

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

О. М. Малявіна, В. А. Міланко

ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського)
рівня вищої освіти денної і заочної форм навчання зі
спеціальності 192 – Будівництво та цивільна інженерія,
освітньо-професійна програма «Теплогазопостачання і вентиляція»)*

Харків
ХНУМГ ім. О.М. Бекетова
2023

УДК 662.6/.9

Малявина О. М. Теплопостачання : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної і заочної форм навчання зі спеціальності 192 – Будівництво та цивільна інженерія, освітньо-професійна програма «Теплогазопостачання і вентиляція» / О. М. Малявіна, В. А. Міланко; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2023. – 147 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. О. М. Малявіна,
асист. В. А. Міланко

Рецензент

О. В. Ромашко, кандидат технічних наук, доцент кафедри нафтогазової інженерії і технологій (Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова)

*Рекомендовано кафедрою енергоефективних інженерингових систем,
протокол № 1 від 05.09. 2022.*

Конспект лекцій складено з метою допомоги здобувачам першого (бакалаврського) рівня вищої освіти будівельних спеціальностей ЗВО при підготовці до занять, заліків та іспитів з курсу «Теплопостачання».

© О. М. Малявіна, В. А. Міланко 2023

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2023

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ	6
ЛЕКЦІЯ 1 КЛАСИФІКАЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	7
1.1 Порівняння теплоносіїв систем теплопостачання	8
ЛЕКЦІЯ 2 СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ м. ХАРКОВА	13
2.1 Історія розвитку теплових мереж м. Харкова	14
ЛЕКЦІЯ 3 ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.....	17
3.1 Програма з енергоефективності	20
3.2 Системи енергетичного та екологічного менеджменту	22
3.3 Енергозбереження при використанні палива	23
3.4 Енергозбереження у системах теплопостачання	24
ЛЕКЦІЯ 4 ПРИЄДНАННЯ СПОЖИВАЧІВ ДО ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ .	26
4.1 Визначення теплових потоків на системи опалення, вентиляції та гарячого водопостачання.....	27
4.2 Визначення витрат теплоносія на системи опалення, вентиляції та гарячого водопостачання	28
ЛЕКЦІЯ 5 ЦЕНТРАЛЬНІ ТА МІСЦЕВІ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ. ПРИНЦИПОВА СЕМА ТЕЦ.....	30
5.1 Джерела теплопостачання м. Харкова.....	32
5.2. Експлуатація парових та водогрійних котлів ТЕЦ.....	32
5.3 Пуск водогрійних котлів	34
5.4 Пуск парових котлів	34
5.5 Зупинка котла	36
ЛЕКЦІЯ 6 АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ.....	36
6.1 Енергія вітру.....	36
6.2 Енергія сонця.....	37
6.3 Енергія землі.....	37
6.4 Вторинні енергетичні ресурси	37
ЛЕКЦІЯ 7 ПРИНЦИПОВА СХЕМА КОТЕЛЬНІ.....	39
7.1 Загальні відомості про котельні установки.....	39
7.2 Розрахунок теплової схеми котельні.....	43
7.3 Аварії та неполадки при експлуатації котелень	44
7.4 Аварійна зупинка котла	46
ЛЕКЦІЯ 8 ПЕРСПЕКТИВИ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ.....	48
8.1 Переваги сучасних опалювальних котелень.....	51
8.2 Підготовка до роботи газової котельні.....	52
8.3 Експлуатація котельні	54
8.4 Обслуговування котельні	55
8.5 Техніка безпеки та протипожежні заходи при експлуатації котелень	56

