відповідних перемикачів на абонентському уведенні (ЦТП, РТП) або за допомогою телекерування можна встановити лімітовану подачу теплоносія всім резервованим споживачам. У такому випадку кожний споживач одержить лімітовану кількість теплоти.

Керованість мережі легше всього досягається при ієрархічній її побудові й з'єднанні середнього й нижнього рівнів мереж досить потужними РТП (30-50 Мвт). Якщо мережі не мають ієрархічної побудови, тоді додаткові капіталовкладення істотно зростають, тому що аварійні гідравлічні режими доводиться розраховувати на більші витрати теплоносія. Навіть при оснащенні всіх абонентів автоматичними регуляторами витрати резерв пропускної здатності теплової мережі в обхід по перемичці доводиться розраховувати на 100% пропуск теплоносія, що приводить до збільшення додаткових металовитрат в 1,5 рази.

Для забезпечення лімітованого теплопостачання крім керованості мережі необхідно зняти ліміти теплоти, що подаються споживачам. Ці ліміти визначаються коефіцієнтом лімітованого теплопостачання з умови забезпечення температури повітря опалювальних приміщень  $t_b^{min} = 12^\circ\text{C}$  на період закінчення ліквідації відмови теплових мереж. Найбільша тривалість відмови визначається тривалістю ремонту головного елемента тепломережі, а саме теплопроводу. З огляду на малу ймовірність влучення споживачів у режим лімітованого теплопостачання розрахунки проводяться в припущенні

вимикання теплообмінників гарячого водопостачання. Це дасть при проектуванні мереж, скорочення витрати металу в резервування, тобто скоротить додаткові капіталовкладення в транспортний резерв.

Коефіцієнт лімітування характеризує відношення лімітованої подачі теплоти в аварійній ситуації (при  $t_n = t_{n.o}^p$ ) до розрахункової величини й обчислюється з умови забезпечення температури повітря приміщень на заданому нижньому рівні  $t_b^{min} = 12^\circ\text{C}$  на закінчення ліквідації відмови головної ділянки тепломережі  $K_{л} = Q_{лит}/Q_0^p$

$$K_{л} = \frac{(t_b^{min} - t_n) - (t_b^p - t_n)e^{-z/\beta}}{(t_b^p - t_{n.o}^p)(1 - e^{-z/\beta})} \quad (2.28)$$

при  $t_n = t_{n.o}^p$

де  $z$  – тривалість ремонтно-відновлювальних робіт

головної ділянки тепломережі верхнього ієрархічного рівня, год

$$z = 2(1 + 11,5d);$$

$\beta$  – акумулююча здатність будівель

$$\beta = 30 \dots 45 \text{ ч.}$$

Тривалість ремонтно-відновлювальних робіт залежить від оснащеності й потужності аварійно-відновлювальної служби; чим потужніший ця служба й краще організована її робота, тим коротше період відновлення й тем менше додаткові капіталовкладення в транспортний резерв тепломагістралі. Разом з тим гарне оснащення АВС також вимагає додаткових витрат. Таким чином, розрахунковий час відновлення повинне вирішуватися як виходячи з технічних можливостей служби, так і з урахуванням економічної оптимізації завдання в цілому.

При перекладі споживачів в аварійній ситуації на лімітоване теплопостачання почнуть остигати й виникає нестационарний процес теплообміну. Розглянемо постановку завдання розрахунку такого процесу.

Остигання системи складається з остигання теплоємних будинків і нетеплоємних нагрівальних приладів. Час остигання будинку до  $12^{\circ}\text{C}$  становить 15...30...30 год, час проходження теплоносія від РТП до крайнього нагрівального приладу 0,15...0,25 год, а час зміни температурного режиму радіатора або конвертора не більше 0,1 ч.

Як показує порівняння, інерційність будівлі приблизно на два порядки вище, ніж всіх інших елементів. З цього випливає, що для розрахунку поставленого завдання досить враховувати тільки теплоакумулюючу здатність будівель.

При такій постановці фізичну модель явища можна представити так: у будинок подається кількість теплоти менше необхідного: будинок починає остигати, що приводить до зниження температури повітря усередині приміщень,  $t_b$  розглядається як поточна змінна для системи теплопостачання й у той же час є зворотною реакцією будинку (із запізнюванням) на зміну параметрів теплоносія, що надходить у нагрівальні прилади системи опалення. Але як тільки зміниться  $t_b$  це спричинить зміни гідравлічного й теплового режиму в системі (РТП – система опалення будинку) відповідно до нового значення  $t_b$ . Цей процес можна розглядати безперервним і написати для нього систему рівнянь.

При нормальному режимі  $K_d = 1$ . Якщо режим аварійно змінився, то це значить, що коефіцієнт лімітування стрибком змінився від одиниці до  $K_d$  відповідно до тривалості відновлювального періоду  $z$ .

Відповідно до нового значення  $K_d$  зміниться температурний режим теплоносія на РТП. Ця зміна дійде до нагрівальних приладів приблизно через 10 хв. і ще через кілька хвилин нагрівальні прилади й вся система теплопостачання РТП по теплоносію вийдуть на новий квазістационарний

режим. Але теплова рівновага між системою теплопостачання, будинком і навколишнім середовищем не наступить. Цей процес протікає повільно.

## 2.8 Підвищення надійності систем теплопостачання

В даний час не має загальної методики оцінки надійності систем теплопостачання по всім або більшості показників надійності. У зв'язку із цим для оцінки надійності використовуються такі показники як інтенсивність відмов ( $p$ ) і відносна аварійна недовідпустка тепла ( $q$ ), динаміка зміни яких у часі може використовуватися для судження про прогрес або деградацію надійності системи комунального теплопостачання.

Визначення зазначених показників виробляється протягом усього часу експлуатації систем комунального теплопостачання. Аналіз отриманих результатів використовується як при довгостроковому плануванні, так і при розробці конкретних заходів щодо підготовки до чергового опалювального періоду.

Інтенсивність відмов ( $p$ ) визначається, як правило, за рік по наступній залежності:

$$p = \sum M_{от} \cdot n_{от} / \sum M_n$$

де  $M_{от}$  - матеріальна характеристика ділянок теплової мережі, виключених з роботи при відмові ( $m^2$ );

$n_{от}$  - час змушеного вимикання ділянок мережі, викликане відмовою і його усуненням (год);

$\sum M_n$  - добуток матеріальної характеристики теплової мережі даної системи теплопостачання на планову тривалість її роботи за заданий період часу (звичайно за рік).

Величина матеріальної характеристики теплової мережі, що складається з «n» ділянок, являє собою суму добутків діаметрів що підводять і відводять трубопроводів на їхню довжину.



Відносна аварійна недовідпустка тепла ( $q$ ) визначається за формулою:

$$q = \sum Q_{ав} / \sum Q$$

де  $\sum Q_{ав}$  - аварійна недовідпустка тепла за рік, Гкал;

$\sum Q$  - розрахункова відпустка тепла системою теплопостачання за рік, Гкал.

Для оцінки надійності систем теплопостачання можуть використовуватися (в дослідному порядку) приватні і загальні критерії, що характеризують стан електропостачання, водопостачання, паливопостачання джерел тепла, відповідність потужності теплогенераторів та пропускної здатності теплових мереж розрахунковим тепловим навантаженням, технічний стан і резервування теплових мереж.

Надійність електропостачання джерел тепла ( $K_э$ ) характеризується наявністю або відсутністю резервного електроживлення:

- при наявності другого вводу або автономного джерела електропостачання  $K_э=1,0$ ;

- при відсутності резервного електроживлення при потужності опалювальної котельні:

до 5,0 Гкал/год  $K_э=0,8$

св. 5,0 до 20 Гкал/год  $K_э=0,7$

св. 20 Гкал/год  $K_э=0,6$

Надійність водопостачання джерел тепла ( $K_в$ ) характеризується наявністю або відсутністю резервного водопостачання:

- при наявності другого незалежного водоводу, артезіанської свердловини або ємності із запасом води на 12 годин роботи опалювальної котельні при розрахунковому навантаженні  $K_в=1,0$ ;

- при відсутності резервного водопостачання при потужності опалювальної котельні:

|                        |           |
|------------------------|-----------|
| до 5,0 Гкал/год        | $K_B=0,8$ |
| св. 5,0 до 20 Гкал/год | $K_B=0,7$ |
| св. 20 Гкал/год        | $K_B=0,6$ |

Надійність паливостачання джерел тепла ( $K_m$ ) характеризується наявністю або відсутністю резервного паливостачання:

- при наявності резервного палива  $K_m=1,0$ ;
- при відсутності резервного палива при потужності опалювальної котельні:

|                        |           |
|------------------------|-----------|
| до 5,0 Гкал/год        | $K_T=1,0$ |
| св. 5,0 до 20 Гкал/год | $K_T=0,7$ |
| св. 20 Гкал/год        | $K_T=0,5$ |

Одним з показників, що характеризують надійність системи теплостачання, є відповідність теплової потужності джерел тепла й пропускної здатності теплових мереж розрахунковим тепловим навантаженням споживачів ( $K_6$ ).

Величина цього показника визначається розміром дефіциту:

|           |             |
|-----------|-------------|
| 10%       | $K_6=1,0$ ; |
| 10 до 20% | $K_6=0,8$ ; |
| 20 до 30% | $K_6=0,6$ ; |
| 30%       | $K_6=0,3$ . |

При наявності декількох джерел тепла повинна бути проаналізована можливість роботи їх на єдину теплову мережу. У цьому випадку при аварії на одному із джерел тепла є можливість часткового забезпечення споживачів тепловою енергією з єдиної теплової мережі за рахунок інших джерел тепла.

Надійність системи теплостачання може бути підвищена шляхом влаштування перемичок між магістральними мережами, прокладеними радіально від одного або різних джерел теплоти.

Перемички використовуються як у нормальному, так і в аварійному режимах роботи. Наявність перемичок дозволяє забезпечити безперервне

теплопостачання й значно знизити недовідпуск тепла при аварії. Кількість і діаметри перемичок визначаються виходячи з режиму резервування при зниженій витраті теплоносія.

Практика експлуатації показує, що при заміні дрібних котелень великими джерелами тепла дрібні котельні, що перебувають у технічно справному стані, доцільно залишати в резерві.

Істотний вплив на надійність системи теплопостачання має технічний стан теплових мереж, який характеризується наявністю старих, підлягаючій заміні трубопроводів ( $K_c$ ):

|               |           |
|---------------|-----------|
| до 10%        | $K_c=1,0$ |
| св. 10 до 20% | $K_c=0,8$ |
| св. 20 до 30% | $K_c=0,6$ |
| св. 30%       | $K_c=0,5$ |

Показник надійності конкретної системи теплопостачання ( $K_{над}$ ) визначається як середній за приватними показниками:

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_m + K_б + K_c}{n}$$

де  $n$  - число показників, врахованих у чисельнику.

Залежно від отриманих показників надійності окремих систем і системи теплопостачання, вони з погляду надійності можуть бути оцінені як:

|             |                               |
|-------------|-------------------------------|
| відбірки    | $K_{над}$ - більше 0,9;       |
| надійні     | $K_{над}$ - від 0,75 до 0,89; |
| малонадійні | $K_{над}$ - від 0,5 до 0,74;  |
| ненадійні   | $K_{над}$ - менш 0,5          |

При плануванні підготовки теплопостачальних організацій до опалювального періоду необхідно оцінити їхню готовність до проведення

аварійно-відновлювальних робіт у системах комунального теплопостачання, що базується на показниках:

- укомплектованості ремонтним і оперативно-ремонтним персоналом;
- оснащеності машинами, спеціальними механізмами й устаткуванням;
- наявності основних матеріально-технічних ресурсів;
- укомплектованості пересувними автономними джерелами електроживлення для ведення аварійно-відновлювальних робіт.

Показник укомплектованості персоналом ( $K_n$ ) визначається як відношення фактичної чисельності до чисельності по діючих нормативах, але не більше 1,0.

Показник оснащення машинами, спеціальними механізмами та устаткуванням ( $K_m$ ) приймається як середнє відношення фактичної наявності до кількості, визначеним за нормативами, по основній номенклатурі:

$$K_m = \frac{K_m^1 + K_m^n}{n}$$

де  $\hat{E}_i^1, \dots, \hat{E}_i^n$  - показники, що ставляться до даного виду машин, механізмів, устаткування;  
 $n$  - число показників

Показник наявності основних матеріально-технічних ресурсів ( $K_{тр}$ ) визначається аналогічно по основній номенклатурі ресурсів (труби; компенсатори; арматури; зварювальні матеріали й т.п.). Прийняті для визначення значення загального  $K_{тр}$  частки показники не повинні бути вище 1,0.

Показник укомплектованості автономними джерелами електроживлення ( $K_{ист}$ ) визначається як відношення фактичної наявності (в одиницях потужності кВт) до потреби.

Узагальнений показник готовності до виконання аварійно-відбудовних робіт визначається:

$$K_{\text{зот}} = 0,25K_n + 0,35K_m + 0,3K_{\text{тр}} + 0,1K_{\text{ист}}$$

Загальна оцінка готовності ведеться по наступних категоріях:

- а) «задовільна готовність» - при  $K_{\text{гот}} = 0,85-1,0$ ; при значенні кожного з показників ( $K_n$ ;  $K_m$ ;  $K_{\text{тр}}$ ) нижче 0,75, оцінка знижується до «обмеженої готовності»;
- б) «обмежена готовність» - при  $K_{\text{гот}} = 0,7-0,84$ ; при значенні кожного з показників ( $K_n$ ;  $K_m$ ;  $K_{\text{тр}}$ ) нижче 0,5, оцінка знижується до «неготовності»;
- в) «неготовність» - при  $K_{\text{гот}}$  нижче 0,7.

### Глава 3 - Оптимізація параметрів систем теплопостачання

Відносно розрахунку екстремальних значень параметрів з урахуванням фізичних, ресурсних і інших обмежень при математичному моделюванні процесів теплотехнології - то це завдання оптимізації. Процес оптимізації здійснюється на підставі системного аналізу, за допомогою якого створюється математична модель об'єкту, що вивчається, параметри якої підлягають оптимізації.

Дослідження і оптимізація виробничих процесів і систем є нині однією з найважливіших складових частин дослідницької роботи.

Оптимізація полягає у відшукуванні параметрів незалежних змінних, що відповідають екстремуму (максимуму або мінімуму) цільової функції

$$\max f(x), x \in X$$

чи

$$\min f(x), x \in X ,$$

де  $X = E_n$  - деяка множина. При цьому якщо  $X = E_1$  - завдання зводиться до відшукування екстремуму функції однієї змінної; якщо  $X = E_n$  - завдання відшукування екстремуму  $n$  - змінних.

Третій варіант - якщо завдання оптимізації функції декількох змінних вирішується за наявності обмежень на аргументи у вигляді нерівностей і рівнянь.

В залежності від призначення числових методів, вони розділяються на наступні різновиди:

1) Методи апроксимації. За допомогою цих методів дослідник має можливість отримати функціональну залежність здобутих практичних даних, у випадку, коли практичні дані не описані функціонально. Один з самих розповсюджених методів є Метод найменших квадратів, який дозволяє функціонально описати практичні дані будь-яким типом функції. Також існують методи апроксимації вузького призначення, як метод наближення Лагранжа, поліноми Чебишева, поліноми Ньютона, тощо.

2) Методи ітерації. Дозволяють знайти рішення рівняння, яке неможливо вирішити аналітичними способами, та знайти екстремум функції (методи оптимізації). Сутність методів полягає в послідовному виключенню інтервалів пошуку рішення. Методів ітерації велика кількість, вони розрізняються: за складністю заданої функції, за складністю вирішення, за рівня погрішності.

3) Методи диференціювання. За допомогою цих методів можливо вирішити складні диференціальні рівняння. Поширеними для вирішення рівнянь похідних  $n$ -го ступеню є метод Ейлера, Рунге-Кутта 2 та 4 порядку та інші.

4) Методи інтегрування. Дозволяють знайти визначені інтеграли, які неможливо вирішити аналітично (метод прямокутників, метод трапецій, метод Симпсона, тощо)

### 3.1 Оптимізація функції однією змінною

Розглянемо функцію однієї змінної  $f(x)$ . Поставимо завдання знаходження мінімуму цієї функції.

Нехай функція безперервна в області  $x \in X$ .

Якщо виконується умова  $f(x^*) \leq f(x)$  для усіх  $x \in X$  то в точці  $x^*$  знаходиться глобальний мінімум функції  $f(x)$ .

Якщо виконується умова  $f(x^*) < f(x)$  для усіх  $x \in X, x \neq x^*$  то в точці  $x^*$  знаходиться глобальний мінімум функції  $f(x)$ .

Поставимо умову  $|x - x^*| \leq \varepsilon, \varepsilon > 0$ . Якщо  $f(x^*) \leq f(x)$  для усіх  $x \in X, x \neq x^*$  у точці  $x^*$  знаходиться локальний мінімум функції  $f(x)$ .

Необхідною умовою знаходження локального екстремуму  $f(x)$  в області  $x \in X$  є:

$$\left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x^*} = 0$$

Проте ця умова однакова і для точок локального мінімуму, і для точок локального максимуму, і для точок перегину..

Для того, щоб уникнути порівняння значень функції  $f(x)$  в усіх точках, що задовольняють заданій умові, необхідно ввести додаткові умови, які виконуються тільки в точках мінімуму.

Якщо перші  $(n - 1)$  похідні функції  $f(x)$  в точці  $x^*$  звертаються в нуль, а похідна порядку  $n$  відмінна від нуля, то:

- 1) якщо  $n$  - непарне, то  $x^*$  - точка перегину;
- 2) якщо  $n$  - парне, то  $x^*$  - точка локального оптимуму, при цьому:
  - якщо похідна більше 0, то  $x^*$  - точка локального мінімуму;
  - якщо похідна менше 0, то  $x^*$  - точка локального максимуму.

Рішення більшості практичних завдань, пов'язаних з відшукуванням оптимуму цільової функції аналітично не представляється можливим, тому найчастіше використовуються чисельні методи оптимізації.

### **3.1.1 Метод найменших квадратів.**

Приблизна залежність, отримана за експериментальними даними, характеризується як емпірична формула.

Послідовність дій при визначенні емпіричної формули складається з двох етапів:

- 1) Визначення структури рівняння;
- 2) Визначення параметрів рівняння.

Структура рівняння визначається за допомогою приблизного закону розповсюдження експериментальних даних, для цього експериментальні точки наносяться на площину, та оцінюється приблизний вигляд усередненої кривої. По її зовнішньому вигляді обирається вигляд рівняння: поліном (лінійний, квадратичний, кубічний і др.), логарифмічний, показовий, ступеневий, тригонометричний та інші. При визначенні параметрів рівняння виходять з структури обраного рівняння.

Припустимо, що взаємозв'язок між вихідними і вхідними даними визначається як:

$$y = \varphi(x, a_1, a_2, \dots, a_m)$$



де  $\varphi$  – відомий зв'язок, встановлений по вигляду відомих точок;

$a$  – коефіцієнти рівняння.

При отриманні структури і параметрів рівняння шляхом підбору формул важливо забезпечити приблизну відповідність отриманого рівняння експериментальним даним, тобто необхідно досягти визначених значень невідповідності двох функцій:

$$\varepsilon_i = \varphi(x_i, a_1, a_2, \dots, a_m) - y_i.$$

Одним з способів отримання мінімального значення  $\varepsilon$  – метод найменших квадратів, сутність якого полягає в мінімізації функції  $S$ , яка визначається за формулою

$$S = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 = \sum_{i=1}^n [\varphi(x_i, a_1, a_2, \dots, a_m) - y_i]^2.$$

Враховуючи, що в наведеній формулі  $a_1, a_2, \dots, a_m$  – невідомі величини, то мінімізація цього виразу досягається при порівнюванні приватних похідних цього виразу по кожному коефіцієнту з нулем:

$$\frac{\partial S}{\partial a_1} = 0, \quad \frac{\partial S}{\partial a_2} = 0, \quad \dots, \quad \frac{\partial S}{\partial a_m} = 0.$$

Наведена система рівнянь служить для отримання значень невідомих коефіцієнтів.