ЛЕКЦІЯ 9 ВПЛИВ ЯКОСТІ ВОДИ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ ТЕПЛОВИХ СИСТЕМ	57
9.1 Корозія та накип у системах теплопостачання.....	58
9.2 Захист теплових мереж від внутрішньої корозії.....	58
9.3 Захист теплових мереж від зовнішньої корозії	59
9.4. Сутність процесу деаерації	61
9.5 Контроль та техніка безпеки під час роботи з деаератором	64
9.6 Захист систем теплопостачання від накипу.....	65
ЛЕКЦІЯ 10 СПОСОБИ ПРОКЛАДАННЯ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ	68
10.1 Прокладання трубопроводів теплових мереж.....	68
10.2 Схеми теплових мереж	69
10.3 Траса та способи прокладання теплових мереж	72
10.4 Конструкція трубопроводів	75
10.5 Арматура, спускові та дренажні пристрої теплових мереж	77
10.6 Деталі та елементи теплових мереж	80
ЛЕКЦІЯ 11 ТЕПЛОВА ІЗОЛЯЦІЯ ТА БУДІВЕЛЬНІ КОНСТРУКЦІЇ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ	80
11.1 Втрати теплоти ізольованим обладнанням та трубопроводами...	81
11.2 Надземна прокладка.....	85
11.3 Підземна прокладка.....	85
11.4 Будівельні конструкції при підземній прокладці	87
11.5 Будівельні конструкції при надземній прокладці.....	89
ЛЕКЦІЯ 12 КОМПЕНСАТОРИ ТА ОПОРИ ТРУБОПРОВОДІВ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ	90
12.1 Компенсація теплових подовжень	90
12.2 Опори теплових мереж	93
ЛЕКЦІЯ 13 СИСТЕМИ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ	97
13.1 Підігрівачі систем гарячого водопостачання.....	97
13.2 Відкриті та закриті системи теплопостачання.....	99
13.3 Послідовна схема приєднання споживачів.....	101
13.4 Схеми систем гарячого водопостачання.....	101
ЛЕКЦІЯ 14 ЦЕНТРАЛЬНІ ТЕПЛОВІ ПУНКТИ	104
14.1 Призначення та функції центральних теплових пунктів	104
14.2 Технічна характеристика обладнання центральних теплових пунктів	106
14.3 Прийом в експлуатацію обладнання центральних теплових пунктів	108
14.4 Зупинення обладнання центральних теплових пунктів	110
ЛЕКЦІЯ 15 ІНДИВІДУАЛЬНІ ТЕПЛОВІ ПУНКТИ	112
15.1 Обладнання індивідуальних теплових пунктів	112
15.2 Вимоги до теплових пунктів	113
ЛЕКЦІЯ 16 ОБЛІК ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	115
16.1 Розміщення вузлів обліку теплової енергії у теплових пунктах..	117

16.2 Лічильники тепла	118
16.3 Встановлення вузла обліку теплової енергії	119
ЛЕКЦІЯ 17 ГІДРАВЛІЧНИЙ РЕЖИМ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ.....	121
17.1 Гідравлічний розрахунок теплових мереж.....	121
17.2 Побудова п'єзометричного графіка графіка.....	124
17.3 Прийом в експлуатацію водяних теплових мереж.....	126
17.4 Увімкнення та вимкнення парових теплових мереж	128
ЛЕКЦІЯ 18 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА РЕМОНТ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ	130
18.1 Підземні теплопроводи та камери	130
18.2 Випробування теплопроводів	132
18.3 Ремонт теплових мереж	134
18.4 Вимоги до персоналу з експлуатації теплових мереж	136
ЛЕКЦІЯ 19 СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ВІДПУСТКИ ТЕПЛА.....	138
19.1 Методи регулювання.....	138
19.2 Керованість тепловими мережами.....	140
ЛЕКЦІЯ 20 ОСНОВНІ НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	141
20.1 Основні причини поганого стану систем теплопостачання.....	141
20.2 Напрями розвитку систем теплопостачання.....	143
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	146

ЗАГАЛЬНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

Теплопостачання – постачання тепла житловим, громадським і виробничим будівлям (спорудам) для забезпечення комунальних (опалення, вентиляція, гаряче водопостачання) і технологічних потреб споживачів. Розрізняють місцеве та централізоване теплопостачання. Локальне (місцквк) теплопостачання орієнтоване на одну або декілька будівель, централізоване – на житлову або виробничу групу. В Україні найбільш поширеним є централізоване опалення (у зв'язку з цим термін «Теплопостачання» найчастіше вживається по відношенню до систем централізованого теплопостачання). Його головні переваги перед місцевим теплопостачанням – значне зниження витрат палива та експлуатаційних витрат (наприклад, за рахунок автоматизації котелень і підвищення їх ККД); можливість використання низькосортного палива; зниження ступеня забруднення атмосферного повітря та поліпшення санітарного стану населених пунктів.

Даний курс лекцій розроблено відповідно до програми підготовки спеціалістів та навчального плану спеціальності «Теплогазопостачання та вентиляція». Його мета – надати студентам теоретичні та практичні знання в області експлуатації систем теплопостачання.

Студенти вивчають проектування різноманітних систем теплопостачання: теплових мереж, обладнання котелень, теплових пунктів, тепlopунктів, автоматики та обліку тепла. Отримують практичні знання з розрахунку систем теплопостачання, а також з експлуатації та ремонту обладнання та трубопроводів теплових систем.

Для засвоєння курсу «Теплопостачання» студентам необхідні знання в галузі термодинаміки, теплогенеруючих установок, гідравлічних та аеродинамічних машин, теплопостачання, метрології та основ стандартизації міських інженерних мереж.

Навчальний матеріал з курсу «Теплопостачання» не повністю охоплюється аудиторними заняттями. Обсяг нової інформації настільки великий, що вирішальне значення у вивченні дисципліни має самостійна підготовка студентів, використання додаткової літератури та консультацій викладачів кафедри та провідних спеціалістів у галузі теплопостачання. У процесі вивчення дисципліни студенти самостійно виконують курсовий проект за індивідуальними завданнями. Майбутні спеціалісти повинні володіти навичками проектування та реконструкції систем теплопостачання.