Розглянемо застосування методу найменших квадратів на прикладі поліному

$$\varphi(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_mx^m.$$

Тоді суму квадратів відхилень емпіричної формули і експериментальних даних запишемо у вигляді:

$$S = \sum_{i=1}^n [a_0 + a_1x_i + a_2x_i^2 + \dots + a_mx_i^m - y_i]^2.$$

У відповідності з методикою, продиференціюємо це рівняння по кожному з коефіцієнтів та дорівнюємо до нуля:

$$\begin{cases} \frac{\partial S}{\partial a_0} = 2 \sum_{i=1}^n (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m - y_i) \\ \frac{\partial S}{\partial a_1} = 2 \sum_{i=1}^n (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m - y_i) \cdot x_i \\ \dots \\ \frac{\partial S}{\partial a_m} = 2 \sum_{i=1}^n (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m - y_i) \cdot x_i^m \end{cases}$$

Дорівнюючи до нуля, отримаємо надалі спрощення:

$$\begin{cases} n \cdot a_0 + a_1 \sum_{i=1}^n x_i + a_2 \sum_{i=1}^n x_i^2 + \dots + a_m \sum_{i=1}^n x_i^m = \sum_{i=1}^n y_i \\ a_0 \cdot \sum_{i=1}^n x_i + a_1 \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^n x_i^3 + \dots + a_m \sum_{i=1}^n x_i^m = \sum_{i=1}^n y_i x_i \\ \dots \\ a_0 \cdot \sum_{i=1}^n x_i^m + a_1 \cdot \sum_{i=1}^n x_i^{m+1} + a_2 \sum_{i=1}^n x_i^{m+2} + \dots + a_m \sum_{i=1}^n x_i^{2m} = \sum_{i=1}^n y_i x_i^m \end{cases}$$

Вирішуючи отриману систему рівнянь відносно невідомих коефіцієнтів, отримаємо вигляд поліному, який відповідає експериментальним даним.

### 3.1.2 Нелінійні рівняння.

Рішення нелінійних рівнянь ділитися на два типи: прямі методи і ітераційні.

Прямі методи дозволяють записати коріння у вигляді деякого кінцевого співвідношення. Застосовується для деяких тригонометричних, логарифмічних, простих і інших рівнянь алгебри.

Для решти рівнянь використовуються ітераційні методи, тобто методи послідовних наближень, які складаються з двох етапів:

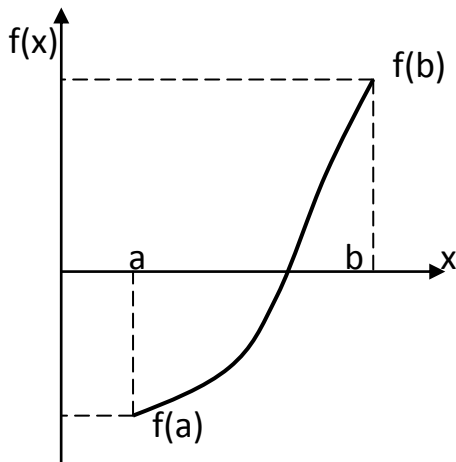
- 1) відшукування наближеного значення коріння або відрізка, що містить коріння;
- 2) уточнення наближеного значення до деякої заданої точності.

Початкове наближення може бути знайдене декількома способами: з фізичних міркувань, з рішення аналогічної задачі при інших початкових даних, за допомогою графічних методів.

Якщо такі початкові оцінки коріння провести не вдається, то знаходяться дві крапки  $a$  і  $b$ , в яких безперервна функція  $f(x)$  з рішення рівняння  $f(x)=0$  має різні знаки:

$$f(a) \cdot f(b) < 0.$$

Тоді на відрізку  $[a;b]$  є хоча б одна крапка, в якій  $f(x)=0$ .



Початкового наближення  $x_0$  можна прийняти як, наприклад, середину відрізка  $[a;b]$ :

$$x_0 = \frac{a + b}{2}.$$

Надалі ітераційний процес полягає в послідовному уточненні початкового наближення  $x_0$ , кожен такий крок називається *ітерацією*.

В результаті ітераційного процесу знаходиться послідовність наближених значень коріння:  $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$ .

Якщо послідовність наближень із зростанням  $n$  наближається до істинного значення коріння, то це значить, що ітераційний процес сходиться.

### 3.1.3 Метод половинного розподілу.

Хай дане рівняння  $f(x)=0$ , де  $f(x)$  безперервно на відрізку  $[a;b]$  і  $f(a) \cdot f(b) < 0$ . Візьмемо як початкове наближення середину відрізка  $[a;b]$ .

Якщо  $f(x_0) = 0$ , то коріння знайдене.

Якщо  $f(x_0) \neq 0$ , то з двох інтервалів  $[a; x_0]$  та  $[x_0; b]$  вибираємо той, на кінцях якого функція  $f(x)$  має різні знаки.

Вибраний інтервал знову ділиться навпіл, і проводяться ті ж дослідження, що і з інтервалом  $[a; b]$ .

Цей процес продовжується до тих пір, поки значення модуля функції  $f(x)$  після  $n$ -ї ітерації не стане менше заданого малого позитивного числа  $\varepsilon$ :

$$|f(x_n)| < \varepsilon,$$

або якщо одержаний відрізок  $[x_n, x_{n-1}] \leq \varepsilon$ , або

$$|x_n - x_{n-1}| \leq \varepsilon.$$

### 3.1.4 Метод виключення інтервалів.

Метод пошуку, який дозволяє визначити оптимум функції однієї змінної шляхом зменшення інтервалу пошуку, називається методом виключення інтервалів. Всі методи одновимірної оптимізації засновані на припущенні, що досліджувана цільова функція допустимої області, принаймні, володіє властивістю унімодалності, оскільки для унімодалної функції  $W(x)$  порівняння значень  $W(t)$  в 2-х точках інтервалу пошуку дозволяє визначити, в якому із заданих 2 – ма вказаними точками підінтервалів точки екстремуму відсутні.

Правило виключення інтервалів

Хай  $W(x)$  унімодална на відрізку  $[a, b]$ , а її мінімум досягнутий в точці  $x'$ . Розглянемо  $x_1$  і  $x_2$  розташовані усередині відрізка  $ab$   $a < x_1 < x_2 < b$ .

Якщо  $W(x_1) > W(x_2)$ , то точка мінімуму  $W(x)$  не лежить на інтервалі  $(a, x_1)$ , тобто  $x' \in (x_1, b)$

Якщо  $W(x_1) < W(x_2)$ , точка мінімуму  $W(x)$  не лежить на інтервалі  $(x_2, b)$ ,  $x' \in (a, x_2)$ . Це правило дозволяє реалізувати процедуру пошуку шляхом послідовного виключення початкового обмеження інтервалу. Пошук завершується тоді, коли підінтервал, що залишився, зменшується до достатньо малих розмірів (необхідна точність).

Процес застосування методів пошуку на основі виключення інтервалів включає 2 етапи:

- 1) Етап встановлення меж інтервалу;
- 2) Етап зменшення інтервалу.

### 3.1.5 Метод «золотого» перетину.

Знайти  $W(x)$  на відрізку  $[a;b]$ .

Обчислюється коефіцієнт дроблення/«золотий перетин».

$$1) k = \frac{\sqrt{5}-1}{2}.$$

$$2) x_1 = a + (1-k)(b-a), W(x_1).$$

$$3) x_2 = a + k(b-a), W(x_2).$$

$$4) а) |x_2 - x_1| < \varepsilon, \text{ то, } W(x);$$

$$б) |x_2 - x_1| < \varepsilon \Rightarrow 5);$$

$$5) а) W(x_1) > W(x_2) \text{ то виключаємо } a = x_1, x_1 = x_2,$$

$$W(x_1) = W(x_2) \Rightarrow 3), 4);$$

$$б) W(x_1) < W(x_2) \text{ то виключаємо } b = x_2, x_2 = x_1,$$

$$W(x_2) = W(x_1) \Rightarrow 2), 4);$$

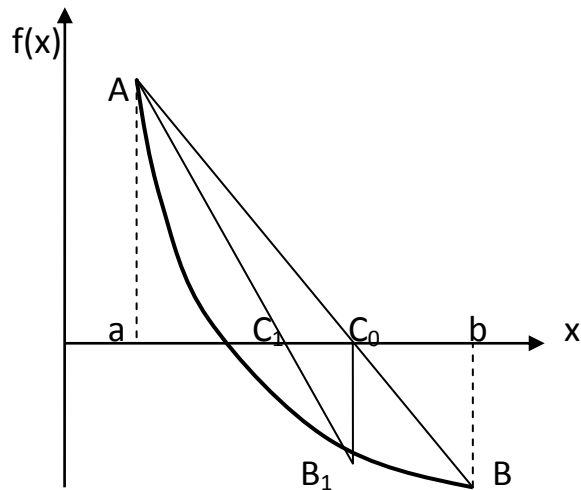
Таким чином, застосування методів виключення інтервалів накладає єдине обмеження на досліджувану функцію, тобто унімодалність. Отже, розглянуті вище методи можна використовувати для аналізу як безперервних, так і дискретних функцій.

Логічна структура пошуку заснована на простому порівнянні значень функцій в двох пробних крапках.

### 3.1.6 Метод хорд.

Хай знайдений відрізок  $[a;b]$ , на якому  $f(x)$  міняє знак.

Для визначеності приймемо  $f(a) > 0, f(b) < 0$ .



У цьому методі процес ітерації полягає у тому, що як наближення до коріння рівняння  $f(x)=0$  приймається значення  $C_0, C_1, C_2, \dots, C_n$  точок перетину хорди з віссю  $Ox$ .

На початку знаходимо рівняння хорди  $AB$ :

$$\frac{y - y_1}{y_2 - y_1} = \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}; M_1(a, f(a)); M_2(b, f(b));$$

$$\frac{y - f(a)}{f(b) - f(a)} = \frac{x - a}{b - a};$$

$$y = 0,$$

$$x = C_0,$$

$$C_0 = a - \frac{f(a) \cdot (b - a)}{f(b) - f(a)}.$$

Якщо  $f(C_0)=0$ , то  $C_0$  – коріння рівняння. Якщо  $f(C_0) \neq 0$ , то виберемо той з відрізків  $[a; C_0]$  і  $[C_0; b]$ , на кінцях якого функція  $f(x)$  має різні знаки.

Наступна ітерація полягає у визначенні нового наближення  $C_1$  як точку перетину хорди  $AB_1$  з віссю  $Ox$ .

Ітераційний процес продовжується до тих пір, поки не виконатися умова:

$$|f(C_n)| < \varepsilon \text{ або } [C_n, C_{n-1}] \leq \varepsilon.$$

### 3.1.7 Метод дотичних (метод Ньютона).

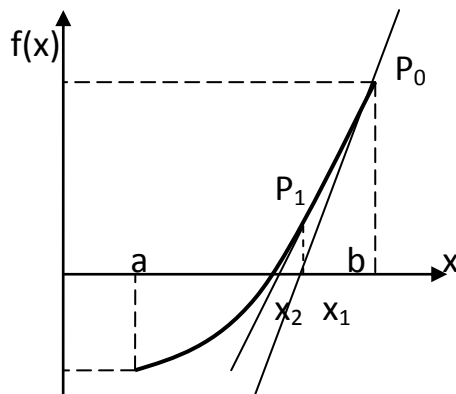
Хай рівняння  $f(x_0)=0$  має одне коріння на відрізку  $[a;b]$ . Причому  $f'(x)$  і  $f''(x)$  визначені, безперервні і зберігають постійні знаки на цьому відрізку.

Початкове наближення  $x_0$  доцільно застосовувати так, щоб виконувалася умова:

$$f(x_0) \cdot f''(x_0) > 0 \quad (1)$$

Інакше збіжність цього методу не гарантована.

Хай умові (1) задовольняє т.  $b$ :



$$x_0 = b.$$

Далі проводиться в т.  $P_0$  графіка функції  $f(x)$  дотичну

$$y = f(x_0) + f'(x_0) \cdot (x - x_0);$$

$$y = 0, x = x_1;$$

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)};$$

$$x_2 = x_1 - \frac{f(x_1)}{f'(x_1)};$$

...

$$x_n = x_{n-1} - \frac{f(x_{n-1})}{f'(x_{n-1})}.$$

Для закінчення ітераційного процесу повинна бути виконана умова:

$$|f(x_n)| < \varepsilon \text{ або } [x_n, x_{n-1}] \leq \varepsilon.$$

У цьому методі швидкість збіжності найбільш велика.

### 3.1.8 Метод середньої крапки.

Суть: метод заснований на алгоритмі виключення інтервалів, на кожній ітерації якого розглядається одна пробна крапка  $R$ . Якщо в крапці  $R$  виконується нерівність  $W'(R) < 0$ , то в слідстві унімодальності функції точка екстремуму не може лежати ліво крапки  $R$ . Аналогічно, якщо  $W'(R) > 0$ , то інтервал  $x > R$  можна виключити.

#### Алгоритм.

Хай в інтервалі  $[a, b]$  є дві крапки  $N$  і  $P$ , в яких похідні  $W'(N) < 0$ ,  $W'(P) > 0$ , оптимальна точка (екстремум)  $x_m$  розташована  $N < x_m < P$ .

$$1) P=b, N=a$$

$$W'(a) < 0; W'(b) > 0.$$

$$2) R = \frac{P + N}{2}, W'(R).$$

$$3) a) |W'(R)| < \varepsilon - \text{пошук закінчений, якщо ні} \Rightarrow$$

$$1. W'(R) < 0, N=R \Rightarrow 2;$$

$$2. W'(R) > 0, P=R \Rightarrow 2).$$

Як впливає з логічної структури, процедура пошуку по методу середньої крапки заснована на дослідженні тільки знаку похідною.

### 3.1.9 Простий метод ітерації.

При використуванні цього методу початкове рівняння  $f(x)=0$  записується у формі  $x = \varphi(x)$ , що завжди можливо зробити багатьма способами. Наприклад, з рівняння  $f(x)=0$  виділити  $x$ , а інше перенести в праву частину; або помножити ліву і праву частини рівняння  $f(x)=0$  на  $\lambda = -1/M$ , де  $M$  – найбільше значення першої похідної на відрізку  $[a; b]$  і додати до лівої і правої частин  $x$ .

$$x = x + \lambda \cdot f(x);$$

$$\varphi(x) = x + \lambda \cdot f(x).$$

Для гарантії збіжності методу необхідно виконати умову:



$$|\varphi'(x)| < 1 \text{ на відрізку } [a; b].$$

Вибираємо на відрізку  $[a; b]$  довільно т.  $x_0$ .

Прийmemo як наступне наближення

$$\begin{aligned} x_1 &= \varphi(x_0); \\ x_2 &= \varphi(x_1); \\ \dots \\ x_n &= \varphi(x_{n-1}). \end{aligned}$$

Ітераційний процес слід продовжувати до тих пір, поки не виконатися умова  $|x_n - x_{n-1}| \leq \varepsilon$ .

### 3.1.10 Чисельне диференціювання.

Похідна функції згідно визначення

$$y = f(x);$$

$$y'(x) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\Delta y}{\Delta x}. \quad (1)$$

$$\Delta y = f(x + \Delta x) - f(x).$$

На практиці ігнорується знак ліміту.

$$y'(x) \cong \frac{\Delta y}{\Delta x}. \quad (2)$$

(2) – наближене значення похідної – апроксимація похідної за допомогою відношення кінцевих різниць.

Значення  $\Delta y, \Delta x$  – кінцеві величини, на відміну від нескінченно-малих величин у виразі (1).

Розглянемо апроксимацію похідної функції  $y = f(x)$ , заданої в табличному вигляді.

|   |                |                |                |     |                |
|---|----------------|----------------|----------------|-----|----------------|
| y | Y <sub>0</sub> | Y <sub>1</sub> | Y <sub>2</sub> | ... | Y <sub>n</sub> |
| x | X <sub>0</sub> | X <sub>1</sub> | X <sub>2</sub> | ... | X <sub>n</sub> |

Хай крок (різниця між сусідніми значеннями) постійний і рівний  $h$ .

Далі потрібно записати вираз для похідної  $y_1$  в т.  $x_1$ .

Залежно від способу обчислення кінцевих різниць одержуємо різні форми для обчислення похідної в одній і тій же крапці.

$$\text{а) } \Delta y_1 = y_1 - y_0; \Delta x = h;$$

$$y_1' \approx \frac{y_1 - y_0}{h} \quad \text{— за допомогою лівих різниць.}$$

$$\text{б) } \Delta y_1 = y_2 - y_1; \Delta x = h;$$

$$y_1' \approx \frac{y_2 - y_1}{h} \quad \text{— за допомогою правих різниць.}$$

$$\text{в) } \Delta y_1 = (y_1 - y_0)/2; \Delta x = h;$$

$$y_1' \approx \frac{y_2 - y_0}{2 \cdot h} \quad \text{— за допомогою центральних різниць.}$$

Найбільша точність може бути одержана в третьому варіанті.

Аналогічно можна знайти вирази для старших похідних.

$$y_1'' = (y_1')' \approx \left( \frac{y_2 - y_1}{h} \right)' = \frac{y_2' - y_1'}{h} = \frac{(y_2 - y_1)/h - (y_1 - y_0)/h}{h} = \frac{y_2 - 2 \cdot y_1 + y_0}{h^2}.$$

Таким чином, по формулі (2) можна знайти вираз для похідних будь-якого порядку. Проте, залишається відкрите питання про точність. Для знаходження апроксимації потрібно використовувати значення функції в багатьох вузлах.

### 3.2 Оптимізація функції декількох змінних

Задана скалярна цільова функція  $n$  - змінних  $f(x)$ ,  $x \in R^n$  - вектор керованих змінних розмірності  $n$ .

Ставиться завдання оптимізації цільової функції, причому якщо функція опукла, то це призводить до знаходження глобального мінімуму, якщо властивість опуклості не виконується, тобто функція має декілька мінімумів, завдання оптимізації ускладнюється.

Введемо критерії оптимальності, що дозволяють серед ряду точок виділяти точки оптимуму досліджуваної функції.

За визначенням в усіх точках з околиці точки мінімуму цільова функція набуває значень, що перевищують мінімальне, тобто має місце нерівність

$$\Delta f = f(x) - f(x^*) \geq 0$$

Точка  $x^*$  є точкою глобального мінімуму, якщо ця нерівність виконується для усіх  $x \in R^n$ ;

Якщо ця нерівність виконується тільки в деякій  $\delta$  - околиці точки  $x^*$ , то  $x^*$  являється точкою локального мінімуму;

Якщо з нерівності виключити знак рівності, то  $x^*$  - точка строгого мінімуму.

Розглянемо необхідні і достатні умови існування мінімуму функції.

Необхідні умови:

Для наявності в точці  $x^*$  локального мінімуму необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$\nabla f(x^*) = 0,$$

де  $\nabla f(x^*)$  - вектор - стовпець перших похідних цільової функції в цій точці;

$\nabla^2 f(x^*)$  - матриця других похідних.

Достатні умови:

Якщо  $\nabla f(x^*) = 0$  і матриця  $\nabla^2 f(x^*)$  - позитивно визначена, точка  $x^*$  є точкою строгого мінімуму цільової функції.

Методи, орієнтовані на рішення завдань оптимізації функції декількох змінних, можна розділити на три класи відповідно до типу досліджуваної при їх реалізації інформації :

1. Методи прямого пошуку, засновані на обчисленні тільки значень цільової функції.

2. Градієнтні методи, в яких використовуються точні значення перших похідних цільової функції.

3. Методи другого порядку, в яких разом з першими похідними використовуються також другі похідні функції  $f(x)$ .

### 3.2.1 Методи прямого пошуку

Багатовимірні методи прямого пошуку можна розділити на евристичні і теоретичні.

Евристичні реалізують процедуру пошуку за допомогою інтуїтивних геометричних представлень і приватних емпіричних результатів, що забезпечують отримання. Теоретичні методи засновані на фундаментальних математичних теоремах і при виконанні певних умов мають високу усадку.

Простий підхід до рішення багатовимірних завдань полягає в тому, що пошук ведеться на основі перебору напрямів з довільно заданою множини. Для того, щоб гарантувати можливість проведення пошуку усюди цієї області доцільно накласти вимогу лінійної незалежності напрямів пошуку, які повинні утворити базис допустимої області визначення  $f(x)$ .

Наприклад, можна вести пошук оптимуму функції трьох змінних з використанням двох напрямів пошуку. Звідси витікає, що усі ці методи прямого пошуку використовують, щонайменше  $N$  незалежних напрямів пошуку, де  $N$  розмірність вектору  $x$ .

Елементарним прикладом методу з перебором на безлічі напрямів пошуку є метод циклічним зміни змінних, відповідно до якої кожного разу міняється тільки одна змінна. При такому підході безліч напрямів пошуку вибирається у вигляді безлічі напрямів в просторі керованих змінних завдання. Потім уздовж кожного з координатних напрямів в просторі керованих змінних завдання. Потім уздовж кожного з координатних напрямів послідовно проводиться пошук точки оптимуму на основі методів рішення завдань оптимізації з однією змінною. Такі методи називають методами координатного спуску.