Курс лекцій передбачає вивчення норм і правил будівництва, технічної експлуатації, ремонту та реконструкції систем теплопостачання, розробку теоретичних і практичних завдань щодо експлуатації систем теплопостачання в сучасних умовах з урахуванням інноваційних технологій.

ЛЕКЦІЯ 1 КЛАСИФІКАЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Існує два види теплопостачання – централізоване і децентралізоване. При децентралізованому теплопостачанні джерело тепла і споживач знаходяться близько один до одного. Тепломережі немає. Децентралізоване теплопостачання поділяється на місцеве (теплопостачання від місцевої котельні) та індивідуальне (пічне, теплопостачання від котлів у квартирах).

Залежно від ступеня централізації системи теплопостачання можна розділити на три групи: групове опалення групи будівель; централізоване теплопостачання міської території; теплопостачання міста.

Процес централізованого опалення складається з трьох операцій: підготовки теплоносія, транспортування теплоносія та використання теплоносія. Підготовка теплоносія здійснюється на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) і котельнях. Теплоносій транспортується по теплових мережах. Використання теплоносія здійснюється на теплоспоживаючих установках споживачів. Комплекс установок, призначених для підготовки, транспортування і використання теплоносія, називається системою централізованого теплопостачання.

Існує дві основні категорії споживання тепла. Утворення комфортних умов праці та проживання – побутове навантаження. Сюди входить витрата води на опалення, вентиляцію, гаряче водопостачання та кондиціонування.

Для випуску продукції заданої якості – технологічне навантаження.

За рівнем температури тепло поділяють на: низько потенційне – з температурою до 150 °С; середньо потенційне – з температурою від 150 °С до 400 °С; високопотенційне – з температурою вище 400 °С.

Енергетичне навантаження відноситься до низькотемпературних процесів. Максимальна температура в теплових мережах не перевищує 150 °С у подавальному трубопроводі, мінімальна 70 °С у зворотному трубопроводі.

Для покриття технологічного навантаження зазвичай використовується пара тиском до 1,4 МПа.

Як джерела тепла використовуються ТЕЦ і котельні. ТЕЦ забезпечує комбіноване виробництво тепла та електроенергії на основі теплового циклу. Роздільне виробництво тепла та електроенергії здійснюється в котельнях і конденсаційних електростанціях. При комбінованому виробництві тепла та електроенергії загальне споживання палива менше ніж при роздільному виробництві.

Кожна система теплопостачання складається з таких основних елементів: джерела тепла; тепломережі; абонентські входи; локальні системи споживачів тепла.

Системи теплопостачання з різними пристроями і призначенням елементів класифікують за ознаками:

- 1) джерело тепла для приготування їжі;
- 2) тип теплоносія;
- 3) спосіб підведення води до гарячого водопостачання;
- 4) кількість трубопроводів теплових мереж;

5) спосіб забезпечення споживачів тепловою енергією.

За джерелом підготовки тепла розрізняють три види систем тепlopостачання:

– високоорганізоване централізоване тепlopостачання на основі комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на ТЕЦ – тепlopостачання;

– централізоване тепlopостачання від централізованого опалення та промислових опалювальних котелень;

– децентралізоване тепlopостачання від малих котелень, пічного індивідуального опалення тощо.

План подальшого розвитку теплоенергетики нашої країни передбачає переважне будівництво високоефективних ТЕЦ і великих районних котелень (РК) з поступовим скороченням кількості неефективних локальних джерел тепла.

За типом теплоносія розрізняють водяні та парові системи тепlopостачання.

Водяні системи використовуються в основному для тепlopостачання сезонних споживачів і гарячого водопостачання, а в окремих випадках і для технологічних процесів. У нашій країні системи водяного опалення за протяжністю становлять близько 48 % від загальної протяжності всіх теплових мереж.

Системи парового опалення поширені в основному на промислових підприємствах, де потрібна висока температура теплового навантаження. Пара в системах тепlopостачання за кордоном використовується по-різному. У США та Бельгії пара є єдиним теплоносієм. У більшості європейських країн (Швейцарія, Швеція, Італія, Данія) парові системи займають 1–10 % протяжності теплових мереж, а в Німеччині та Фінляндії – до 30–40 %. В Ісландії та Норвегії пара як теплоносій взагалі не використовується.

1.1 Порівняння теплоносіїв у системах тепlopостачання

Вибір теплоносія і системи тепlopостачання на харчових підприємствах визначається техніко-економічними міркуваннями і залежить в основному від типу джерела і виду теплового навантаження.