Методи полягають в послідовному пошуку мінімуму по координаті  $x_1$  потім  $x_2$  і так далі. Після знаходження точки мінімуму по координаті  $x_1$  переходимо до знаходження точки мінімуму по координаті  $x_2$  і так далі. Пошук ведеться з однаковим кроком, який зменшується після знаходження усіх значень  $\tilde{x}_{1m}, \tilde{x}_{2m}, \dots, \tilde{x}_{nm}$ . В порівнянні з алгоритмом рішення одновимірної задачі для багатовимірної алгоритм лише доповнюється циклом завдання змінних  $x_1, x_2, \dots, x_n$  усередині якого оцінюється погрішність знаходження  $x_{im}$  для кожної змінної.

Для прикладу розглянемо алгоритм методу координатного спуску з порозрядним наближенням.

Алгоритм методу.

Крок 1. Задати початкове наближення  $x(N)$ , де  $N$  - число змінних початковий крок пошуку  $H$  точність розрахунків  $\varepsilon$  параметр  $P = H$ .

Крок 2.  $i = 0$ .

Крок 3.  $i = i + 1$  якщо  $i > N$  йти до кроку 8.

Крок 4.  $B = 10^{20}$ .

Крок 5.  $x(i) = x(i) + H$ ,  $C = B$ ,  $B = f[x(i)]$ .

Крок 6. Якщо  $B - C > 0$  йти до кроку 5. Інакше  $H = -H/4$  йти до кроку 7.

Крок 7. Якщо  $|H| \geq |P/4|$  йти до кроку 5. Інакше  $H = P$  йти до кроку 3.

Крок 8.  $P = P/16$ ,  $H = P$  якщо  $16 \cdot P > \varepsilon$  йти до кроку 2.

Крок 9. Друк результатів розрахунку.

Згідно приведеного алгоритму ведеться одновимірний пошук по  $i$ -ій координаті з кроком пошуку  $H$  (до тих пір, поки нове значення функції  $B$  не стане більше за старий  $C$  (див. Кроки 5 і 6). Потім крок  $H$  зменшується в 4 рази, і пошук ведеться в протилежному напрямі. Наступна зміна напрямку пошуку не робиться, оскільки «працює» умова  $|H| \geq |P/4|$  (крок 7). В цьому випадку здійснюється перехід на наступну координату  $i = i + 1$  (крок 3) і

проводиться аналогічний пошук в прямому і зворотному напрямі з кроками  $H$  і  $-H/4$  відповідно. Потім здійснюється перехід на наступну координату. Після перебору усіх координат крок пошуку і параметр  $P$  зменшуються в 16 разів і процедура повторюється. Пошук ведеться до тих пір, поки крок не стане менше  $\varepsilon$  - заданій точності розрахунків.

### 3.2.1.1 Метод пошуку по симплексу

Цей метод відноситься до категорії евристичних і ґрунтується на припущенні, що експериментальним зразком, що містить найменшу кількість точок є регулярний симплекс.

Регулярний симплекс в  $N$ -мірному просторі є многогранником, утвореним  $N+1$  рівностоячими одна від однієї точками - вершинами. Наприклад, у разі двох змінних симплексом являється рівносторонній трикутник. У тривимірному просторі симплексом являється тетраедр.

Визначається вершина симплексу, в якій значення функції є найбільшим. Ця вершина відбивається відносно центру тяжіння останніх вершин симплексу.

Отримувана точка є вершиною нового симплексу, а відбита вершина виключається.

#### Суть методу.

1. Будується регулярний симплекс в просторі незалежних змінних.

Побудова робиться таким чином. Задається початкова точка  $x^{(0)}$  і масштабний множник  $\alpha$ . Координати останніх вершин симплексу в  $N$ -мірному просторі обчислюються за формулою:

$$x_j^{(i)} = \begin{cases} x_j^{(0)} + \delta_1, & j \neq i \\ x_j^{(0)} + \delta_2, & j = i \end{cases},$$

де  $i$  - номер точки симплексу;  $i = 1, 2, \dots, N$ ;

$j$  - координата точки  $i$ ;  $j = 1, 2, \dots, N$ .

Прирости  $\delta_1$  і  $\delta_2$  залежні тільки від  $N$  і вибраного масштабного множника  $\alpha$  визначаються по формулам:

$$\delta_1 = \left[ \frac{(N+1)^{1/2} + N - 1}{N \cdot \sqrt{2}} \right] \cdot \alpha$$

$$\delta_2 = \left[ \frac{(N+1)^{1/2} - 1}{N \cdot \sqrt{2}} \right] \cdot \alpha$$

Величина масштабного множника  $\alpha$  вибирається дослідником, виходячи з характеристик вирішуваної задачі. При  $\alpha = 1,0$  ребра регулярного симплексу мають одиничну довжину.

2. Оцінюються значення цільової функції в кожній з вершин симплексу, і визначається вершина, в якій це значення більше.

3. Знайдена вершина проектується через центр тяжіння останніх вершин симплексу в точку - вершину нового симплексу. Робиться це таким чином:

Нехай  $x^{(k)}$  - точка, що підлягає віддзеркаленню. Центр тяжіння останніх  $N$  - точок розташований в точці

$$x_C = \frac{1}{N} \cdot \sum_{\substack{i=0 \\ i \neq k}}^N x^{(i)}$$

Усі точки прямої, проходячи через  $x^{(k)}$  і  $x_C$  задаються формулою:

$$x = x^{(k)} + \lambda \cdot (x_C - x^{(k)})$$

Для того, щоб побудований симплекс володів властивістю регулярності, віддзеркалення має бути симетричним. Отже, нова вершина виходить при  $\lambda = 2$ . Таким чином:

$$x_{нов}^{(k)} = 2 \cdot x_C - x_{пред}^{(k)}$$

Ітерації тривають до тих пір, поки або не буде накрыта точка мінімуму, або не почнеться циклічний рух по двох або більше за симплекс. У цих випадках користуються наступними правилами.

Правило 1. Накриття точки мінімуму.

Якщо вершина, якій відповідає найбільше значення цільової функції, побудована на попередній ітерації, то замість неї береться вершина, якій відповідає наступне за величиною значення цільової функції.

Правило 2. Циклічний рух.

Якщо деяка вершина симплексу не виключається впродовж більш ніж  $M$  ітерацій, то необхідно зменшити розміри симплексу за допомогою коефіцієнта редукції і побудувати новий симплекс, вибравши в якості базової точки, якій відповідає мінімальне значення цільової функції. Параметр  $M$  обчислюється за формулою:

$$M = 1,65 \cdot N + 0,05 \cdot N^2 ,$$

де  $N$  - Розмірність завдання, а  $M$  округляється до найближчого цілого числа.

Правило 3. Критерій закінчення пошуку.

Пошук завершується, коли або розміри симплексу, або різниця між значеннями функції у вершинах стають досить малими. Необхідно задати величину параметра закінчення пошуку.

Покроковий алгоритм методу пошуку по симплексу для функції двох змінних.

Алгоритм методу.

Крок 1. Задати: 1. Початкову точку  $x(0)$ ;

2. Масштабний множник  $\alpha$ ;

3. Прирости  $\delta_1$  і  $\delta_2$ ;

4. Умови закінчення пошуку. Перейти до кроку 2.

Крок 2. Обчислити координати вершин  $x^{(1)}$  і  $x^{(2)}$  симплекса. Перейти до



кроку 3.

Крок 3. Визначити значення цільової функції в вершинах симплекса. Перейти до кроку 4.

Крок 4. Вершина, якої відповідає найбільше значення цільової функції, побудована на попередній ітерації?

Так: відображається вершина, якої відповідає наступне за величиною значення цільової функції

Ні: відображається точка з максимальним значенням цільової функції щодо двох інших вершин симплекса. Перейти до кроку 5.

Крок 5. Перевірка на умова закінчення.

Так: закінчити пошук; результат-точка з найменшим значенням цільової функції;

Ні: перейти до кроку 3.

Алгоритм модифікованого методу аналогічний розглянутому вище алгоритму. Відмінність полягає в тому, що в модифікованому методі немає необхідності перевіряти умову циклічного руху. Недоліком модифікованого методу небезпека сплюснення симплексу, коли усі три точки симплексу (для двовимірного завдання) розташовуються на одній прямій. Для цього випадку в алгоритмі необхідно передбачити будівництво нового симплексу.

### 3.2.2 Градієнтні методи

При використанні прямих методів для отримання рішення іноді потрібна дуже велика кількість обчислень значень функції. По-друге, необхідною умовою наявності в точці  $x^*$  локального мінімуму являється виконання рівності:

$$\nabla f(x^*) = 0 ,$$

де  $\nabla f$  - градієнт цільової функції.

$$\nabla f = \left[ \frac{\partial f}{\partial x_1}, \frac{\partial f}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f}{\partial x_n} \right]^T$$

Усе це призводить до необхідності розгляду методів, заснованих на використанні градієнта цільової функції. Вказані методи носять ітераційний характер, оскільки компоненти градієнта виявляються нелінійними функціями керованих змінних.

Передбачається, що  $f(x)$ ,  $\nabla f(x)$  і  $\nabla^2 f(x)$  існують, і безперервні. Усі описувані методи засновані на ітераційній процедурі, що реалізовується відповідно до формули :

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \alpha^{(k)} \cdot S(x^{(k)}),$$

де  $x^{(k)}$  - поточне наближення до рішення  $x^*$  ;

$\alpha^{(k)}$  - параметр, що характеризує довжину кроку;

$S(x^{(k)})$  - напрям пошуку в  $N$  - мірному просторі керованих змінних.

Спосіб знаходження  $S(x)$ ,  $\alpha$  визначає метод.

### 3.2.2.1 Метод Коши

У зв'язку з тим, що локальна зміна цільової функції в околиці деякої точки  $x$  визначається в першій похідній цієї функції, то як напрям пошуку вибирається антиградієнт  $[-\nabla f(x)]$  - напрям найбільшого убудання функції.

У основі простого градієнтного методу лежить формула:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \alpha \cdot \nabla f(x^{(k)}),$$

де  $\alpha$  - заданий позитивний параметр.

У такого методу два недоліки:

- 1) необхідно підбирати те, що відповідає  $\alpha$ ;
- 2) повільно сходиться, оскільки  $\nabla f$  - мало в околиці точки мінімуму.

Тому доцільно визначати на кожній ітерації:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \alpha^{(k)} \cdot \nabla f(x^{(k)})$$

У методі Коши значення  $\alpha^{(k)}$  обчислюється шляхом рішення задачі мінімізації  $f(x^{(k+1)})$  уздовж напрямку  $\nabla f(x^{(k)})$  за допомогою того або іншого методу одновимірного пошуку.

Метод дуже надійний, але швидкість збіжності низька, оскільки зміни змінних безпосередньо залежать від величини градієнта, який прагне до нуля в околиці точки мінімуму.

Головна перевага методу - його стійкість, оскільки завжди забезпечується умова  $f(x^{(k+1)}) \leq f(x^{(k)})$ .

Алгоритм методу.

Перед реалізацією алгоритму необхідно розробити три підпрограми:

для розрахунку функції FCT і для розрахунку двох компонентів градієнта GRAD1 і GRAD2.

Крок 1. Задаємо початкове наближення  $x^{(0)}$  (для двовимірного завдання - дві координати  $x_1^{(0)}$  і  $x_2^{(0)}$ ) і параметр закінчення рахунку  $\varepsilon$ .

Крок 2. Використовуючи підпрограми GRAD1 і GRAD2 знаходимо значення компонентів градієнта :

$$S_1^{(k)} = \frac{\partial f(x_1^{(k)}, x_2^{(k)})}{\partial x_1},$$

$$S_2^{(k)} = \frac{\partial f(x_1^{(k)}, x_2^{(k)})}{\partial x_2},$$

Крок 3. Виконати перевірку за критерієм закінчення ітераційного процесу.

Якщо  $\sqrt{(S_1^{(k)})^2 + (S_2^{(k)})^2} < \varepsilon$  йти до кроку 6. інакше перейти до кроку 4.

Крок 4. Визначити оптимальне значення  $\alpha^{(k)}$  з умови  $f(x_1^{(k+1)}, x_2^{(k+1)}) \rightarrow \min$

Для цього підставимо замість  $x_1^{(k+1)}$  і  $x_2^{(k+1)}$  вирази, отримані з основної формули методу Коши, :

$$x_1^{(k+1)} = x_1^{(k)} - \alpha \cdot S_1^{(k)}$$

$$x_2^{(k+1)} = x_2^{(k)} - \alpha \cdot S_2^{(k)}$$

Оскільки числові значення  $x_1^{(k)}$ ,  $x_2^{(k)}$ ,  $S_1^{(k)}$ ,  $S_2^{(k)}$  визначені раніше, то отримуємо одно параметричну функцію:

$$f(\alpha) = f(x_1^{(k)} - \alpha \cdot S_1^{(k)}, x_2^{(k)} - \alpha \cdot S_2^{(k)}),$$

яку оптимізуємо по параметру  $\alpha$  з використанням якого-небудь одновимірного методу оптимізації. В результаті визначаємо  $\alpha_{opt}$ .

Крок 5. Розрахувати нові значення

$$x_1^{(k+1)} = x_1^{(k)} - \alpha_{opt} \cdot S_1^{(k)}$$

$$x_2^{(k+1)} = x_2^{(k)} - \alpha_{opt} \cdot S_2^{(k)}$$

Йти до кроку 2.

Крок 6. Друк результатів  $x_1^{(k)}$ ,  $x_2^{(k)}$ ,  $f(x_1^{(k)}, x_2^{(k)})$ .

### 3.3 Оптимізація функції методом геометричного програмування

Геометричне програмування дозволяє звести завдання оптимізації нелінійної функції до рішення системи лінійних рівнянь, складених на підставі обмежень подвійної функції.

Метод геометричного програмування приймаємо (до усіх позитивних точок) виду:

$$f(x) = \sum_{j=1}^m C_j \prod_{i=1}^n x_i^{\alpha_{i,j}} + C_0,$$

де  $C_0$  - не чинить вплив на параметр, що оптимізується, тому при оптимізуєчій меті може бути опущений;

$i$  – порядковий номер оптимізуєчого параметра;

$n$  – кількість оптимізуєчих параметрів;

$j$  – порядковий номер складових у функції ланцюга.

Міра складності завдання оптимізації визначається різницею:

$$m - 1(n + 1) = 2 - (1 + 1) = 0;$$

$$n = 1; \quad m = 2.$$

$$f(x) = 4x_1^{-2} + 5x_2^4 + 8x_1^{-6} + 10;$$

$$n = 2; \quad m = 3.$$

$$m - 1(n + 1) = 3 - 3 = 0.$$

Не потрібно допустимих перетворень, всі складові мають змінні, що оптимізується. Відсутні змінні, що оптимізується, вводяться шляхом їх запису в нульовій мірі, вільний член опущений:

$$f(x) = 4x_1^{-2} \cdot x_2^0 + 5x_1^0 \cdot x_2^4 + 8x_1^{-6} \cdot x_2^0$$

порядок запису змінних зберігається:  $x_1, x_2$ .

На підставі умови ортогональності сума добутоків :

$$[\sum \delta_j \alpha_{i,j} = 0]i,$$

де  $i$  - кількість рівнянь,  $i=1..n$

$[\sum \delta_j = 1]$  – умова нормування.

На підставі обмежень подвійної функції мети :

$$U = \prod_{i=1}^m \left( \frac{C_j}{\delta_j} \right) \delta_j$$

Складається матриця (за умовами нормування ортогональності) система лінійних рівнянь з показників мір оптимізуючих параметрів.

$$\begin{pmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1n} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \cdots & \alpha_{2n} \\ \alpha_{31} & \alpha_{23} & \cdots & \alpha_{3n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0_m x_1 \\ 0_m x_2 \\ 0_m x_n \end{pmatrix} + \alpha_{11} \alpha_{21} x_1 x_2 \cdot \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \delta_n \\ \delta_n = 1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$$

Цю умову ортогональності дописуємо умовою нормування і помножимо на долю вкладів. Отримаємо систему рівнянь порядку n, записану в матричній формі. Якщо користуватися методом Крамера, то матрицю не розпишемо.

Розпишемо:

$$\left. \begin{array}{l} \alpha_{11} \delta_1 + \alpha_{12} \delta_2 + \dots + \alpha_{1n} \delta_n = 0 \\ \alpha_{21} \delta_1 + \alpha_{22} \delta_2 + \dots + \alpha_{2n} \delta_n = 0 \\ \alpha_{31} \delta_1 + \alpha_{32} \delta_2 + \dots + \alpha_{3n} \delta_n = 0 \\ \mathbf{1} \delta_1 + \mathbf{1} \delta_2 + \dots + \mathbf{1} \delta_n = \mathbf{1} \end{array} \right\}$$

Цю систему вирішимо методом Гауса або методом підстановки. Для нульового рівня складності функції мети отримаємо величини долей вкладу  $\delta_i$  в кожного з складових функції мети. Потім визначаємо величину двоїстості функції мети.

$$U = \prod_{j=1}^m \left( \frac{C_j}{\delta_j} \right) \delta_j$$

Розпишемо:

$$U = \left( \frac{C_1}{\delta_1} \right)^{\delta_1} \cdot \left( \frac{C_2}{\delta_2} \right)^{\delta_2} \cdots \left( \frac{C_n}{\delta_n} \right)^{\delta_n}$$

Знаходимо вклад кожного з складових функції мети :

$$\delta_j U = C_j \prod_{i=1}^n x_i^{\alpha_{ij}};$$

$$\delta_1 U = C_1 x_1^{\alpha_{11}} x_2^{\alpha_{21}};$$

$$\delta_2 U = C_2 x_1^{\alpha_{12}} x_2^{\alpha_{22}}.$$

Таким чином, отримаємо систему порядку  $m$ . Отримаємо систему рівнянь з надлишком на одне рішення, яке визначає оптимальні параметри декількох величин.

### Практичне завдання №3

**Завдання 3.1:** Знайти мінімум функції  $f(x) = (x_1 - 2)^2 + (x_2 - 5)^2 + x_1 \cdot x_2$ .

Рішення:

Крок 1.  $x^{(0)} = [-9; -10]^T$  початкова точка;

$a = 4$  - масштабний множник;

Мінімізуємо цільову функцію до першого зменшення розміру симплексу :

Нехай масштабний множник -  $a = 4$

$$\delta_1 = \frac{\sqrt{3} + 1}{2\sqrt{2}} \cdot 4 = 3.8637$$

$$\delta_2 = \frac{\sqrt{3} - 1}{2\sqrt{2}} \cdot 4 = 1.03528$$

Крок 2-3.

1-я ітерація:

$$x^{(0)} = [-9; -10]^T$$

$$x^{(1)} = [-9 + 3,8637; -10 + 1,0353]^T = [-5,1364; -8,9647]^T;$$

$$x^{(2)} = [-9 + 1,0353; -10 + 3,8636]^T = [-7,9647; -6,1364]^T;$$

$f(x^{(0)}) = 436$ ; - максимальне, отже, замінюємо.

$$f(x^{(1)}) = 291,98;$$

$$f(x^{(2)}) = 272,18.$$

$$x^{(3)} = -x^{(0)} + x^{(1)} + x^{(2)}$$

$$x^{(3)} = [-4,101; -5,101]^T.$$

Крок 3-5.

2-я ітерація:

$$x^{(3)} = [-4,101; -5,101]^T; x^{(1)} = [-5,1364; -8,9647]^T; x^{(2)} = [-7,9647; -6,1363]^T.$$

$$f(x^{(3)}) = 160,171;$$

$f(x^{(1)}) = 291,98$ ; - максимальне, отже, замінюємо.

$$f(x^{(2)}) = 272,18.$$

$$x^{(4)} = [-6,9293; -2,2726]^T.$$

3-я ітерація:

$$x^{(3)} = [-4,101; -5,101]^T; x^{(4)} = [-6,9293; -2,2726]^T; x^{(2)} = [-7,9647; -6,1364]^T.$$

$$f(x^{(3)}) = 160,171;$$

$$f(x^{(4)}) = 148,36;$$

$f(x^{(2)}) = 272,18$ . - максимальне, отже, замінюємо.

$$x^{(5)} = [-3,0656; -1,2373]^T.$$

4-я ітерація:

$$x^{(3)} = [-4,101; -5,101]^T; x^{(4)} = [-6,9293; -2,2726]^T; x^{(5)} = [-3,0656; -1,2373]^T.$$

$f(x^{(3)}) = 160,171$ ; - максимальне, отже, замінюємо.

$$f(x^{(4)}) = 148,36;$$

$$f(x^{(5)}) = 68,3569.$$

$$x^{(6)} = [-5,8939; 1,5911]^T.$$

5-я ітерація:

$$x^{(6)} = [-5,8939; 1,5911]^T; x^{(4)} = [-6,9293; -2,2726]^T; x^{(5)} = [-3,0656; -1,2373]^T.$$

$$f(x^{(6)}) = 64,5558;$$



$$f(x^{(4)}) = 148,36; \text{ - максимальне, отже, замінюємо.}$$

$$f(x^{(5)}) = 68,3569.$$

$$x^{(7)} = [-2,03018; 2,6264]^T.$$

6-я ітерація:

$$x^{(6)} = [-5,8939; 1,5911]^T; x^{(7)} = [-2,03018; 2,6264]^T; x^{(5)} = [-3,0656; -1,2373]^T.$$

$$f(x^{(6)}) = 64,5558;$$

$$f(x^{(7)}) = 16,5442;$$

$$f(x^{(5)}) = 68,3569. \text{ - максимальне, отже, замінюємо.}$$

$$x^{(8)} = [-4,8589; 5,4548]^T.$$

7-я ітерація:

$$x^{(6)} = [-5,8939; 1,5911]^T; x^{(7)} = [-2,03018; 2,6264]^T; x^{(8)} = [-4,8589; 5,4548]^T.$$

$$f(x^{(6)}) = 64,5558; \text{ - максимальне, отже, замінюємо.}$$

$$f(x^{(7)}) = 16,5442;$$

$$f(x^{(8)}) = 20,6743.$$

$$x^{(9)} = [-0,9862; 6,4901]^T.$$

8-я ітерація:

$$x^{(9)} = [-0,9862; 6,4901]^T; x^{(7)} = [-2,03018; 2,6264]^T; x^{(8)} = [-4,8589; 5,4548]^T.$$

$$f(x^{(9)}) = 4,7374;$$

$$f(x^{(7)}) = 16,5442;$$

$$f(x^{(8)}) = 20,6743. \text{ - максимальне, отже, замінюємо.}$$

$$x^{(10)} = [3,80602; 3,6617]^T.$$

9-я ітерація:

$$x^{(9)} = [-0,9862; 6,4901]^T; x^{(7)} = [-2,03018; 2,6264]^T; x^{(10)} = [3,80602; 3,6617]^T.$$

$$f(x^{(9)}) = 4,7374;$$

$$f(x^{(7)}) = 16,5442; \text{ - максимальне, отже, замінюємо.}$$

$$f(x^{(10)}) = 14,989.$$

$$x^{(11)} = [4,85; 7,5254]^T.$$

10-я ітерація:

$$x^{(9)} = [-0,9862; 6,4901]^T; x^{(11)} = [4,85; 7,5254]^T; x^{(10)} = [3,80602; 3,6617]^T.$$

$$f(x^{(9)}) = 4,7374;$$

$$f(x^{(11)}) = 32,919;$$

$$f(x^{(10)}) = 16,934.$$

Оскільки найбільше значення цільової функції відповідає  $x^{(11)}$ , яке отримане на попередній ітерації, відкидаємо  $x^{(10)}$ .

$$x^{(12)} = [0,0577; 10,353]^T.$$

11-я ітерація:

$$x^{(9)} = [-0,9862; 6,4901]^T; x^{(11)} = [4,85; 7,5254]^T; x^{(12)} = [0,0577; 10,354]^T.$$

$$f(x^{(9)}) = 4,7374;$$

$$f(x^{(11)}) = 32,919;$$

$$f(x^{(12)}) = 53,12.$$

Оскільки найбільше значення цільової функції відповідає  $x^{(12)}$ , яке отримане на попередній ітерації, відкидаємо  $x^{(11)}$ .

$$x^{(13)} = [-3,8061; 9,3187]^T.$$

12-я ітерація:

$$x^{(9)} = [-0,9862; 6,4901]^T; x^{(13)} = [-3,8061; 9,3187]^T; x^{(12)} = [0,0577; 10,354]^T.$$

$$f(x^{(9)}) = 4,7374;$$

$$f(x^{(13)}) = 16,89399;$$

$$f(x^{(12)}) = 53,12. - \text{максимальне, отже, замінюємо.}$$

$$x^{(14)} = [-4,7346; 5,4548]^T.$$

13-я ітерація:

$$x^{(9)} = [-0,9862; 6,4901]^T; x^{(13)} = [-3,8061; 9,3187]^T; x^{(14)} = [-4,7346; 5,4548]^T.$$

$$f(x^{(9)}) = 4,7374;$$

$$f(x^{(13)}) = 16,89399; - \text{максимальне, отже, замінюємо.}$$

$$f(x^{(14)}) = 16,7353.$$

$$x^{(15)} = [-1,9147; 2,6262]^T.$$

Симплекс зробив один оборот в області розташування точки  $x^{(9)}$ , тобто точку  $x^{(9)}$  за заданих умов можна вважати точкою мінімуму цільової функції  $f(x_1, x_2)$  (для отримання точнішого рішення необхідно зменшити розмір симплексу).

Таким чином, точка  $x^* = [-0,9862; 6,4901]^T$  - точка мінімуму, значення функції в якій  $f(x^*) = 4,7374$ .

**Завдання 3.2:** Методом геометричного програмування визначити функцію мети двох змінних і знайти їх оптимальні значення.

$$f(x) = (20 + N) \cdot x_1 \cdot x_2^{-2} + (40 - n_1) \cdot x_1^N \cdot x_2 + (30 + n_2) \cdot x_1^{-3} \cdot x_2^3, \quad x_1 x_2 > 0,$$

де  $N$  - номер студента за списком в журналі;

$n_1$  - передостання цифра залікової книжки;

$n_2$  - остання цифра залікової книжки.

Рішення:

$$N=2; n_1=9; n_2=5.$$

Приводиться поліном до канонічної форми:

$$f(x_1, x_2) = 22x_1^1 x_2^{-2} + 31x_1^2 \cdot x_2^1 + 35x_1^{-3} \cdot x_2^3$$

$$(C_1; C_2; C_3)^T = (22; 31; 35)$$

Записуємо матрицю показання ступенів :

$$\begin{pmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \alpha_{13} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \alpha_{23} \\ \alpha_{31} & \alpha_{32} & \alpha_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 2 & -3 \\ -2 & 1 & 3 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

На підставі умови ортогональності отримаємо систему лінійних рівнянь :

$$\begin{vmatrix} 1 & 2 & -3 \\ -2 & 1 & 3 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \delta_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{vmatrix}$$

Визначимо рівень складності :

$$d = n - (m + 1) = 3 - (2 + 1) = 0$$

Для вирішення системи рівнянь скористаємося методом Крамера :

$$\Delta = \begin{vmatrix} 1 & 2 & -3 \\ -2 & 1 & 3 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = 1 \cdot 1 \cdot 1 + 2 \cdot 3 \cdot 1 + (-3) \cdot (-2) \cdot 1 - (-3) \cdot 1 \cdot 1 - 1 \cdot 3 \cdot 1 - 2 \cdot (-2) \cdot 1 = 17$$

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} 0 & 2 & -3 \\ 0 & 1 & 3 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = 9 \quad \delta_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta} = \frac{9}{17} = 0,5294$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} 1 & 0 & -3 \\ -2 & 0 & 3 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = 3 \quad \delta_2 = \frac{\Delta_2}{\Delta} = \frac{3}{17} = 0,1765$$

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} 1 & 2 & 0 \\ -2 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = 5 \quad \delta_3 = \frac{\Delta_3}{\Delta} = \frac{5}{17} = 0,2941$$

Визначимо величину двоїстості :

$$U = \left( \frac{\Delta}{\delta_1} \right)^{\delta_1} \cdot \left( \frac{\Delta}{\delta_2} \right)^{\delta_2} \cdot \left( \frac{\Delta}{\delta_3} \right)^{\delta_3} = \left( \frac{17}{0,5294} \right)^{0,5294} \cdot \left( \frac{17}{0,1765} \right)^{0,1765} \cdot \left( \frac{17}{0,2941} \right)^{0,2941} = 73,03$$

Отримаємо систему рівнянь :

$$\left\{ \begin{array}{l} 22x_1^1 x_2^{-2} = \delta_1 U \\ 31x_1^2 x_2^1 = \delta_2 U \\ 35x_1^{-3} x_2^3 = \delta_3 U \end{array} \right. \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} 22x_1^1 x_2^{-2} = 38,6627 \\ 31x_1^2 x_2^1 = 12,89 \\ 35x_1^{-3} x_2^3 = 21,47847 \end{array} \right.$$

$$x_1^1 = \frac{38,6627}{22 \cdot x_2^{-2}} = 1,7574 \cdot x_2^2$$

Підставляємо в друге рівняння:

$$31 \cdot (1,7574 \cdot x_2^2)^2 \cdot x_2^1 = 12,89$$

$$95,7421 \cdot x_2^4 \cdot x_2^1 = 12,89$$

$$x_2^5 = \frac{12.89}{95.7421} = 0.1347$$

$$x_2 = \sqrt[5]{0.1347} = 0.6696$$

Знайдемо  $x_1$ , підставивши набуте значення в друге рівняння:

$$31 \cdot x_1^2 \cdot 0.6696 = 12.89$$

$$x_1^2 = \frac{12.89}{31 \cdot 0.6696} = 0.6209$$

$$x_1 = \sqrt{0.6209} = 0.288$$

Перевірка:

$$35 \cdot 0.288^{-3} \cdot 0.6696^3 \approx 21.47847$$

Відповідь:  $x_1 = 0.288$ ;  $x_2 = 0.6696$

## Глава 4 - Норми проектування систем теплопостачання

### 4.1 Умовні позначення трубопроводів і їх елементів

Основні умовні позначення трубопроводів і їх елементів, а також буквено-цифрові позначення трубопроводів санітарно-технічних систем, зовнішніх мереж, комунікацій і систем водопостачання, каналізації, газопостачання, теплових мереж, внутрішнього водопроводу і каналізації, гарячого водопостачання, опалювання, вентиляція і кондиціонування на кресленнях і схемах при проектуванні підприємств, будівель і споруджень різного призначення виконуються відповідно до вимог ДСТУ Б.А.2.4-1: 2009.

Умовне позначення трубопроводу складається з графічного умовного позначення або спрощеного зображення трубопроводу і буквено-цифрового позначення, характеризуючого вид середовища, що транспортується, його призначення і параметри.

Буквою означають вид середовища, що транспортується, наступними цифрами призначення і параметри середовища, що транспортується.

*Приклад*

V1; V2; V3.

Якщо потрібно показати, що ділянка мережі каналізації або конденсатопроводу є напірною, то буквено-цифрове позначення доповнюють великою буквою "Н".

*Приклад*

K4H; T8H.

Якщо потрібно показати контур трубопроводу, то буквено-цифрове позначення доповнюють цифрою через тире.

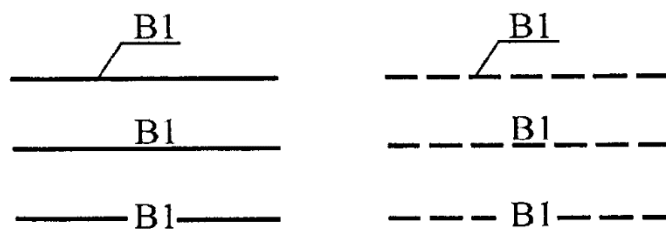
*Приклад*

T1- 1; T1- 2.

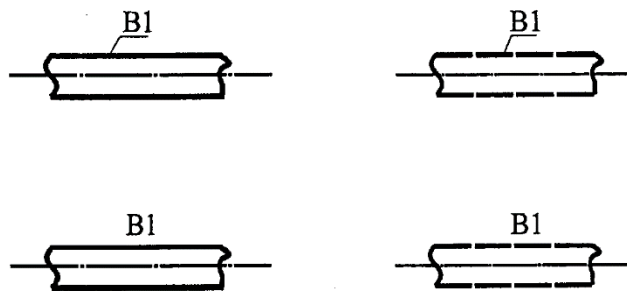
Видимі ділянки трубопроводів і їх елементів, що проектуються зображують суцільною товстою основною лінією, невидимі (наприклад, в перекритих каналах) - штриховою лінією тієї ж товщини.

Існуючі трубопроводи і їх елементи зображують відповідно безперервною або штриховою тонкою лінією.

При зображенні трубопроводу на кресленнях (схемах) буквено-цифрові позначення вказують на поличках ліній-винесень або над лінією трубопроводу, а в необхідних випадках - в розриві ліній трубопроводів.



При спрощених графічних зображеннях трубопроводу (дві лінії) буквено-цифрові позначення вказують на поличках ліній-винесень або безпосередньо над графічним зображенням трубопроводу.



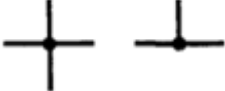


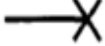

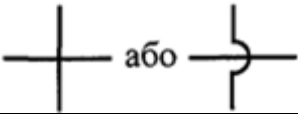




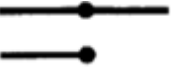
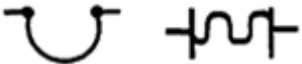
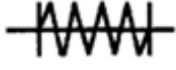





Кількість буквено-цифрових позначень, що проставляються на лініях трубопроводів, має бути мінімальною, але таким, що забезпечує розуміння креслення (схеми).



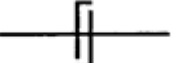
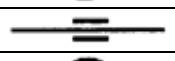
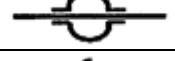
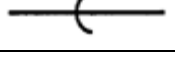


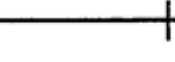
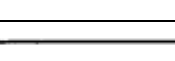
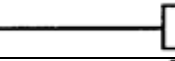
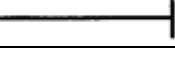
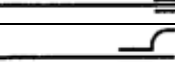
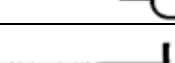
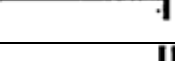

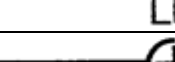
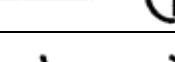

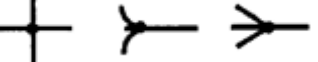
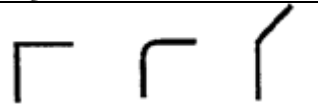
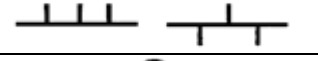

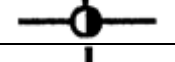

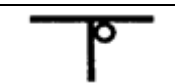
#### 4.1.1 Умовні графічні позначення



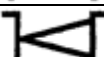









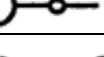
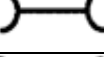

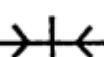
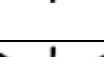


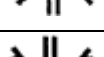




Умовні графічні зображення і спрощені зображення трубопроводів і їх елементів приведені в таблиці 4.1.


Таблиця 4.1 - Умовні графічні зображення

| Найменування  | Умовне позначення   |
|---|---|
| 1 Трубопроводи<br>а) видимі   |    |
| б) не видимі  |    |
| 2 З'єднання трубопроводів<br>а) загальне позначення   |    |
| б) з невикористаною<br>можливістю приєднання  |    |
| в) з використаною<br>можливістю приєднання  |    |
| 3 Місце приєднання (для відбору<br>енергії або вимірювального<br>приладу)<br>а) в неприєднаному положенні |    |
| б) в приєднаному положенні  |    |
| 4 Перетин трубопроводів   |  |
| 5 Злив рідини з системи:<br>а) без можливості приєднання<br>елементу до зливу                             |  |
| б) з можливістю приєднання<br>елементу до зливу   |  |
| 6 Місце випуску газу (повітря)<br>а) без можливості приєднання<br>елементу до відведення                  |  |
| б) з можливістю приєднання<br>елементу до відведення  |  |
| 7 Трубопровід з вертикальним<br>стояком   |  |
| 8 Гнучкий трубопровід, шланг  |  |
| 9 Ізольована ділянка<br>трубопроводу  |  |
| 10 Трубопровід в трубі (футлярі)  |  |
| 11 Трубопровід в сальнику   |  |
| 12 З'єднання трубопроводів<br>роз'ємне  |  |




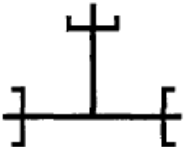
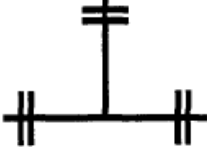
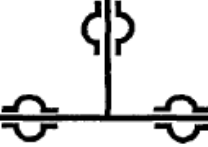
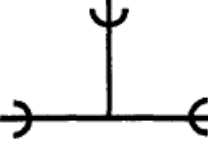
|  |   |
|--|---|
| а) загальне позначення                         |   |
| б) фланцеве                                    |    |
| в) штуцерне різьбове                           |    |
| г) муфтове швидкорознімне                      |    |
| д) муфтове різьбове                            |    |
| е) муфтове еластичне                           |    |
| ж) розтрубне                                   |    |
| 13 Поворотне з'єднання                         |   |
| а) однолінійне                                 |    |
| б) трилінійне                                  |    |
| 14 Кінець трубопроводу під роз'ємне з'єднання: |   |
| а) загальне позначення                         |    |
| б) фланцеве                                    |    |
| в) штуцерне різьбове                           |    |
| г) муфтове швидкорознімне                      |  |
| д) муфтове різьбове                            |  |
| е) муфтове еластичне                           |  |
| 15 Кінець трубопроводу із заглушкою            |   |
| а) загальне призначення                        |  |
| б) фланцеве                                    |  |
| в) різьбове                                    |  |
| г) розтрубне                                   |  |
| 16 Деталі з'єднання трубопроводів              |   |
| а) трійники різні                              |  |
| б) хрестовини різні                            |  |
| в) коліна, відведення під різними кутами       |  |
| г) розгалуження, колектор                      |  |
| д) підставка пожежна                           |  |
| е) трійник з пожежною підставкою               |  |
| ж) хрестовина з пожежною підставкою            |  |
| з) випуск                                      |  |

|  |   |
|--|---|
| 17 Перехідник, патрубок перехідної<br>а) загальне позначення                         |    |
| б) фланцевий   |    |
| в) штуцерний   |    |
| г) розтрубний  |    |
| д) розтруб-фланець   |    |
| е) раструб-гладкий кінець  |    |
| ж) вентиляційний   |    |
| 18 Трійник перехідної<br>а) прямої   |    |
| б) прямої низький  |    |
| 19 Трійник прямої низький  |    |
| 20 Трійник прямої компенсаційний   |    |
| 21 Хрестовина двохплощинна   |    |
| 22 Муфта<br>а) загальне позначення   |   |
| б) насувна   |  |
| 23 Швидкорознімне з'єднання в<br>сполученому положенні<br>а) без замочного елемента  |  |
| б) із замочним елементом   |  |
| 24 Швидкорознімне з'єднання в<br>роз'єданому положенні:<br>а) без замочного елемента |  |
| б) із замочним елементом   |  |
| 25 Компенсатор<br>а) загальне позначення   |  |
| б) п - образний  |  |
| в) ліровидний  |  |
| г) лінзовий  |  |
| д) хвилястий   |  |
| е) Z - образний  |  |

|  |   |
|--|---|
| ж) сифоновий   |    |
| з) кільцеподобний  |    |
| и) телескопічний   |    |
| к) патрубок  |    |
| 26 Місце опори з витратами:<br>а) залежними від в'язкості робочої середовища |    |
| б) не залежними від в'язкості робочого середовища                            |    |
| 27 Опора трубопроводу :<br>а) нерухома                                       |    |
| б) рухома (загальне позначення)  |    |
| в) кулькова  |    |
| г) що направляється  |    |
| д) з коченням  |  |
| е) котковая  |  |
| ж) пружинна  |  |
| 28 Підвіска:<br>а) нерухома  |  |
| б) що направляється  |  |
| в) пружинна  |  |
| 29 Гаситель гідравлічного удару  |  |
| 30 мембрана прориву  |  |
| 31 Гідрант підземний на мережі   |  |
| 32 Гідрант підземний на роздвоєнні   |  |
| 33 Гідрант надземний на мережі   |  |
| 34 Гідрант надземний на роздвоєнні   |  |
| 35 Колонка водорозбірна  |  |
| 36 Колодязь  |  |
| 37 Колодязь промивний  |  |

|                        |   |
|------------------------|---|
| 38 Дощовий приймальник |  |
| 39 Дюкер               |  |

Таблиця 4.2 - Приклад позначень трійника залежно від типу з'єднання з іншими елементами трубопроводів

|   |   | З'єднання   |  |   |
|---|---|---|--|---|
| нарізне   |   | фланцеве  | еластичне  | розтрубне   |
| муфтове   | штуцерне  |   |  |   |
|  |  |  |  |  |