До теплоносіїв, які використовуються в системах тепlopостачання, пред'являються такі вимоги:

а) санітарно-гігієнічні;

б) техніко-економічні;

в) оперативні.

Санітарно-гігієнічні вимоги:

– теплоносій не повинен чинити негативного впливу на продукти обробки;

– теплоносій не повинен погіршувати санітарні умови перебування людей у закритих приміщеннях;

– теплоносій не повинен мати високу температуру, так як це призводить до високої температури поверхонь нагрівальних приладів, що, в свою чергу, викликає розкладання органічного пилу. У житлових і громадських будівлях середня температура поверхні опалювальних приладів не повинна перевищувати 70–80 °С. У промисловому застосуванні допускається не вище 100 °С.

Техніко-економічні вимоги:

– мінімальна вартість трубопроводів, по яких транспортується теплоносій;
– мала вага опалювальних приладів;
– найменша витрата палива на опалення приміщень, вентиляцію повітря та водопровідну воду.

Операційні:

– теплоносій повинен мати властивості, що дозволяють централізовано регулювати теплову потужність систем теплоспоживання (ця необхідність викликана мінливими температурами зовнішнього повітря);
– термін служби систем опалення та вентиляції.

Основні переваги води як теплоносія в порівнянні з парою:

– відносно низька температура води, а, отже, і температура поверхні нагрівальних приладів;
– можливість транспортування води на великі відстані без зниження її теплового потенціалу (зниження температури води в ізольованих мережах не більше 1 °С на 1 км довжини трубопроводу);
– можливість централізованого регулювання теплової потужності систем теплоспоживання;
– можливість поетапного підігріву води на ТЕЦ за допомогою низьких тисків пари і тим самим збільшення вироблення електроенергії для споживання тепла;
– простота підключення систем водяного опалення, вентиляції та гарячого водопостачання до теплових мереж;
– збереження конденсату опалювальної пари на ТЕЦ, районних котельнях;
– тривалий термін служби систем опалення та вентиляції.

Основні недоліки води як теплоносія:

– великі витрати електроенергії на перекачування мережевої води;
– висока щільність води і жорсткий гідравлічний зв'язок між усіма точками системи;
– висока «чутливість» до аварій (потрібне відключення водопровідної системи, великі витоки теплоносія).

Основні переваги пари як теплоносія:

– можливість використання пари не тільки для споживачів тепла, а й для енергетичних і технологічних потреб;
– швидкий прогрів і швидке охолодження систем парового опалення, що важливо для приміщень з періодичним опаленням;

– пара низького тиску має малу об’ємну масу (приблизно в 1650 разів менше об’ємної маси води). Ця обставина в системах парового опалення дозволяє не враховувати гідростатичний тиск і дає можливість використовувати пари як теплоносія в багатоповерхових будинках з несприятливим рельєфом зони теплопостачання;

– менша початкова вартість систем за рахунок меншої поверхні нагрівальних приладів і менших діаметрів трубопроводів;

– простота початкового регулювання за рахунок самостійного розподілу пари;

– відсутність енерговитрат на транспортування пари.

До недоліків пари можна віднести:

– збільшення тепловтрат через паропроводи через підвищення температури води; об’єм

– термін служби парових систем опалення значно нижчий, ніж водяних, через інтенсивну корозію внутрішньої поверхні конденсатопроводів.

Зважаючи на вищевикладене, пар використовують рідше води, і то тільки для тих приміщень, де немає тривалого перебування людей. Відповідно до будівельних норм допускається використання парового опалення в торгових приміщеннях, лазнях, кінотеатрах, промислових будівлях. У житлових будинках парові системи не використовуються.

У системах повітряного опалення та вентиляції будь-яких будівель допускається використання пари як основного (гріючого повітря) теплоносія. Його також можна використовувати для нагріву водопровідної води в системах гарячого водопостачання. Енергетично вода вигідніша за пару.

Параметри теплоносіїв називають температурою і тиском. Замість тиску в практиці експлуатації використовують одиницю – гідравлічний тиск.

Гідравлічний тиск і тиск пов’язані залежністю

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g}, \text{ м}, \quad (1.1)$$

де p – тиск, МПа;

ρ – щільність теплоносія, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с².

Вода як теплоносій характеризується різними температурами до та після систем теплоспоживання.

У сучасних системах теплопостачання застосовують такі температури води: $t_1 = 105 \text{ }^\circ\text{C}$ ($95 \text{ }^\circ\text{C}$); $t_2 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ – у системах опалення житлових та громадських будівель; $t_1 = 150 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_2 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ – у системах централізованого теплопостачання від котельні або ТЕЦ, а також у системах опалення промислових будівель.

Температура води в системах теплопостачання повинна відповідати тиску, при якому не буде закипання (наприклад, вода при температурі $150 \text{ }^\circ\text{C}$ повинна мати тиск не нижче $0,4 \text{ МПа}$).