#### 4.1.2 Буквено-цифрові позначення

Буквено-цифрові позначення трубопроводів зовнішніх мереж водопостачання, каналізації, теплових мереж, газопроводів, внутрішнього водопроводу і каналізації, гарячого водопостачання, опалювання, вентиляції і кондиціонування приведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Буквено-цифрові позначення

| Найменування               | Буквено-цифрові позначення |
|----------------------------|----------------------------|
| 1 Водопровід:              |                            |
| а) загальне позначення     | У                          |
| б) господарсько-питний *   | В1                         |
| в) протипожежний *         | В2                         |
| г) виробничий *            |                            |
| - Загальне позначення      | В3                         |
| - Оборотної води що подає  | В4                         |
| - Оборотної води зворотний | В5                         |
| - Пом'якшеної води         | В6                         |
| - Річкової води            | В7                         |
| - Річкової освітленої води | В8                         |

|   |     |
|---|-----|
| - Підземної води  | B9  |
| 2 Каналізація:  |     |
| а) загальне позначення  | До  |
| б) побутова   | K1  |
| в) дощова   | K2  |
| г) виробнича:   |     |
| - загальне позначення   | K3  |
| - механічно забруднених вод   | K4  |
| - мулова  | K5  |
| - вод, що містять шлам  | K6  |
| - хімічно забруднених вод   | K7  |
| - кислих вод  | K8  |
| - лужних вод  | K9  |
| - кислотолужних вод   | K10 |
| - вод, що містять ціан  | K11 |
| - вод, що містять хром  | K12 |
| 3 Теплопровід:  |     |
| а) загальна позначення  | TE  |
| б) трубопровід гарячої води для опалювання і вентиляція (у тому числі кондиціонування), а також загальний для опалювання, вентиляції, гарячий |     |
| - Що подає  | T1  |
| - Зворотний   | T2  |
| в) трубопровід гарячої води для гарячого водопостачання:  |     |
| - Що подає  | T3  |
| - Циркуляційний   | T4  |
| г) трубопровід гарячої води для технологічних   |     |
| - Що подає  | T5  |
| - Зворотний   | T6  |
| д) трубопровід:   |     |
| - Пари (паропровід)   | T7  |
| - Конденсату (конденсатопровод)   | T8  |
| 4 Газопровід:   |     |
| а) загальна позначення  | ГО  |

|   |    |
|---|----|
| б) низького тиску до 5 кПа (0,05 кгс / см <sup>2</sup> )  | Г1 |
| в) середнього тиску більше 5 кПа до 0,3 МПа   | Г2 |
| г) високого тиску більше 0,3 до 0,6 МПа   | Г3 |
| д) високого тиску більше 0,6 до 1,2 МПа   | Г4 |
| е) газопровід продувальний  | Г5 |
| ж) трубопровід на розрідження   | Г6 |
| * У тому випадку, коли господарсько-питний або виробничий водопровід являється одночасно і протипожежним, йому привласнюють позначення господарсько-питного або виробничого водопроводу, а призначення роз'яснюють на кресленнях. |    |

## 4.2 Трубопроводи LPE і PVC

### 4.2.1 Характеристика системи KAN - therm

Система KAN - therm призначена для внутрішнього устаткування холодного і гарячого водопостачання, а також центрального опалювання.

До складу системи входять дві групи матеріалів, що мають різні функціональні призначення, завдяки чому вони взаємно доповнюються, дозволяючи оптимально конфігурувати устаткування як по функціональності, так і по економічності.

Першу групу матеріалів складають труби LPE і PE-Xc (VPE - c) (поліетилен зі зміненими молекулярними ґратами) що сполучаються за допомогою затискних латунних з'єднувачів з кільцем розрізаним або цілісним.

У систему KAN - therm входять труби LPE і PE-Xc (VPE - c) із стандартними діаметрами  $\varnothing 14$ ,  $\varnothing 18$  і  $\varnothing 25$  мм. (для спеціальних замовлень є можливість постачання труб і з'єднувачів з діаметрами 16, 17 і 20 мм.). У представленому типоряду розрізняються труби ряду PN6, призначені для центрального опалювання, і PN10 для устаткування водопостачання (різниця в товщині стінки труби).

Труби LPE і PE-Xc (VPE - c), враховуючи обмежений діапазон діаметрів, використовуються в локальних розводках устаткування по системі "Труба в трубі" (обмеження діапазону діаметрів пов'язане з економічними міркуваннями).

Іншу, додаткову групу матеріалів, складають труби PVC - U - вода холодна, PVC - C - (полівінілхлорид) - вода гаряча, що сполучаються за допомогою клею. Діапазон діаметрів PVC - U  $\varnothing 16$  -:-  $\varnothing 315$  мм., що становлять ряд PN16, - вода холодна і PVC - C  $\varnothing 16$  -  $\varnothing 110$  мм., що становлять ряди PN25 і PN20 - вода гаряча.

Система KAN - therm передбачає використання цих труб в якості стояків на горизонтальній розводці, де виникає необхідність застосування великих діаметрів.

Увагу заслуговує той факт, що система KAN - therm для труб PVC - C і PVC - U має в розпорядженні компенсуючі муфти з діапазоном діаметрів  $\varnothing 20$  -  $\varnothing 110$  мм. Ці труби, враховуючи їх високу опірність агресивним середовищам, можна використовувати також і в промисловому устаткуванні.

Необхідно підкреслити, що як труби LPE, PE-Xc (VPE - c), так і PVC - U, PVC - C складають дві незалежні взаємодоповнюючі комплектні системи і можуть бути використані спільно або в довільних конфігураціях, наприклад із сталлю або міддю. Конфігурація має бути продиктована аспектами функціональними і економічними, де кожна група матеріалів дає різні інсталяційні можливості.

## **4.2.2 Труби LPE і PE-Xc (VPE - c)**

### **4.2.2.1 Матеріал труб і сфера застосування**

Труби LPE і PE-Xc (VPE - c) виготовлені з високоякісного поліетилену DOWLEX 2343, що витримує високі температури за допомогою сучасних машин екструзій.

Труби PE-Xc (VPE - c) з поліетилену із зміненими молекулярними ґратами відповідають вимогам норм DIN 16892, DIN 16893 і DIN 4726. Труби поліетиленові LPE задовольняють вимогам DIN 4726.

Труби PE-Xc (VPE - c) і LPE мають атестацію COBRTI "Instal" N 88/95. придатність, що підтверджує їх, до застосування в системах холодного і гарячого водопостачання і центрального опалювання.

Труби РЕ-Хс (VPE - с) з антидифузійним захистом - тах параметри роботи 95<sup>0</sup>С, короточасні 110<sup>0</sup>С, 6бар, застосовуються зі з'єднувачами з цілісним кільцем і з розрізаним.

Труби РЕ-Хс (VPE - с) - тах параметри роботи 95<sup>0</sup>С, короточасні 110<sup>0</sup>С, 6 бар, застосовуються зі з'єднувачами з розрізаним кільцем.

Труби LPE з антидифузійним захистом - рекомендовані параметри роботи 70<sup>0</sup>С, короточасні 95<sup>0</sup>С, 6бар, застосовуються зі з'єднувачами з цілісним і розрізаним кільцем.

Труби LPE - рекомендовані параметри роботи 70<sup>0</sup>С, короточасні 95<sup>0</sup>С, 6бар, застосовуються із з'єднувачами з розрізаним кільцем.

#### 4.2.2.2 Транспортування і складування

Труби LPE і РЕ-Хс (VPE - с) поставляються в бухтах по 50, 120, 200 п.м. в упаковці. Можуть складувати при різних температурах, у тому числі і при низьких(нижче 0<sup>0</sup>С). Враховуючи сприйнятливність труб до дії сонячних ультрафіолетових променів, їх необхідно оберігати від безпосередньої дії променів сонця.

#### 4.2.2.3 Фізичні властивості труб

Таблиця 4.4 - Фізичні властивості

| № п/п | Властивості  | Одиниця виміру    | Величина             |
|-------|--|-------------------|----------------------|
| 1     | Коефіцієнт теплопровідності  | Вт/(м*К)          | 0.41                 |
| 2     | Коеф. лінійного розширення:<br>20 <sup>0</sup> С<br>100 <sup>0</sup> С | К- 1<br>К- 1      | 1.4*10-4<br>2.0*10-4 |
| 3     | Щільність матеріалу  | г/см <sup>3</sup> | 0.93                 |
| 4     | Шорсткість усередині труби   | мм                | 0.005                |
| 5     | Граничні температури застосування :<br>LPE<br>РЕ-Хс (VPE - с)          | °С                | - 40 +70<br>- 40 +95 |
| 6     | Модуль Е   | Н/мм <sup>2</sup> | 600                  |



#### 4.2.2.4 З'єднання труб LPE і PE-Xc (VPE - c)

Труби VPE - c і LPE з'єднуються за допомогою механічних латунних з'єднувачів типу затисків. Виділяються два типи цих з'єднувачів :

- 1) з'єднання притискне згвинчуване з пружинистим кільцем;
- 2) з'єднання затискне з натяжним кільцем.

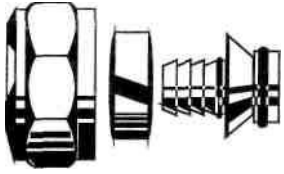
Характерною особливістю з'єднувачів першого типу є наявність у них на кінцях різьбових з'єднань для стикування з рядом всіляких фасонних виробів типу відведення, трійник і тому подібне. З боку труби - виступає затиск що виходить за допомогою пружинистого розрізаного кільця, а з боку фасонних виробів - є типове різьбове з'єднання що вимагає ущільнення тефлоновою стрічкою або клоччям з добавкою пасти.

З'єднувачі другого типу застосовуються для фасонних виробів типу трійник, відведення з нарізкою на кінці, на який насаджується труба, після чого за допомогою спеціального пристосування натягається ціле латунне кільце і виходить дуже міцне затискне з'єднання. В цьому випадку з'єднання додаткового ущільнення не вимагає.

*З'єднання притискне* згвинчується з пружинистим кільцем. Нижні малюнки представляють з'єднання згвинчувані з пружинистим кільцем і всілякі фасонні вироби сполучаються з ними. В якості ущільнення між з'єднувачем і фасонним виробом рекомендується використовувати клоччя з добавкою ущільнюючих паст. З'єднання цього типу можуть бути приховані в стінах. Не рекомендується приховувати цей тип з'єднувачів в товщі підлоги.

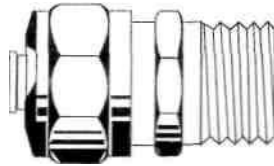


З'єднувачі конусні латунні (для з'єднання труб з розподільниками, агрегатними клапанами HERZ 2000 і TERMOLUX виробництва J.F.A.). Різьблення внутрішнє 3/4" для труб 14x2 18x2.

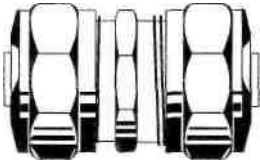


З'єднувачі латунні. Різьблення зовнішнє 1/2" або 3/4" для труб 3/4" / 25 x 3.5, 1/2"/18x2 (18x2,5), 1/2"/14x2

З'єднувачі латунні бухті max. 200м, то



для подовження труб (враховуючи, що в рідко застосовні).



Трійник латунний з внутрішнім різьбленням 1/2", 3/4"



Відведення латунне з внутрішнім різьбленням 1/2", 3/4"



Муфта редукційна латунна. 1 x 3/4" 3/4" x 1/2"



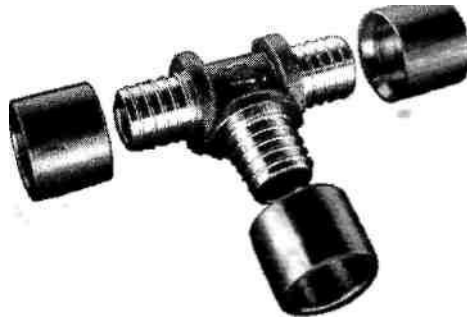
Перехідник латунний з різьбленням внутрішнім і зовнішнім. 1" x 3/4" 3/4" x 1/2"



Гніздо для крану латунне з внутрішнім різьбленням. 1/2"

### *З'єднання затискне з натяжним кільцем*

Умова роботи з'єднання, також як і спосіб виконання його, показані на малюнках нижче. З'єднання цього типу - самоущільнюючі, і можуть бути заховані між будівельних перегородок без обмеження.



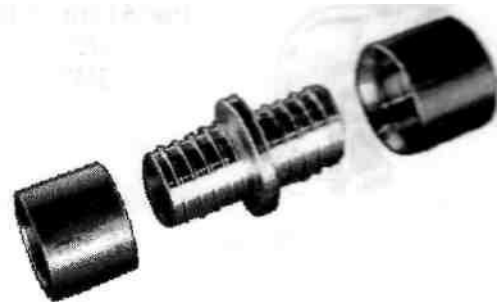
З'єднання затискне з  
зовнішнім різьбленням



Трійник затискний



Відведення затискний

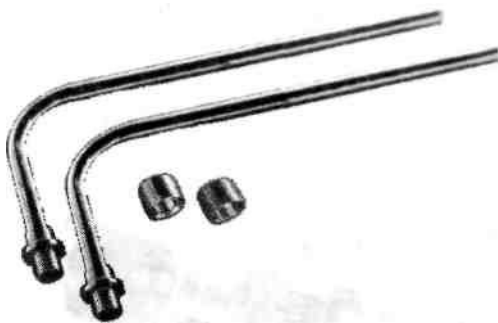


З'єднувач затискний двосторонній

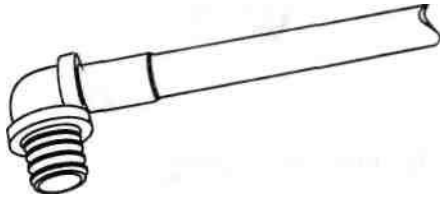


Трійник - підведення до опалювального приладу. З'єднувач використовується в системі двотрубного горизонтального центрального опалювання для підведення до опалювального приладу при укладанні труб під підлогою або за обшивку біля підлоги.

Може бути також використаний при розводці водопроводу для підведення до кранів і змішувачів.



Відведення - підведення до опалювального приладу. Використовується в системах горизонтальних однотрубних або т.з. променевих для підведення до опалювального приладу при проведенні труб під підлогою. Може бути також використаний при розводці гарячої і холодної води для підведення до кранів і змішувачів.



Відвід (короткий) - підведення до опалювального приладу.

#### 4.2.2.5 Прокладання труб LPE і PE-Xc (VPE - c)

Розрізняють два способи укладання труб LPE і PE-Xc (VPE - c) :

- укладання зовнішнє;
- укладання внутрішнє в товщі стін і підлоги.

При внутрішньому укладанні труб виділяються випадки укладання труб в шахтах і борознах, а також бетонування труб "назавжди", при якому використовується т.з. система труба в у трубі.

#### *Прокладення труб зовнішнє*

При зовнішньому укладанні труб необхідно кожного разу звертати увагу на їх розміщення за запобіжним екраном (стояки), або за запобіжними щитами, наприклад, поряд з підлогою. Ця необхідність виходить з факту великої схильності труб механічним ушкодженням, а також культури експлуатації.

Характерною особливістю труб LPE і PE-Xc (VPE - c) є їх велике теплове подовження, у зв'язку з чим, при зовнішньому укладанні необхідно передбачати компенсацію теплового подовження, при цьому, як правило, застосовуються натуральні вигини і дуги, залежні від геометрії будівлі.

Теплове подовження можна виразити у вигляді:

$$\Delta L = \alpha * L * \Delta t$$

де  $\alpha$  - коефіцієнт лінійного розширення [к-1]

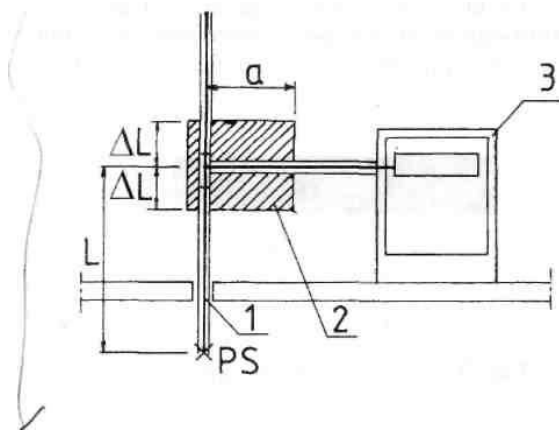
L - початкова довжина трубопроводу до розширення

$\Delta t$  - різниця температури при функціонуванні і при монтажі трубопроводу .

### Прокладення труб в товщі стін і підлоги

Прокладення труб в перегородках можна розділити на прокладення труб в борознах шахтах, а також прокладення безпосередньо по т.з. системі "Труба в трубі".

Спосіб прокладення труб в шахтах і борознах не відрізняється значно від зовнішнього прокладення труб. Обов'язковою є наявність компенсаторів. Слід звернути увагу лише на те, щоб в борознах навколо труб було місце для їх теплового подовження. Потім борозни закриваються сіткою і штукатуряться. У разі обштукатурювання борозен труби потрібно обмотувати гофрованим папером, або розміщувати їх в захисній рифленій трубі т.з. *peszlu* так, щоб забезпечити її рухливість при розширенні, в той час усю ділянку пружинистого плеча додатково обвити м'яким матеріалом на довжину "а" так, щоб забезпечити поперечне відхилення до осі пружинистого плеча "а". Ширина м'якого матеріалу (штучна шерсть і так далі) має бути не менше подовження для цього відрізка. Цей спосіб прокладення труб є характерним для установки стояків центрального опалювання.



1 - стояк в захисній трубі "peszel"

2 - м'який матеріал завтовшки min AL

3 - шафа внутрішня з розподільником

Система "Труба в трубі" заснована на прокладенні труб в трубах більшого діаметру в т.з. "peszlu". Використовується цей спосіб для усіх видів з'єднань від розподільника до приймачів тобто опалювальних приладів, пунктів споживання води. при цьому трубопроводи можуть бути в стінах, під підлогою. Розміщення трубопроводу в трубі "peszel" забезпечує теплову компенсацію, належним чином розміщує труби, а також виконує роль теплоізоляції. Додатковою

перевагою цього способу прокладення труб є можливість їх заміни без псування підлог або стін.

При прокладенні трубопроводів центрального опалювання при температурі  $90^{\circ}\text{C}$  до опалювальних приладів під підлогою вимагається застосовувати систему "Труба в трубі", або потрібно ізолювати трубопровід з метою запобігання надмірних витрат тепла і значного локального підвищення температури підлоги. Теплоізоляція у вигляді поліуретанової плівки, або гофрованого поліетилену дозволяє також одночасно переміщатися трубі при термонавантаженнях. При прокладанні труб до обігрівачів під підлогою слід уникати укладання труб прямими лініями, краще укласти їх дугою. Ефективність цього способу укладання труб особливо значна при довгих відрізках труб.

У стінах трубопроводи можуть бути заштукатурені "на постійно" (без захисного кожуха і ізоляції). Проте при подачі гарячої води для теплоізоляції кращим способом прокладення труб є використання систем : в трубі".

У разі бетонування "на постійно" мінімальна товщина розчину від поверхні стіни до поверхні труб повинна складати 3 см.

#### 4.2.2.6 Втрати тепла трубами поліетиленовими Cronatherm

У нижче приведеній таблиці представлені втрати тепла неізольованих поліетиленових труб Cronatherm для деяких середніх різниць температур води і довкілля  $\Delta t$ .

Таблиця 4.5 - Втрати тепла неізольованих поліетиленових труб Cronatherm

| $\Delta t$ З | Трубопровід вертикальний                                 |                             |                             | Трубопровід горизонтальний |        |        |
|--------------|--|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------|--------|
|              | q [Вт/м]   |                             |                             | q [Вт/м]                   |        |        |
|              | $\varnothing 18 \times 2$<br>$\varnothing 18 \times 2.5$ | $\varnothing 25 \times 3.5$ | $\varnothing 32 \times 4.4$ | 18x2                       | 25x3.5 | 32x4.4 |
| 25           | 11   | 15                          | 19                          | 14                         | 18     | 23     |
| 30           | 14   | 18                          | 24                          | 17                         | 22     | 28     |
| 35           | 17   | 22                          | 28                          | 20                         | 26     | 33     |

|    |    |    |    |    |    |    |
|----|----|----|----|----|----|----|
| 40 | 20 | 26 | 33 | 24 | 31 | 39 |
| 45 | 23 | 31 | 38 | 28 | 36 | 44 |
| 50 | 26 | 35 | 43 | 32 | 41 | 50 |
| 55 | 29 | 39 | 48 | 37 | 46 | 55 |
| 60 | 33 | 44 | 55 | 41 | 52 | 62 |
| 65 | 37 | 49 | 62 | 45 | 58 | 69 |
| 70 | 41 | 55 | 68 | 49 | 63 | 76 |
| 75 | 45 | 60 | 75 | 53 | 70 | 83 |
| 80 | 49 | 65 | 82 | 57 | 75 | 90 |

Втрати тепла ізолюваних трубопроводів слід визначати по формулі:

$$Q = q * L * (1 - n), [BT]$$

де  $q$  - потік тепла для неізолюваних труб [Вт/м]

$L$  - довжина трубопроводу [м]

$n$  - справність ізоляції

Справність ізоляції слід приймати відповідно:

- для труб, проведених і укритих за обшивкою у підлоги  $n = 0.5$
- для труб, проведених по поверхні стін в захисній трубі "peszel"  $n = 0.5$
- для стояків закріплених і закодованих згідно вимог  
PN - 85/B - 02421  $n = 0.9$
- для труб укладених в товщі підлоги і закритих ізоляцією з поліетиленової  
плівки, або з поліуретановою товщиною min.13 мм.  $n = 0.95$

#### 4.2.2.7 Випробування устаткування з труб LPE і PE-Xc

Після проведення монтажних робіт, слід провести випробування системи на герметичність при тиску, що перевищує робоче в 1,5 разу, проте не більше, ніж максимально допустимий тиск для окремих елементів системи.

Теплова деформація труб і деформація викликана тиском, під час випробування на герметичність, може проявлятися у вигляді стрибків тиску. Випробування необхідно проводити як попередні, так і основні. Під час попередніх випробувань необхідно впродовж 30 хвилин створити двократний

тиск з інтервалом в 10 хвилин. По досягненню тиску до необхідної величини, в межах наступних 30 хвилин, тиск не повинен знизитися більше, ніж на 0,6 бар.

Основні випробування тривають 2 години відразу ж за попередніми. В цей час подальше зниження тиску (від тиску досягнутого в попередніх випробуваннях) не має бути більше, ніж на 0,2 бар.

Під час випробувань на герметичність необхідно візуально контролювати герметичність з'єднань.

У разі розміщення труб в перегородках (стінах, підлогах), під час їх закриття (залівка бетону), труби повинні знаходитися під тиском мінімум 3 бар (рекомендується 6 бар). Ця вимога продиктована можливістю механічного ушкодження труб під час виконання будівельних робіт (залівка підлог і тому подібне), а також легкого виявлення і швидкого усунення ушкодження.

У разі зовнішньої розводки труб слід при запуску устаткування перевірити збереження пунктів нерухомих і ковзаючих опор і труб.

#### **4.2.2.8 Швидкість води в трубопроводах холодної і гарячої води центрального водопостачання**

Труби LPE і PE-Xc (VPE - c) характеризуються здатністю гасити як звук так і гідравлічні удари.

Можна, отже, швидкості протікання приймати дещо більше:

- |                            |                  |
|----------------------------|------------------|
| - підведення до приладів   | 1.0 - 3.0 м/сек. |
| - стояки                   | 1.0 - 2.5 м/сек. |
| - трубопровід розподільний | 1.0 - 2.0 м/сек. |

#### **4.2.2.9 Розводка центрального опалювання з труб LPE і PE-Xc (VPE- c) продукції Cronatherm**

У разі застосування синтетичних труб у внутрішньому устаткуванні, необхідно звернути увагу, щоб джерело тепла мало систему гарантованого відключення при зростанні температури вище допустимою для труб (LPE і PE-Xc (VPE - c) 95<sup>0</sup>C).



Підключення котлів до устаткування з синтетичних матеріалів необхідно виконувати у такий спосіб, щоб виключити безпосередній нагрів трубопроводів від устаткування, цього можна досягти вставивши в синтетичне устаткування мідний випромінювач тепла у вигляді відрізків металевих труб завдовжки не менше, чим 0,5м для розрахованої температури до 60<sup>0</sup>С, і не менше 1,5 м для розрахованої температури до 90<sup>0</sup>С.

Нижче приведена оцінна методика визначення втрат тепла приміщень. Вона дає можливість проаналізувати міру доутеплення будівлі, а також полегшити можливе рішення інвестора про його доутеплення. Слід пам'ятати, що необхідна кількість тепла має вирішальне значення на вкладення грошей в устаткування системи (продуктивність опалювальних приладів і котла), а також на наступне вкладення грошей на експлуатацію (оплату палива).

Будівлі можна розділити на три групи: добре, середньо і слабо утеплені. У представленій нижче таблиці приведені коефіцієнти теплопередачі і опору теплопередачі основних конструкцій, що захищають, для наведених вище трьох груп будівель.

Таблиця 4.6 - Коефіцієнти теплопередачі і опору теплопередачі

| Тип тих, що захищають конструкцій                         | Будови добре утеплені      |                            | Будови середньо утеплені   |                            | Будови слабо утеплені      |                            |
|---|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
|   | К<br>[Вт/м <sup>2</sup> К] | R<br>[м <sup>2</sup> К/Вт] | К<br>[Вт/м <sup>2</sup> К] | R<br>[м <sup>2</sup> К/Вт] | К<br>[Вт/м <sup>2</sup> К] | R<br>[м <sup>2</sup> К/Вт] |
| Стіни зовнішні охолоджувані                               | ≤ 0.55                     | ≥ 1.81                     | 0.55÷<br>0.75              | 1.33÷<br>1.81              | > 0.75                     | < 1.33                     |
| Стіни не внутрішні охолоджувані                           | ≤ 3.0                      | ≥ 0.33                     | ≤ 3.0                      | ≥ 0.33                     | ≤ 3.0                      | < 0.33                     |
| Перекриття над підвалом, що не обігрівається              | ≤ 0.6                      | ≥ 1.66                     | 0.6÷1.0                    | 1.0÷1.66                   | > 1.0                      | < 1.0                      |
| Перекриття під горищем, що не обігрівається, або покрівлю | ≤ 0.3                      | ≥ 3.33                     | 0.3÷0.4                    | 2.5÷3.33                   | > 0.4                      | < 2.5                      |

Для окремих груп будівель приведені оцінні втрати тепла, співвіднесені з кубатурою приміщень.

Таблиця 4.7 - Втрати тепла

| Будова                   | g [Вт/м <sup>3</sup> ] |
|--------------------------|------------------------|
| Будови добре утеплені    | 20 ÷ 25                |
| Будови середньо утеплені | 25 ÷ 30                |
| Будови слабо утеплені    | 30 ÷ 35                |

Наведені вище значення, для цих груп будівель слід приймати у разі наявності приміщень, що мають більше двох холодних перегородок (зовнішні стіни, перекриття над підвалами, що не обігріваються, перекриття дахів), або у разі великої поверхні скління.

Оцінні втрати тепла приміщень можна приймати в залежності:

$$Q = V \times g [BT]$$

де V - кубатура приміщення [м<sup>3</sup>];

g - орієнтовні витрати тепла [Вт/м<sup>3</sup>].

#### 4.2.2.10 Гідравлічні виміри устаткування центрального опалювання

Втрати тиску в трубопроводах LPE і PE-Xc (VPE - c) слід визначати по залежності:

$$\Delta p = L \times R + \sum \zeta \times z [\text{Па}]$$

де R - одиничні втрати тиску [Па/м];

L - довжина трубопроводу [м];

$\sum \zeta$  - сума коефіцієнтів місцевих опорів [Па];

z - втрати тиску для  $\sum \zeta = 1$  при цій швидкості води в трубопроводах [Па].

#### 4.2.2.11 Гідравлічні режими

Для здійснення підбурювання повітря в системі горизонтального трубопроводу, прокладеного в товщі підлоги або за захисним екраном над підлогою, слід приймати швидкість води не нижче, ніж 0.15 м/сек.

У разі використання опалювальних приладів малої потужності до 400 Вт і при падінні температури води на опалювальному приладі  $\Delta t = 20$  С, дотримання вищезгаданого режиму є неможливим навіть при використанні труби  $\varnothing 14 \times 2$ . Такі опалювальні прилади слід проектувати і підбирати на розраховане падіння температури  $\Delta t = 10$  С, що пов'язано із збільшення потоку води, що проходить через опалювальний прилад, а також зменшенням необхідної його поверхні.

Верхньою межею швидкості у водопроводах, розташованих в товщі підлоги або за захисним екраном над підлогою, слід приймати швидкість, що відповідає економічним опорам течії ( $Re_{kon} = 150 \div 250$  Па/м), :

$$\varnothing 14 \times 2 \quad v = 0.3 \div 0.4 \text{ м/сек.}$$

$$\varnothing 18 \times 2 \quad v = 0.4 \div 0.5 \text{ м/сек.}$$

$$\varnothing 25 \times 3.5 \quad v = 0.5 \div 0.6 \text{ м/сек.}$$

$$\varnothing 32 \times 4.4 \quad v = 0.55 \div 0.75 \text{ м/сек.}$$

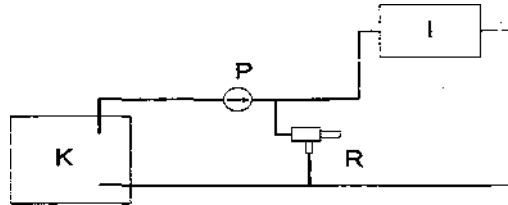
У стояках не рекомендується перевищувати швидкість 1.2 м/сек. Гідравлічний опір окремого обігрівуючого контура, петлі однотрубною або двотрубною спіралі підпільного опалювання не повинно перевищувати 20 кПа.

У разі прокладення трубопроводів під підлогою, опалювальні прилади повинні мати індивідуальні повітровипускні клапани ручні або автоматичні.

У разі укладання трубопроводів із застосуванням розподільників, опалювальні прилади також мають бути оснащені повітровипускними клапанами ручними або автоматичними.

Рекомендується використання замкнутих систем центрального опалювання з діафрагмовими розширювальними баками з метою герметизації системи.

У разі застосування термостатичних вентилів на опалювальних приладах, слід стабілізувати розподіл тиску в системі. Одним із способів стабілізації розподілу тиску в системі є використання надмірно-відвідного регулятора різниці тисків, змонтованого на обводі насоса.



I - устаткування

K- котел тиску

### 4.2.3 Труби PVC - C і PVC - U системи KAN - therm

#### 4.2.3.1 Матеріал труб і сфера застосування

Труби ПВХ виготовляються на основі полівінілхлориду. ПВХ - основна сировина, що відноситься до групи термопластів.

Склад: C, H, Cl.

Для поліпшення його складу в його сировинну суміш додають спеціальні стабілізатори, наповнювачів і пластифікатори. Для напірного водопостачання використовують труби з не пластифікованого ПВХ (НПВХ).

Властивість труб ПВХ :

- 1) Невелика вага
- 2) Не вимагають специфічних пристроїв для кріплення
- 3) Відносно невелика вартість
- 4) Не схильні до корозії
- 5) Хороша пружність і добре переносять гідроудари
- 6) Досить низька теплопровідність
- 7) Не токсичні, відносяться до важко палаючих матеріалів ( $t_{\text{воспл}}=500^{\circ}\text{C}$ )

ПВХ труби застосовуються для будівництва зовнішніх водопроводів, що транспортують воду для господарського і питного водопостачання.

Стандартні типорозміри:

|                     |     |    |     |     |      |     |
|---------------------|-----|----|-----|-----|------|-----|
| Номінальний діаметр | мм  | 90 | 110 | 160 | 225  | 315 |
| Робочий тиск        | бар | 6  | 8   | 10  | 12,5 | 16  |

Колір труб найчастіше сірий. Труби випускаються у відрізках 1000мм, 2000мм, 3000мм і 6000мм. На одному з кінців труб є сформований розтруб з гумовим кільцем ущільнювача, який дозволяє герметично монтувати трубопроводи в розтруб без додаткового зварювального устаткування, або сполучних муфт.

ПВХ труби для водопостачання налічують більш ніж 60-річний досвід застосування, тому по праву можуть вважатися старою технологією у виробництві полімерних труб.

Труби ПВХ мають відмінні економічні показники, безпосередньо пов'язані з низькою собівартістю експлуатації, низькими витратами на установку і довгим терміном служби, а також можливістю утилізації трубопроводу, що відпрацював.

Для ПВХ труб робочим середовищем є неагресивна рідина. Також існують ПВХ труби для агресивних рідин, вони виготовляються під замовлення.

Труби PVC - C і PVC - U виготовляються в наступних типорядках:

PVC - U - PN 10, PN 16 PVC - 3 - PN 25, PN 20

Кожен типоряд відрізняється товщиною стінки труби. PN означає номінальний тиск в барах при температурі води 20<sup>0</sup>С, при якому термін експлуатації складає 50 років. Матеріал PVC - U призначений для устаткування холодної води з параметрами 20<sup>0</sup>С і тиском 1 МПа.

Матеріал PVC - C призначений для устаткування гарячої води і центрального опалювання з параметрами 95<sup>0</sup>С і тиском 0.6 МПа.

Враховуючи велику опірність агресивним середовищам, труби PVC - C можуть бути також використані в промисловості.

#### 4.2.3.2 Транспортування і складування

Під час транспортування і складування труби мають бути укладені горизонтально на рівній поверхні. Під час складування рекомендується оберігати труби від забруднення, а також від тих субстанцій, що несуть шкоду PVC -C, таких як масла, розчинники і від безпосередньої дії ультрафіолетових променів.

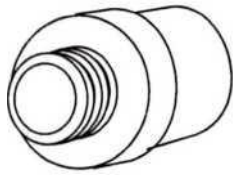
#### 4.2.3.3 Фізичні властивості труб

Таблиця 4.8 - Фізичні властивості труб PVC - C і PVC - U

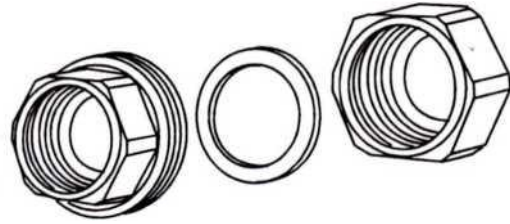
| Параметри   | Рекомендована температура | Відрізок труби |
|---|---------------------------|----------------|
| Щільність [ г/см <sup>3</sup> ]                       |                           | 1,524          |
| Модуль пружності E [ МПа ]                            | -                         | 3,7            |
| Межа пластичності [МПа]                               | 23                        | 62,6           |
|   | 60                        | 37,6           |
|   | 100                       | 21,3           |
| Напруга руйнування [МПа ]                             | 23                        | 47,8           |
|   | 60                        | 35,4           |
|   | 100                       | 22,1           |
| Мін.подовження при якому починається руйнування [ % ] | 23                        | 67,3           |
|   | 60                        | 100,5          |
|   | 100                       | 216            |
| Температура розм'якшення VSP/ 050 [ 3]                |                           | > ПО           |
| Вологоємність [ кг/м <sup>3</sup> ]                   | -                         | 0,0163         |
| Вологоємність [ кг /м <sup>2</sup> ]                  | -                         | 4.88 x 10-5    |
| Подовження термічне [ 1/К]                            | -                         | 7.0 x 10-5     |
| Питома теплоємність [Дж/кгхК]                         | 23                        | 920            |
| Коефіцієнт провідності тепла [Ват/м х К]              | 23                        | 0,174          |
| Витривалість на вигин [ МПа ]                         | 23                        | 93,6           |

#### 4.2.3.4 З'єднання розбірне

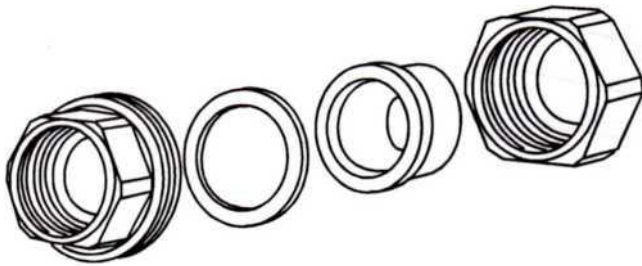
До цього типу відносяться:



**А.** Ніпель для вклеювання з різьбами з синтетичних матеріалів.

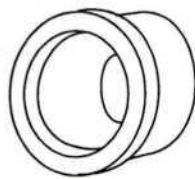
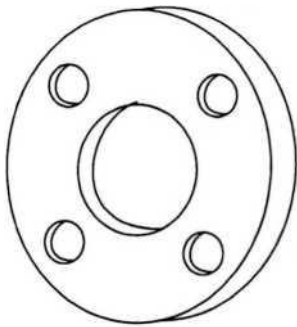


**Б.** З'єднувач латунний затискний з герметизуючим кільцем з різьбленням зовнішнім і внутрішнім.



**В.** З'єднувачі латунні з різьбленням зовнішнім або внутрішнім, пристосованим для вклеювання.

**Г.** Втулка фланцева разом з фланцем.



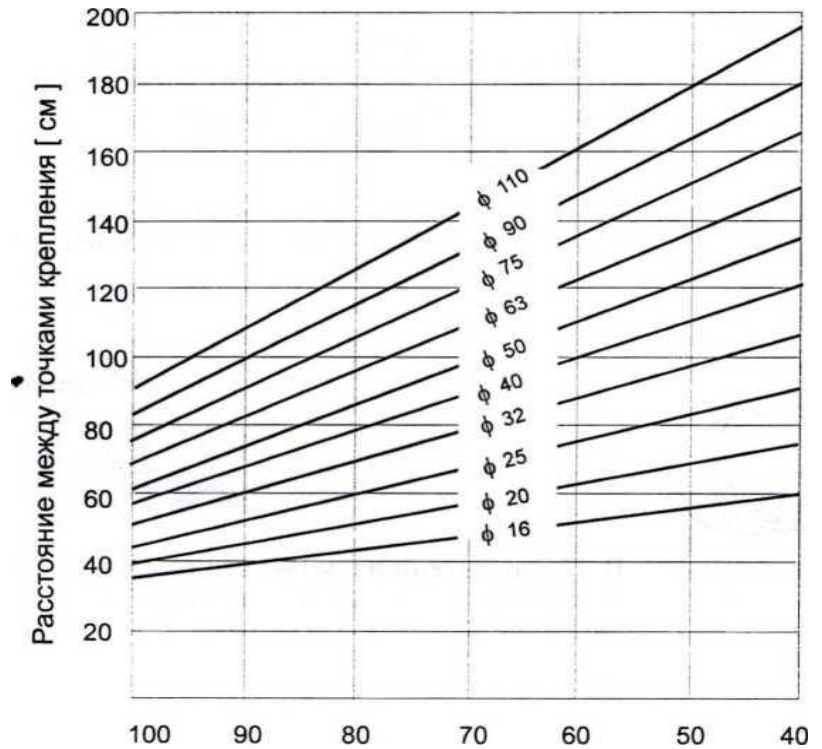
Для герметизації різьбових з'єднань (синтетичних або латунних) рекомендується використовувати клоччя. З'єднання цього типу мають бути змонтовані в доступних місцях (клесні з'єднання можуть бути заховані в товщі

стін і підлоги).

Згвинчувані з'єднання необхідно оберігати від напруги на різьбах за допомогою застосування нерухомих опор або ковзаючих подвійних опор. У разі великого навантаження арматури необхідно передбачати додаткові опори.

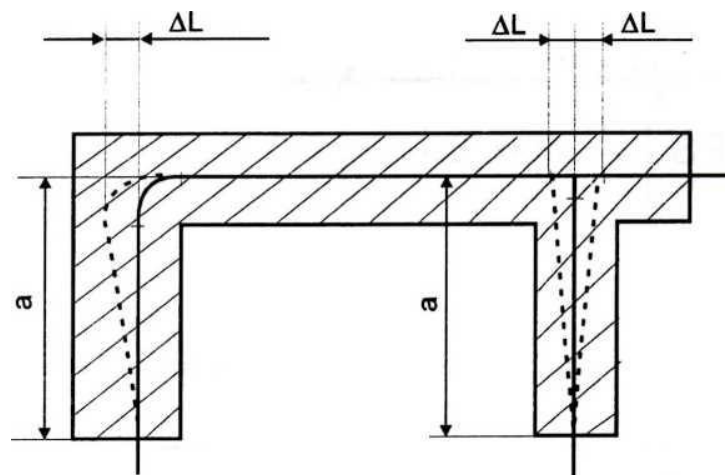
### 4.2.3.5 Прокладання труб

При зовнішньому прокладанні труб необхідно передбачити умови компенсації теплових подовжень. Згідно технічної документації, необхідно розмістити нерухомі і ковзаючі опори. Система KAN - therm для PVC -C надає готові нерухомі опори у вигляді муфт з хомутами.