Підвищення температури води в джерелах теплопостачання веде до зниження кількості води, що перекачується, зменшення діаметрів труб і витрат енергії на перекачування.

Потужність теплового потоку, що віддається водою, характеризується формулою:

$$Q = G \cdot c_B \cdot (t_1 - t_2), \text{ кВт}, \quad (1.2)$$

де G – кількість води, що проходить через систему теплопостачання, кг/с;

c_B – теплоємність води, кДж/(кг · К);

t_1 – температура води до системи теплоспоживання (після джерела теплоти), °С;

t_2 – температура води після системи теплоспоживання (до джерела теплоти), °С.

Для переходу від маси води що перекачується до її об'єму використовують формулу

$$V = G/\rho, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (1.3)$$

Системи водяного теплопостачання що використовуються в житлово-комунальному господарстві.

Переваги водопровідних систем:

- немає необхідності встановлювати великі та капіталомісткі системи збору та транспортування конденсату від споживачів;
- можливість використання якісного регулювання тепловиділення в широкому діапазоні зміни значень температури теплоносія;
- менші витрати енергії при транспортуванні;
- можливість більшої відстані від джерела до споживача (20–30 км).

Системи парового опалення застосовуються переважно на промислових підприємствах.

Переваги:

- універсальність пари;
- можливість роботи систем з використанням як пари, так і води, яка нагрівається в пароводяних теплообмінниках;
- постійно діючі паропроводи. Завдяки підтримці високих температур і низької вологості в теплоізоляційних конструкціях процес корозії відбувається менш інтенсивно.

За способом подачі води в системи гарячого водопостачання водопровідні системи поділяються на закриті і відкриті.

У закритих системах водяного теплопостачання вода з теплових мереж використовується тільки як теплоносій для підігріву водопровідної води в поверхневих калориферах, яка потім надходить у місцеву систему гарячого водопостачання.

У відкритих системах водяного теплопостачання гаряча вода подається до водорозбірних пристроїв місцевої системи гарячого водопостачання (ГВП) безпосередньо від теплових мереж.

За кількістю трубопроводів розрізняють однотрубні і багатотрубні системи теплопостачання.

За способом забезпечення споживачів тепловою енергією розрізняють одноступінчасті та багатоступеневі системи теплопостачання. В одноступінчастих системах теплопостачання споживачі тепла підключаються безпосередньо до теплових мереж. Вузли приєднання споживачів тепла до теплових мереж називаються абонентськими вводами. На абонентському вводі кожного будинку встановлюються підігрівачі гарячого водопостачання, елеватори, насоси, арматура, контрольно-вимірювальні прилади для регулювання параметрів і витрат теплоносія місцевих опалювальних і водорозбірних пристроїв. Тому абонентський ввід часто називають місцевим тепловим пунктом (МТП). Якщо абонентський ввід будується для окремого, наприклад, технологічного вузла, то він називається індивідуальним тепловим пунктом (ІТП).

Пряме підключення опалювальних приладів обмежує межі допустимого тиску в теплових мережах, оскільки високий тиск, необхідний для транспортування теплоносія до кінцевих споживачів, небезпечний для радіаторів опалення. Завдяки цьому одноступінчасті системи використовуються для забезпечення теплом обмеженої кількості споживачів від котелень з малою протяжністю теплових мереж.

У багатоступінчастих системах між джерелом тепла і споживачами розміщуються центральні теплові пункти (ЦТП) або контрольно-розподільні пункти (КРП), в яких параметри теплоносія можуть змінюватися за бажанням місцевих споживачів. ЦТП і КРП обладнуються насосними і водонагрівальними установками, регулюючою і запобіжною арматурою, контрольно-вимірювальними приладами, призначеними для забезпечення групи споживачів у кварталі або зоні теплом необхідних параметрів. За допомогою насосних або водогрійних систем магістральні трубопроводи (перша черга) відповідно частково або повністю гідравлічно ізольовані від розподільної мережі (друга черга). Від ЦТП або КРП теплоносій з допустимими або встановленими параметрами для місцевих споживачів подається по загальних або окремих трубопроводах II черги на МТП кожного будинку. При цьому в МТП здійснюється лише елеваторне підмішування зворотної води від місцевих теплоцентралей, локальне регулювання витрати води на гаряче водопостачання та облік споживання теплової енергії. Повна гідравлічна ізоляція теплових мереж першої та другої черги є найважливішим заходом для підвищення надійності теплопостачання та збільшення дальності транспортування тепла. Багатоступеневі системи теплопостачання з ЦТП і КРП дозволяють в десятки разів скоротити кількість локальних водонагрівачів ГВП, циркуляційних насосів і терморегуляторів, встановлених в МТП в одноступінчастій системі. У ЦТП можна організувати очищення місцевої водопровідної води для запобігання корозії систем гарячого водопостачання. Нарешті, при будівництві ЦТП і диспетчерського пункту істотно знижуються експлуатаційні витрати і витрати на утримання персоналу для обслуговування обладнання в МТП.

Водяні теплові мережі поділяються на магістральні та розподільні. Теплоносій подається магістральними мережами від джерел тепла до місць споживання. Через розподільчі мережі вода подається до теплових пунктів та абонентам. Абоненти рідко підключаються безпосередньо до магістральних мереж. У вузлах приєднання розподільних мереж до магістральних встановлюють камери секціонування з вентилями. Секційні засувки на магістральних мережах зазвичай встановлюють через кожні 2–3 км. Установка секційної арматури робить це розумним.

ЛЕКЦІЯ 2 СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ м. ХАРКОВА

У європейських країнах розрахунковий термін служби теплових мереж становить 50 років. У м. Харкові в основному через погану ізоляцію та зовнішню корозію трубопроводів надійний термін служби теплових мереж не перевищує 15 років. В Україні з 1999 року розпорядженням Кабінету Міністрів рекомендується при ремонті та будівництві теплових мереж застосовувати труби, що попередньо ізолювані жорстким пінополіуретаном, фактично забороняється застосування мінеральної або шлакової вати для ізоляції. У європейських країнах, зокрема в Данії, застосовують двотрубні системи теплопостачання із попередньо ізолюваних труб. Для всіх типів і марок попередньо ізолюваних труб проводиться повний набір деталей: відводи, трійники, перехідні фітинги, компенсатори та інше. Захисний кожух для пінополіуретанової ізоляції виконується із сталі або пластмаси. Максимальна температура теплоносія в подавальному трубопроводі 100–115 °С, температура в зворотному трубопроводі становить 50–60 °С. Обмеження температури уможливує застосування попередньо ізолюваних труб. Що вища температура в трубах, то швидше вони старіють. До того ж експлуатація систем централізованого теплопостачання при таких температурах та комбінованому виробництві теплової та електричної енергії підвищує їхню ефективність. Це пояснюється тим, що при низькій температурі в подавальному трубопроводі і достатньому охолодженні води у споживача можна виробляти набагато більше тепла в розрахунку на 1 кілограм умовного палива, використаного на ТЕЦ. Розподільні станції систем теплопостачання оснащені переважно пластинчастими теплообмінниками, як і в м. Харкові.

Децентралізовані системи теплопостачання також мають низку переваг. Це насамперед вищий ступінь комфорту, особливо зараз в умовах енергетичної кризи та при використанні сучасних автоматизованих котлів із програмованим режимом роботи. Застосування двоконтурних котлів дозволяє без перебоїв користуватися гарячою водою.

При виборі системи теплопостачання необхідні ретельний економічний аналіз, порівняння кількох варіантів, і навіть екологічний менеджмент. Враховуючи загальний стан справ в економіці України, найбільш реальним є енергозбереження у системах теплопостачання із застосуванням високоєфективних та маловитратних заходів. Серед них енергетичний

моніторинг, налагодження обліку та контролю витрати теплової енергії, оптимізація роботи теплових мереж, зменшення втрат шляхом ізоляції обладнання та трубопроводів, модернізація діючих систем тепlopостачання.

Підвищення енергоефективності систем тепlopостачання м. Харкова потребує застосування сучасних технологій та залучення висококваліфікованих фахівців.

2.1 Історія розвитку теплових мереж м. Харкова

1932, 16 грудня. Початок розвитку централізованої системи тепlopостачання м. Харкова. Пуск в експлуатацію першої в Україні теплофікаційної магістралі діаметром 150–300 мм завдовжки 5,5 км. Тепломагістраль проходила вулицями Ковальською та Кооперативною, провулком Костюринським, площею Тевелєва (були задіяні підвали Палацу праці, міськвиконкому, магазину «Пасаж», консерваторії»), провулком Спартаківським, вулицями Університетська та Римарська, садом. Шевченка, площі Держинського, проспекту Правди до будинку «Спеціалістів». Джерелом тепlopостачання стала Харківська державна електростанція (ДЕС-1) потужністю 9700 кВт, що знаходилася на вул. Ковальської. Створення першого експлуатаційного району теплових мереж, що входив до складу тресту «Теплогаз». На повну потужність почала працювати ТЕЦ Харківського тракторного заводу (нині ТЕЦ-4), яка вступила в дію 1 жовтня 1931 р. Теплове навантаження ТЕЦ становило 70 Гкал/год.

1933, 31 липня. Створення спеціалізованого підприємства теплових мереж «Тепломережа», що входило до системи «Донсевукренерго».