#### Прокладання труб в простінках

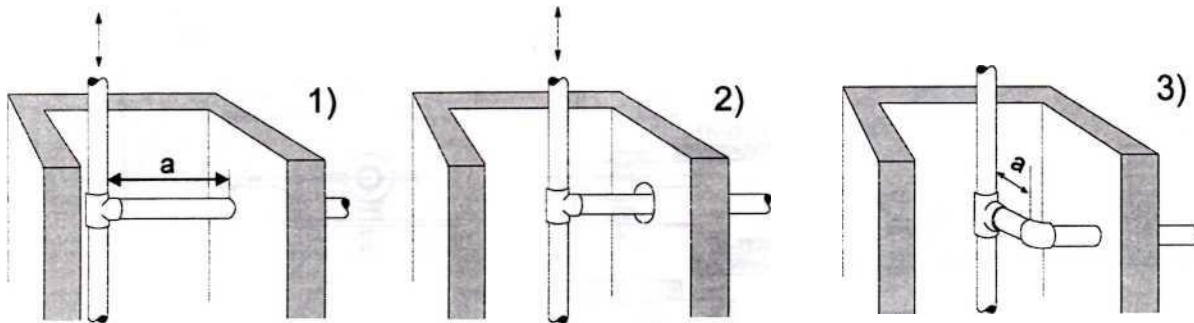
Труби мають бути прокладені в простінках з урахуванням теплових розширень, що досягається застосуванням ізоляційних спінених матеріалів, мінеральної вати або обмотуванням гофрованим папером. Товщина ізоляції по довжині пружинистого плеча "а" (дивися умови компенсації) має бути щонайменше рівною подовженню  $\Delta L$ , на яке це плече переміщається. Ілюструється це нижнім малюнком.





### Прокладення труб в шахтах

У разі проведення стояків в шахтах відгалуження не повинні обмежувати рухи стояків. Умова ця може бути виконана при проведенні стояка в шахті (1) при відповідно підібраних для відгалужень захисних трубах (2) або за допомогою компенсаційних вигинів (3) відповідно до нижнього малюнка.



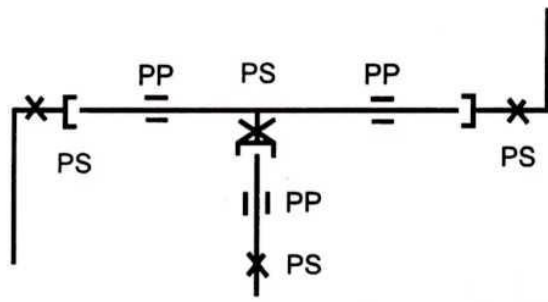
#### 4.2.3.6 Умова застосування компенсаційних муфт

При дотриманні рекомендованої довжини входження труби в муфту, компенсатор здатний забезпечити компенсацію подовження труби завдовжки до 6м при зростанні температури до  $80^{\circ}\text{C}$ , і її не випадання з муфти при стискуванні, що виникає у зв'язку з пониженням температури до  $15^{\circ}\text{C}$  (при температурі монтажу  $20^{\circ}\text{C}$ ).

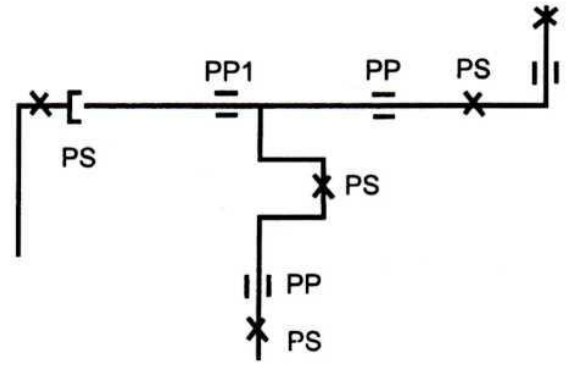
Компенсатор конструктивно є нерухомою точкою опори для відрізка трубопроводу приклеєного до муфти компенсатора.

Муфтовий компенсатор необхідно завжди розміщувати між двома нерухомими точками опори (одним з яких є сам компенсатор).

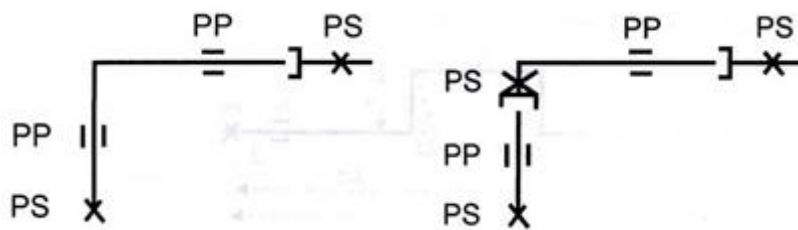
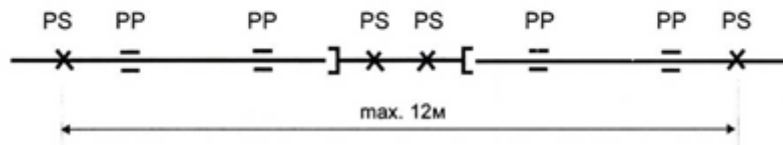
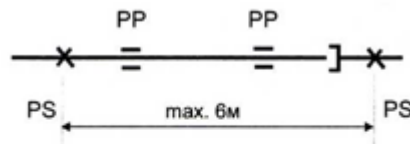
Муфтовий компенсатор не переносить ніяких поперечних до своєї осі навантажень. Усі відгалуження на відрізку, компенсовані муфтовим компенсатором, повинні мати гарантовану компенсацію, що не викликає деформацію цього відрізка.



Правильно



не правильно



не правильно

правильно

#### 4.2.3.7 Максимальна швидкість потоку

Таблиця 4.9 - Максимальна швидкість потоку

| Елементи системи  | Максимальні швидкості,<br>розраховані для граничного часу<br>стійкості |                     |
|---|--|---------------------|
|   | < 15 хв.<br>(м/сек)  | > 15 хв.<br>(м/сек) |
| Введення  | 2  | 2                   |
| Трубопроводирозвідні:<br>елементи труб з розгалуженнями,<br>арматура прохідна | 5  | 2                   |
| Елементи з арматурою прохідної з<br>великою величиною коефіцієнта             | 2,5  | 2                   |

#### УВАГА:

- Шум в устаткуванні з PVC - C, PVC - U припиняється при зменшенні швидкості потоку рідини до 5 м/сек.
- Фасонні вироби можна віднести до арматури з коефіцієнтом опору  $\xi < 2.5$  і тому вони не впливають на появу шуму.
- Для арматури з коефіцієнтом опору  $\xi > 2.5$  приймається гранична швидкість потоку 2.5 м/сек.

#### 4.2.3.8 Втрати тиску для місцевих опорів

Величина втрат тиску для місцевих опорів визначається по залежності:

$$Z = \xi \times \frac{w^2 \times \delta}{19.62 \times 10.2} \quad [ \text{Па} ]$$

де  $\xi$  - коефіцієнт місцевого опору;

$w$  - розрахована швидкість потоку (м/сек);

$\delta$  - щільність води (кг/м<sup>3</sup>).

Повна втрата тиску в трубопроводі визначається як сума лінійних втрат

тиску і місцевих опорів.

$$\Delta p = \Sigma (l \times R + Z) [ \text{Па} ]$$

де  $l$  - довжина трубопроводу [ м];

$R$  - питома втрата тиску [ Па/м ].

### 4.3 Класифікація будівельних об'єктів

Будівельними об'єктами є будівлі і споруди, інженерні мережі, транспортні комунікації, а також будівлі і споруди, що є предметом будівництва як в процесі зведення, так і після їх завершення.

Відповідно до СНіП I - 2 під терміном будови (будівлі) розумітимемо будівельну систему, що складається з конструкцій, що несуть і захищають або поєднаних (що несуть і захищають), утворюють наземний замкнутий об'єм, призначений для проживання або перебування людей залежно від функціонального призначення і для виконання різних виробничих процесів.

Під терміном споруди - об'ємну, площинну або лінійну наземну, надземну або підземну будівельну систему, що складається з тих, що несуть, а в окремих випадках і конструкцій, що захищають, і призначену для виконання виробничих процесів різного роду, збереження матеріалів, виробів, устаткування для тимчасового перебування людей і їх переміщення або переміщення вантажів і т.п.

Будівельні об'єкти класифікуються за такими ознаками:

1) *функціональне призначення:*

а) Будови (будівлі) :

- промислові, виробничі, енергетичні, допоміжні;
- цивільні (житлові, громадські, адміністративні, учбово-виховні, лікувально-профілактичні, будови транспорту і зв'язку, видовищні, спортивні, торговельні, комунальні);
- сільськогосподарські (тваринницькі, птахівницькі, складські і інші).

б) Споруди:

- резервуарні;

- силоси і бункери;
- опори ЛЕП;
- димарі;
- трубопровідні і інші.

## 2) *Конструктивні характеристики:*

### а) Підземна частина будівлі або споруди :

- підстави природні;
- підстави штучні (грунти ущільнені, зцементовані, силікатовані, палі, опускні колодязі і тому подібне);
- фундаменти окремі стовпчасті, стрічкові, суцільні і так далі).

### б) Надземна частина:

- каркасна і безкаркасна;
- каркас із залізобетону або металевий, збірний або монолітний;
- стіни монолітні, з мілкокоштованого матеріалу, залізобетону і тому подібне;
- перекриття і покриття збірні, монолітні, комбіновані, плоскі, просторові;

## 3) *Будівельно-технологічні ознаки:*

### а) Однорідні об'єкти - це об'єкти, що зводяться з однакових уніфікованих конструкцій з їх рівномірним розподілом. Однорідні об'єкти можуть бути однаковими і неоднаковими.

- Однакові однорідні об'єкти складаються з однакових по розмірах і об'ємах типових секцій (житлові, повнозбірні, громадські, одноповерхові і багатопверхові промислові будівлі, наприклад, легкої приладобудівної промисловості, лінійні (подовжені) споруди - дороги, трубопроводи і т.п.
- Неоднакові однорідні об'єкти - одноповерхові промислові будівлі середнього і важкого машинобудування, автомобільні заводи і т.п.

### б) Неоднорідні об'єкти - відрізняються відсутністю типових багаторазово повторюваних секцій, наявністю комбінованих каркасів з монолітними залізобетонними і металевими конструкціями і так далі

## 4) *Розташування в просторі:*

- зосереджені об'єкти, розташовані на обмеженій території (одно- і багатоповерхові будівлі, резервуари, вежі, щогли і тому подібне);
- територіально-розподілені об'єкти, розташовані на значній відстані один від одного будівлі і споруди, але функціонально пов'язані між собою (житлові і господарські будівлі в сільській місцевості, опори ЛЕП і тому подібне).

Відповідно до приведеної класифікації будівельних об'єктів під час технологічного проектування розробляються типові технологічні карти, що прив'язуються потім за 2 місяці до початку будівництва до конкретних умов будівельного майданчика.

#### **4.3.1 Категорія складності об'єкту будівництва**

Згідно ДСТУ ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 «Визначення класу наслідків (відповідальності) і категорії складності об'єктів будівництва», ДБН В. 1.2-14-2009 «Загальних принципів забезпечення надійності і конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій і підстав» і ДБН А.2.2-3:2012 «Склад і зміст проектної документації на будівництво», який поширюються на:

- будівельні об'єкти (будівлі і споруди) різного призначення;
- складові частини об'єктів, їх основи і конструкції з різних матеріалів.

Класи наслідків (відповідальності) будівель і споруд визначаються рівнем можливих матеріальних збитків і (чи) соціальних втрат, пов'язаних з припиненням експлуатації або з втратою цілісності об'єкту.

Можливі соціальні втрати від відмови повинні оцінюватися залежно від таких чинників ризику, як:

- небезпека для здоров'я і життя людей;
- різке погіршення екологічної обстановки в прилеглий до об'єкту місцевості (наприклад, при руйнуванні сховищ токсичних рідин або газів, відмові очисних споруд каналізації і тому подібне);
- втрата пам'ятників історії і культури або інших духовних цінностей суспільства;

- припинення функціонування систем і мереж зв'язку, енергопостачання, транспорту або інших елементів життєзабезпечення населення або безпеки суспільства;

- неможливість організувати надання допомоги потерпілим при аваріях і стихійних лихах;

- загроза обороноздатності країни.

Категорія складності об'єкту будівництва визначається на підставі класу наслідків (відповідальності) відповідно до таблиці. Можливі економічні збитки повинні оцінюватися витратами, пов'язаними як з необхідністю відновлення об'єкту, який відмовив, так і непрямий збиток (збитки від зупинки виробництва, упущена вигода і так далі).

Категорія складності об'єкту будівництва визначається незалежно по кожній з приведених в колонках таблиці характеристикою можливих наслідків відмови від об'єкту.

Об'єкту будівництва привласнюють вищу категорію складності з певних категорій з урахуванням наведених нижче положень:

1) для об'єкта будівництва, до складу якого входить декілька окремих будинків, будівель або споруд (комплекс), категорія складності визначається окремо для кожного будинку, будівлі, споруди. У разі, якщо до складу комплексу входять будівлі та споруди IV-V категорій складності, на експертизу проектна документація надається в повному складі на весь комплекс споруд;

2) об'єкт підвищеної небезпеки, ідентифікований відповідно до законодавства, відносять до V категорії складності;

3) до об'єктів культурної спадщини національного або місцевого значення відносяться будівлі або споруди, які занесені до відповідного Державного реєстру нерухомих пам'яток України.

Таблиця 4.4 - Характеристики можливих наслідків відмови будівлі або споруди

|   |                                   | Характеристики можливих наслідків відмови будівлі або споруди  |  |   |                                  |                                      |   |
|---|-----------------------------------|--|--|---|----------------------------------|--------------------------------------|---|
|   |                                   | Можлива небезпека  |  |   |                                  |                                      |   |
| Категорії складності об'єктів будівництва | Клас наслідків будівель чи споруд | для здоров'я і життя людей які постійно знаходяться на об'єкті | для здоров'я і життя людей які періодично знаходяться на об'єкті | для життєдіяльності людей які знаходяться зовні | Об'єм можливих економічних втрат | Втрата об'єктів культурного спадщини | Припинення функціонування об'єктів комунікацій транспорту, зв'язку енергетики, інших інженерних мереж |
|   |                                   | Кількість людина   | Кількість людина   | Кількість людина                                | Мінімальних зарплат              | Категорії об'єктів                   | Рівень  |
| V   | СС- 3                             | понад 400  | понад 1000   | понад 50000                                     | понад 150000                     | Національного значення               | Загальнодержавний   |
| IV  | СС- 2                             | 300-400  | 500-1000   | 10000-50000                                     | 15000-150000                     | Місцевого значення                   | Регіональний  |
| III                                       |                                   | 50-300   | 100-500  | 100-10000                                       | 2000-15000                       | -                                    | Місцевий  |
| II  | СС- 1                             | 0-50   | 50-100   | до 100  | до 2000                          | -                                    | -   |
| I   |                                   | 0  | до 50  | до 100  | до 2000                          | -                                    | -   |



*Примітка 1.* Будівлі або споруди привласнюється найвищий клас наслідків (відповідальності) по одній з усіх характеристик можливого збитку від відмови.

*Примітка 2.* Вважається, що на об'єкті постійно є люди, якщо він заповнений не менше чим вісім годин на добу і не менше 150 днів на рік. Людьми, які періодично відвідують об'єкт, вважаються ті, які заповнюють його не більше трьох годин на добу. Можливою небезпекою для життєдіяльності людей є вірогідне порушення нормальних умов життєдіяльності більш ніж на три доби.

*Примітка 3.* Об'єм можливого економічного збитку визначається відповідно до методики.

*Примітка 4.* Мінімальний розмір заробітної плати щорічно встановлюється Законом України.

*Примітка 5.* Категорії об'єктів культурної спадщини встановлюються відповідно до чинного законодавства.

*Примітка 6.* Рівень значення комунікацій і інших інженерних мереж встановлюється відповідно до чинного законодавства.

Незалежно від класифікації за ознаками слід встановлювати клас наслідків (відповідальності) не менше:

- СС3 - для об'єктів (будівель і споруд) підвищеної небезпеки, визначених відповідно до законодавства;
- СС2 - для висотних житлових і громадських будівель заввишки від 73,5м до 100м;
- СС3 - для висотних житлових і громадських будівель заввишки більше 100м;

Відносно категорій відповідальності конструкцій і їх елементів, то залежно від наслідків, які можуть бути викликані відмовою, розрізняють три категорії відповідальності конструкцій і їх елементів :

**А** - конструкції і елементи, відмова яких може привести до повної непридатності до експлуатації будівлі (споруди) в цілому або значній її частині.

**Б** - конструкції і елементи, відмова яких може привести до ускладнення нормальної експлуатації будівлі (споруди) або до відмови інших конструкцій, які не відносяться до категорії А.

**В** - конструкції, відмови яких не призводять до порушення функціонування інших конструкцій або їх елементів.

#### **4.3.2 Орієнтовний перелік об'єктів по класах наслідків**

До будівель і споруджень класу ССЗ, як правило, слід відносити:

- об'єкти нафто - і газодобувною, газопереробною, металургійною, хімічною і інших галузей промисловості, обладнаний пожежний - і вибухонебезпечними місткостями і сховищами рідкого палива, газу і газопродуктів, особливо при їх зберіганні під тиском;

- об'єкти хімічної, нафтохімічної, біотехнологічної, оборонної і інших галузей, пов'язаних з використанням, переробкою, виробництвом і зберіганням хімічно токсичних, вибухо - і пожежонебезпечних речовин і промислових вибухових матеріалів, біологічно небезпечних речовин і тому подібне;

- об'єкти вугільної і гірничорудної промисловості, з небезпекою пожежі, вибуху і газу згідно класифікації Госнадзорохоронитруда;

- будівлі головних вентиляційних систем на копальнях;

- об'єкти атомної енергетики (АЕС, АЕТС, АСТ), включаючи сховища і заводи по переробці ядерного палива і радіоактивних відходів, а також інші радіаційне небезпечні об'єкти по класифікації Держатомнагляду;

- об'єкти гідро - і теплоенергетики (ГЭС, ГРЭС, ТЭС, ТЕЦ, ГАЕС) потужністю понад 1,0 млн. кВт;

- мости і тунелі на дорогах вищої категорії, або протяжністю понад 1000м або прольотом понад 300 м;

- стаціонарні спорудження знаків навігаційної обстановки;

- шлюзи і основні портові споруди на водних шляхах 1-го і 2-го класів ДСТУ Б В. 2.3-1;

- будівлі і спорудження великих залізничних вокзалів і аеровокзалів;

- магістральні трубопроводи діаметром більше 1000 мм, або з робочим тиском понад 2,5 МПа, а також ділянки магістральних трубопроводів меншого діаметру і з меншим робочим тиском в місцях переходів через водні перешкоди, залізничні і автомобільні дороги;

- гідротехнічні спорудження меліоративних систем з площею зрошування і осушення більше 300 тис. га і водосховищ об'ємом більше 1 кубічний кілометр;

- великі елеватори і зерносховища, млинові комбінати;

- житлові, громадські або багатофункціональні будівлі заввишки 100м;

- будівлі основних музеїв, державних архівів, сховищ національних історичних і культурних цінностей;

- видовищні об'єкти з масовим перебуванням людей (стадіони, театри, кінозали, цирки, виставкові приміщення і так далі);

- будівлі університетів, інститутів, шкіл, дошкільних закладів і так далі;

- великі лікарні і інші установи охорони здоров'я;

- універсами і інші великі торговельні підприємства;

- об'єкти життєзабезпечення великих районів міської забудови і промислових територій;

- великі об'єкти захисно-попереджувального характеру (протиселеві, протизсувні, протилавинні споруди, захисні греблі і так далі).

До будівель і споруджень класу СС2, як правило, слід відносити ті, що не належать до класу СС3 :

- основні об'єкти металургійної промисловості, важкого машинобудування, нафтохімії, суднобудування, оборонній промисловості (доменні і мартенівські складальні цехи, корпуси, високі димарі і так далі);

- копри, машинні відділення добувних машин;

- об'єкти гідро - і теплоенергетики потужністю менше 1,0 млн. кВт, розподільні системи основних електромереж високої напруги (включаючи опори ліній електропередачі і відкритих розподільних пристроїв);

- місткості для нафти і нафтопродуктів;

- путні полотна магістральних автодоріг, злітно-посадочні смуги, мости і тунелі протяжністю менше 1000м, канатні дороги, вокзали, аеровокзали, вертолітні станції;

- магістральні трубопроводи;

- великі готелі, гуртожитки;

- об'єкти водопроводу і каналізації (включаючи водонапірні вежі, очисні споруди, водозабори) промислових підприємств і населених пунктів;

- будівлі видовищних і спортивних підприємств, підприємств торгівлі, громадського харчування, служби побуту, установи охорони здоров'я;

- будівлі і спорудження центральних складів для забезпечення життєвих потреб населення, склади особливо цінного устаткування і матеріалів, військові склади;

- житлові, громадські або багатофункціональні будівлі заввишки до 100м.