1934, 1 серпня. Пуск Краснозаводської теплоелектроцентралі (ТЕЦ-3) із двома енергетичними котлами продуктивністю по 110 т/годину на параметри середнього тиску 33 атм. і $T = 425$ °С та однією турбіною типу АТ-25-1 потужністю 25 мВт, з вуглеподачею, системою пилоприготування та шлаковидаленням на двох котлах, хімводоочисною та відкритою підстанцією 38 кВ з двома трансформаторами зв'язку з системою по 15 тис.кВА.

1934–1935 роки. Підприємством «Тепломережа» господарським способом були споруджені від ТЕЦ-3 теплопроводи та паропроводи до промислових підприємств: гіганту турбобудування ХТГЗ, ХПЗ (нині завод ім. Малишева), ХЕМЗу, заводу «Серп і Молот», велозаводу, 2-й міський дікарні та інцтм об'єктам міста.

1936–1938 роки. Були введені в експлуатацію теплові мережі від Червонозаводської ТЕЦ до велозаводу. Почалося будівництво теплопроводу від велозаводу до пл. Повстання. Наприкінці 1937 року загальна довжина магістральних мереж сягала майже 42 км, а їх теплове навантаження - 185 Гкал/час.

1938 рік. Закінчено спорудження насосної станції на теплових мережах від ТЕЦ-3 на вул. Доброхотова, 15, де розмістилося управління підприємства «Тепломережа».

1940 рік. Розвиток теплових мереж від ТЕЦ-3 до вул. Військової. Спорудження теплових мереж на селищі ім. Артема.

Теплове навантаження приєднаних споживачів складало 80 Гкал/год при довжині теплових мереж близько 15 км. У центральному районі від ДЕС-1 навантаження зросло до 35 Гкал/год при протяжності мереж 12,5 км. Загальна довжина мереж міста по трьом районам на той час становила 42 км з підключеним навантаженням (разом з виробничою парою) 652 Гкал/год.

1941 рік. Початок Великої Вітчизняної війни. Повне руйнування ДЕС-1 – джерела тепла центрального району, більшої частини теплових мереж та ТЕЦ-3; частково насосної станції на вул. Доброхотова 15 та ТЕЦ-4 на території ХТЗ.

1944 рік. Пуск в експлуатацію ТЕЦ-4 з турбогенератором потужністю 8 МВт та двома енергетичними котлами паропродуктивністю по 50 т/год кожен. Відновлення теплових мереж у Орджонікідзевському районі.

1944, 1 серпня. Пуск на ТЕЦ-3 одного котла на 110 т/год та турбіни АТ-25-1 на 25 МВт.

1945, травень. Пуск на ТЕЦ-3 другого котла на 110 т/год. Відновлення та пуск в експлуатацію теплових мереж від ТЕЦ-3 до ХЕМЗ, ХТГЗ, заводу ім. Малишева, 2-й міськклікарні, велозаводу, заводу «Серп і Молот» та ін.

1948 рік. Введення в дію всіх довоєнних теплових мереж, які йдуть від ТЕЦ-3. Закінчення будівництва теплотраси діаметром 700–500 мм. Загальна довжина мереж міста по трьом районам на той час становила 54 км із підключеним навантаженням (разом з виробничою парою) 850 Гкал/год.

1949 рік. Завершення робіт з оновлення та розширення ТЕЦ-4 зі збільшенням довоєнної потужності на 15,5 МВт. Завершення відновлення електростанцій. Загальна потужність теплової та електричної енергії досягла довоєнного рівня. ДЕС-2 – 48,25 тис.кВт, ТЕЦ-3 – 53 тис. кВт. ДЕС-4 зайняла провідне місце у місті Харкові, її продуктивність становила 55,5 тис. кВт.

1950 рік. Завершення спорудження перемички між тепломережами Червонозаводського та Центрального районів для подачі тепла від ТЕЦ-3. Траса пройшла вул. Військовою, пл. Руднева, пров. Булгаківським до вул. Кооперативній. Цього ж року було закінчено будівництво насосної станції на вул. Кооперативній. Центральний район отримав тепло від ТЕЦ-3.

1953 рік. Початок спорудження нової магістралі діаметром 600 мм від ТЕЦ-3 до Центрально-Нагірного району міста у комплексі з новою насосною підстанцією, розташованою на вул. Бутівській.

1960 рік. Укладання нових теплових мереж до ХЕМЗ, ХТГЗ, заводу «Серп і молот», а також в районі Салтівського селища, що дозволило задовольнити потреби промислових підприємств, що зросли, і почати теплофікацію Салтівського житлового масиву. Навантаження приєднаних споживачів складало по Центрально-Нагірному району – 118 Гкал/год, по Краснозаводському – 234 Гкал/год, по Орджонікідзевському – 262 Гкал/год. Початок спорудження нової магістралі діаметром 600 мм від ТЕЦ-3 до вул. Харківських Дивізій для теплопостачання житлового масиву у районі Селекційної станції (нині – «Нові будинки»).