До будівель і споруджень класу **СС1**, як правило, слід відносити:

- усі об'єкти промисловості, енергетики, транспорту і зв'язку, сільського господарства і переробки сільгосппродукції, які не віднесені до класів СС3 і СС2;

- громадські будівлі, об'єкти фізкультури і спорту, не віднесені до класів СС3 і СС2, а також усі тимчасові об'єкти, мобільні будівлі;

- об'єкти внутрішньовиробничих доріг, комунікацій і продуктопроводів;

- парники, теплиці;

- опори розподільної мережі низької напруги, освітлювальні опори.

- *Примітка.* У нормах проектування конкретних об'єктів їх класифікаційні параметри можуть уточнюватися.

#### 4.4 Стадії проектування

Стадії проектування - основні етапи розробки проектної документації, деталізації, що характеризуються різною мірою.

Послідовність виконання стадій проектних робіт утворює структуру процесу розробки проектної документації, що веде до досягнення ефективних рішень, і що регламентує взаємини між замовником, виконавцем, а так само між співвиконавцями робіт.

Рекомендована стадійність проектування в будівництві визначається залежно від категорії складності об'єкту і може здійснюватися в одну, дві або три стадії. Кількість стадій проектування визначають замовник і проектувальник з урахуванням положень ДБН А.2.2-3-20004 "Склад, порядок розробки, узгодження і затвердження проектної документації для будівництва".

Для технічно нескладних об'єктів, а також об'єктів з використанням проектів масового і повторного застосування I і II категорій складності проектування виконується в одну або дві стадії залежно від необхідності. Для об'єктів III категорії складності проектування здійснюється в дві стадії. Для об'єктів IV і V категорії складності, технічно складних відносно містобудівних, архітектурних, художніх і екологічних вимог, інженерного забезпечення, впровадження нових будівельних технологій, конструкцій і матеріалів, проектування виконується в три стадії.

Розрізняють наступні стадії проектування :

- Стадія "Предпроектна пропозиція" (ПП)

Предпроектні пропозиції розробляються, в основному, в тих випадках, коли проектується складний об'єкт або будівля, до якої пред'являються особливі вимоги по архітектурній виразності і оригінальності. Як правило, розробляється декілька варіантів майбутньої споруди, щоб виявити сильні і слабкі сторони різних варіантів реалізації проекту. Предпроектна пропозиція виконується з метою обґрунтування розміщення об'єкту нового будівництва, проведення робіт по реконструкції існуючого об'єкту, визначення інвестиційної

привабливості, можливості будівництва і реконструкції об'єкту на певній ділянці з урахуванням містобудівних, історико-культурних, соціально-економічних, санітарно-гігієнічних і екологічних вимог.

- Стадія "Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО), Техніко-економічний розрахунок (ПЕР)

Розробляється на підставі завдання замовника для об'єктів виробничого призначення і лінійних об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури, які потребують детального обґрунтування відповідних рішень і визначення варіантів і доцільності будівництва об'єкту.

ПЕР застосовується для технічно нескладних об'єктів виробничого призначення і лінійних об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури. ПЕР виконується в скороченому об'ємі порівняно з ТЕО відповідно до характеру об'єкту і вимог завдання.

- Стадія "Ескізний проект" (ЕП)

Ескізний проект розробляється для принципового визначення вимог до містобудівних, архітектурних, художніх, екологічних і функціональних рішень об'єкту, підтвердження можливості створення об'єкту цивільного призначення. Ескізний проект розробляється на підставі завдання на проектування і початкових даних. Ескізний проект підлягає узгодженню з міськими органами архітектури.

- Стадія "Проект" (П)

Після збору необхідної інформації і виконання предпроектних робіт, починається проектування об'єкту стадії "П" - найоб'ємніший і відповідальніший етап в процесі створення проектної документації. Стадія "Проект" є основним затверджуваним етапом проектування об'єктів реконструкції і будівництва, на підставі якого отримують дозволи на будівництво і підраховують уточнений кошторис на проведення робіт. Стадія "Проект" має на увазі загальний опис об'єкту на підставі прийнятих певних об'ємно-планувальних і технічних рішень. Розділи стадії "П" даються в чіткій і лаконічній формі, без надмірної деталізації, в складі і об'ємі, достатньому для

обґрунтування проектних рішень, визначення об'ємів основних будівельних робіт, потреб в устаткуванні, будівельних матеріалах і конструкціях, положень по організації будівництва, а також визначення кошторисної вартості будівництва. По суті, стадія "Проект" дає повне уявлення про те, який це буде об'єкт.

- Стадія "Робочий проект" (РП)

Робочий проект є комплектом документації на проектування будівлі, необхідний для виконання монтажних і будівельних робіт. На цій стадії уточнюються і деталізуються рішення, прийняті на стадії "Проект", по усіх розділах складаються робочі креслення, локальні кошториси, готуються специфікації матеріалів і устаткування, детально розробляються вузли і інша документація, необхідна підрядчикові для виробництва будівельно-монтажних робіт, а так само при перевірці робіт технічним наглядом і при необхідності іншими зацікавленими особами. Склад робочої документації на нове будівництво або реконструкцію будівель і споруд визначається відповідними державними стандартами і уточнюється замовником і проектувальником в договорі на проектування.

- Стадія "Робоча документація" (Р)

Робоча документація розробляється на підставі затвердженої попередньої стадії. Після затвердження стадії П, ЕП, ТЕР за рішенням замовника робочі креслення можуть розроблятися підрядчиком або іншим проектувальником, які отримали в установленому порядку право на відповідний вид діяльності, із залученням авторів або по їх письмовій згоді на виконання робочих креслень іншими виконавцями з дотриманням авторських рішень затвердженого П, ЕП, ПЕР і дотриманням авторських прав.

#### **4.4.1 Рекомендована стадійність проектування для об'єктів різних категорій складності**

Двохстадійне проектування (для об'єктів I, II і III категорій складності) :

- ЕП (Ескізний проект);
- РП (Робочий проект) або Р (Робоча документація).

Трьохстадійне проектування (для об'єктів IV і V категорій складності) :

- ЕП (Ескізний проект);
- П (Проект);
- Р (Робоча документація).

#### **4.5 Зображення умовні графічні в схемах. Устаткування енергетичне**

Умовні графічні зображення енергетичного устаткування в теплотехнічних схемах енергетичних споруд встановлює ДСТУ Б.А.2.4-38:2008.

#### **4.6 Правила побудови креслень**

Елементом мереж : вузлам трубопроводів (місцям з відгалуженнями, що секціонують засувками, дренажними пристроями, сальниковими, хвилястими і осьовими компенсаторами, опусканням труб, перетинами комунікацій), компенсаторам, нерухомим опорам, поворотам траси привласнюють позначення, що складаються з марки, прийнятої відповідно до таблиці 2 і порядкового номера по марках (наприклад, ВТ5, Н12, КП8). Нумерацію елементів мереж починають від джерела теплової енергії або межі проектування. Для магістральних мереж допускається застосовувати наскрізну нумерацію елементів мереж без маркіровки.

Прийняті позначення елементів мереж мають бути збережені в робочих кресленнях, що входять в основні комплекти інших марок.

У кресленнях мереж, при необхідності, позначають опори, що окремо стоять, і колони естакад, прийняті в будівельних кресленнях.



Таблиця 4.14 - Позначення елементів мереж

| Найменування елементів мережі             | Марка |
|---|-------|
| Вузли трубопроводів                       | ВТ    |
| П-образні компенсатори                    | К     |
| Осьові компенсатори                       | ОК    |
| Поворотні компенсатори                    | ПК    |
| Колодязі дренажні                         | КД    |
| Кути повороту                             | КП    |
| Нерухомі опори поза вузлами трубопроводів | Н     |

#### 4.7 Плани мереж

Для розробки планів мереж в якості підоснови використовують робочі креслення генерального плану, автомобільних і залізних доріг або топографічні плани.

На плані мереж вказують:

- мережі, проєктовані і існуючі мережі з координатами або прив'язками осей трас;
- довжину ділянок між елементами мереж або їх координати;
- величини кутів поворотів, окрім кутів 90° ;
- маркіровку і нумерацію елементів мереж.

На планах магістральних мереж, при необхідності, проставляють номери пікетів (ПК) і прив'язки до найближчих пікетів елементів мереж.

На планах мереж в місцях зміни діаметрів трубопроводів, їх розміщення або способів прокладення вказують положення січних площин поперечних перерізів; напрям погляду для перерізів приймають від джерела теплової енергії.





- контури теплової ізоляції - штриховою лінією.

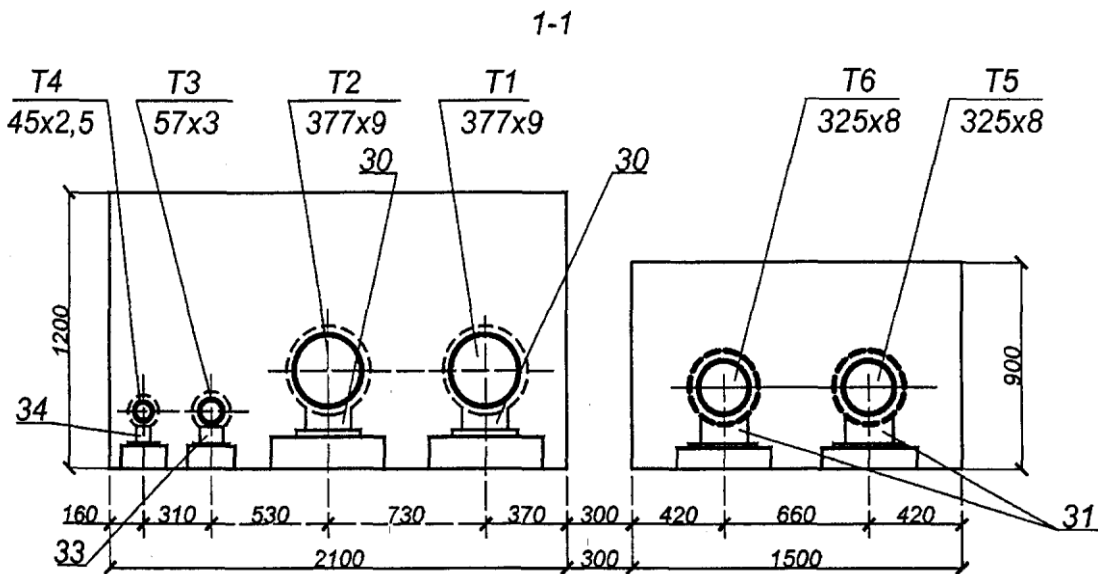


Рисунок 4.3 - Поперечний переріз мережі

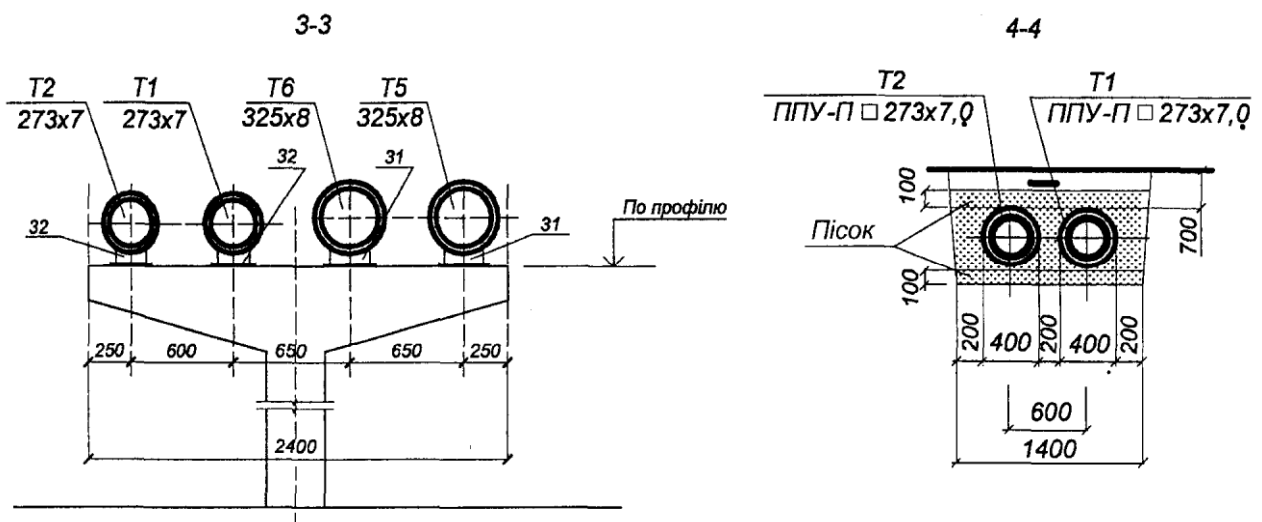


Рисунок 4.4 - Поперечний переріз мережі

#### 4.10 Креслення (плани, розрізи, СХЕМИ) вузлів трубопроводу і П-подібного компенсатора

На планах і перерізах вузлів трубопроводів і П-подібних компенсаторів вказують:

- контури будівельних конструкцій, майданчиків і сходів (суцільною тонкою лінією) з вказівкою габаритних розмірів і відміток;
- нумерацію поперечних перерізів ділянок мереж, що примикають до вузлів трубопроводів і П-подібних компенсаторів (тільки на планах);

- трубопроводи, їх деталі, устаткування, арматуру, заставні конструкції для контрольно-вимірювальних приладів і їх прив'язку до будівельних конструкцій;
- величину холодної розтяжки П-подібних компенсаторів і засновницьку довжину сальникових компенсаторів;
- номери позицій устаткування, арматури, елементів трубопроводів відповідно до специфікації на полиці лінії-винесення.

Допускаються плани і розрізи однотипних П-подібних компенсаторів виконувати у вигляді одного креслення без масштабу з позначеннями розмірів, діаметрів труб і величини холодної розтяжки за формою 4 ДСТУ б А.2.4-41.

Трубопроводи з умовним проходом менше 100 мм зображують однією лінією, 100 мм і більше - двома лініями, устаткування і арматуру - умовними графічними зображеннями або у вигляді спрощених зовнішніх контурів. Для арматури обов'язково вказують виліт шпинделя.

Для простих вузлів і П-подібних компенсаторів допускається зображувати трубопроводи однією лінією незалежно від діаметрів.

Приклад оформлення плану вузла трубопроводів приведений на рисунку 4.5.

Схеми вузлів трубопроводів розробляють, при необхідності, для складних вузлів з великою кількістю арматури, устаткування і трубопроводів. Схему вузла трубопроводів виконують в горизонтальній площині.

Допускається розробляти схему в аксонометричній проекції. На схемі вказують:

- Трубопроводи і їх зображення;
- Устаткування, компенсатори, арматуру, елементи трубопроводів, точки дренажу, заставні конструкції для контрольно-вимірювальних приладів - умовними графічними зображеннями;
- Напрямок ухилу трубопроводів;
- Лінії січних площин поперечних перерізів;
- Відмітки трубопроводів (для схем в аксонометричній проекції);

- Позиції устаткування, арматури і деталей трубопроводів відповідно до специфікації - на полиці лінії-винесення.

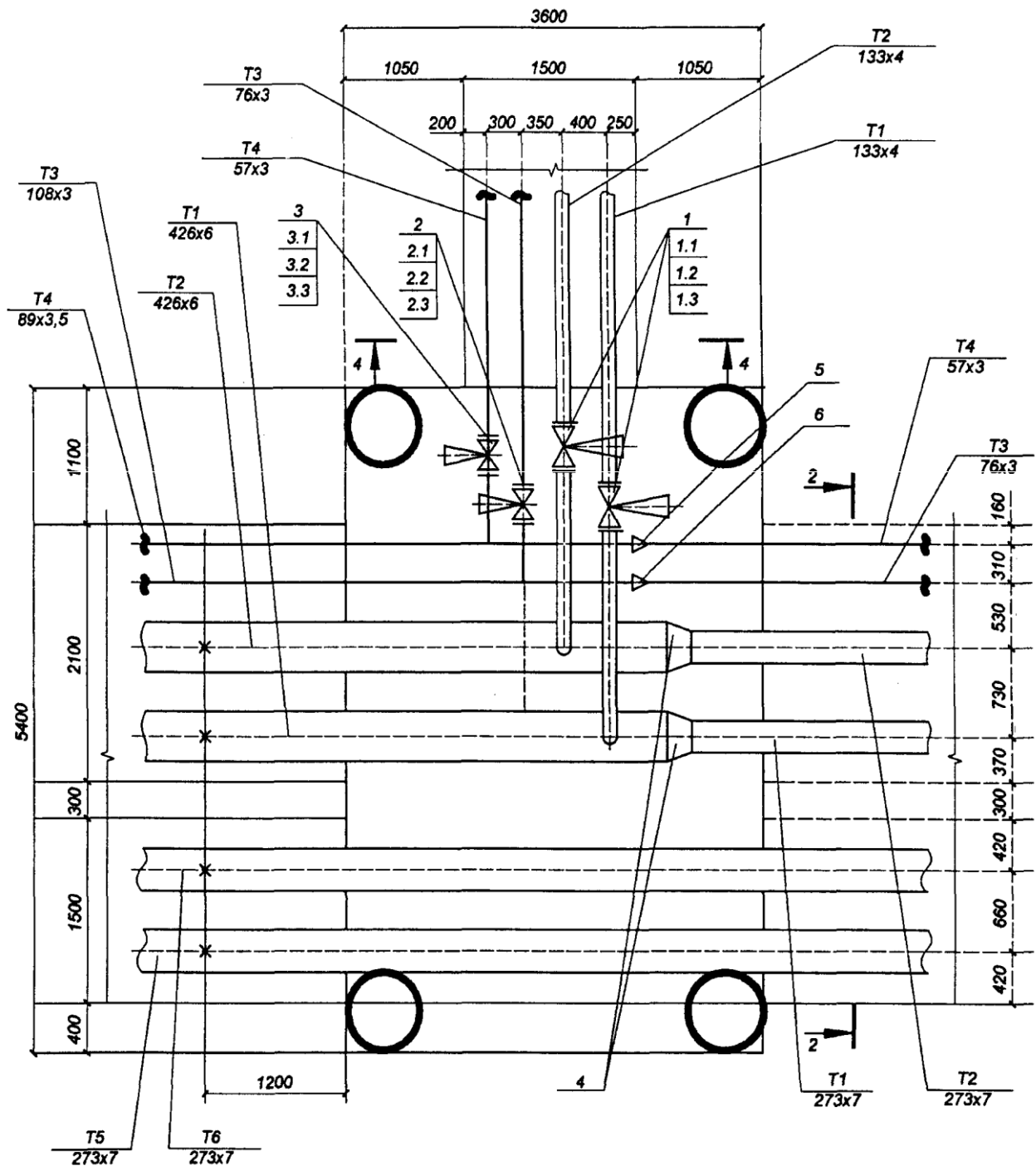


Рисунок 4.5 - Приклад оформлення плану вузла трубопроводів

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Чижов С.Є. Лекційний курс з дисципліни «Проектування та оптимізація теплоенергетичних систем пром підприємств» – ЗДІА
2. Соколов Ю.П., Чижов С.Є. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни «Проектування та оптимізація теплоенергетичних систем пром підприємств» – ЗДІА.
3. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети – М.: Энергоиздат, 1982.
4. Юфа А.И., Носулько Д.Р. Комплексная оптимизация теплоснабжения – К.: Техника, 1988.
5. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике: в 2-х кн. Кн.1 - М.: Мир, 1986 - 320 с.
6. Комп'ютерна графіка [Текст] : метод. вказівки до лабораторних робіт для студ. ЗДІА спец. 6.050601 "ТЕ" ден. та заоч. форм навчання / С. Є. Чижов, І. М. Мних ; ЗДІА. - Запоріжжя : ЗДІА, 2012. - 164 с.
7. ДСТУ Б А.2.4-28:2008 Мережі теплові (тепломеханічна частина). Робочі креслення.
8. ДСТУ Б А.2.4-38:2008 Зображення умовні графічні у схемах. Устаткування енергетичне.
9. ДСТУ Б А.2.4-1:2009 Умовні зображення і позначки трубопроводів та їх елементів.