1965 рік, лютий. Введення в експлуатацію котельні Павлове Поле. Було пущено перший із чотирьох котлів ПТВМ-50.

Початок спорудження тепломагістралей від ТЕЦ-3 діаметром 900 мм у центр міста район пр. Гагаріна. Від цієї магістралі отримав тепло й житловий масив, розташований на пр. Гагаріна.

1967 рік. Створення підприємства «Об'єднані котельні з тепловими мережами» – підрозділи міськжитлоуправління (підстава – Постанова Ради Міністрів УРСР від 4 серпня 1967 року, наказ Міністерства житлово-комунального господарства України від 7 вересня 1967 року № 433, рішення виконкому Харківської міської Ради народних депутатів від 1 1967 р. № 511.

1969 рік. Введення в експлуатацію районної котельні Салтівського житлового масиву продуктивністю 780 Гкал/год для теплопостачання всього Московського району, а також частини Фрунзенського та Київського районів. У котельні було встановлено шість котлів ПТВМ-100 та один котел ПТВМ-180.

1970 рік. Пуск пікової водогрійної котельні на ТЕЦ-4 продуктивністю 660 Гкал/год. У котельні було встановлено три котли ПТВМ-100 та два котли ПТВМ-180.

1972, 1 січня. Об'єднання відповідно до наказу Міненерго УРСР N 201 від 9 листопада 1971 р. підрозділів ПЕО «Харківенерго»: Харківська ТЕЦ-3, Харківська ТЕЦ-4 та підприємство «Тепломережа» у виробниче об'єднання «Харківтеплоелектроцентрально» з метою централізації управління виробленням та розподілом теплової енергії. Вироблення теплової енергії цього року становило 5,6 млн. Гкал на рік.

Створення рішенням Харківського облвиконкому підприємства «Харківоблтепломережа» для централізованого управління теплогрелами в Харківській області.

1973 рік. Початок будівництва однієї з найбільших теплофікаційних станцій у СРСР – Харківської теплоелектроцентралі №5 із загальною проектною потужністю теплової енергії – 2780 Гкал/год, електричної енергії – 970 МВт.

1976 рік. Введення в експлуатацію Комінтернівської районної котельні загальною продуктивністю 400 Гкал/год для забезпечення тепловою енергією споживачів Комінтернівського та частини Червонозаводського районів. У котельні було встановлено чотири котли ПТВМ-100.

1979, 20 грудня. Введення в дію першого теплофікаційного енергоблоку ТЕЦ-5.

1980, 30 жовтня. Введення в дію другого теплофікаційного енергоблоку ТЕЦ-5. Загальна електрична потужність станції досягла 240 МВт, а тепла – 720 Гкал/год.

1990, 2 вересня. Введення в експлуатацію третього енергоблоку ТЕЦ-5.

1993 рік. Теплова потужність ВО «Харківські ТЕЦ» становила 3380 Гкал, довжина теплових мереж 468,6 км із приєднаним тепловим навантаженням 5390,3 Гкал/год. На підприємстві діяли 7 теплофікаційних районів, 3 районні котельні, ТЕЦ-3, ТЕЦ-4, 9 діючих насосних станцій.

1995 рік. Завершення будівництва тепломагістралі № 2 із насосними станціями для забезпечення подачі теплоносія до району Олексіївського та Салтівського житлових масивів.

До 1997 року було збудовано тепломагістралі діаметром 800–500 мм до мікрорайонів «Північний–1, 2, 3, 4, 5»; діаметром 700 мм – до Роганського житлового масиву; діаметром 800 мм – від камери МК-38 вздовж вул. Клочковській до Олексіївського житлового масиву; тепломагістраль N 1 – від ТЕЦ-5 до вул. Постишева, діаметром 1000–900 мм – по території ТЕЦ-4 та ХТЗ; діаметром 600 мм – від котельні заводу імені Малишева до Завражного майданчика; діаметром 600 мм – по вул. Кірова від пл. Повстання до вул. Плехановській та багато інших.

2000 рік. На обслуговуванні та в експлуатації 26 теплопостачальних підприємств об'єднання «Харківтеплоенерго», включаючи область, знаходилося 628 котелень із встановленою потужністю 3250 Гкал, 236 теплорозподільних станцій; 2036 км (у двотрубному обчисленні) трубопроводів теплових мереж. На обласному підприємстві «Харківські теплові мережі» діяли 7 теплофікаційних районів із загальною довжиною мереж 411,017 км. діаметром від 50 до 1200 мм: Червонозаводський із мережами завдовжки 76,884 км; Київський – 75,250 км; Орджонікідзевський – 88,826 км; Дзержинський – 55,898 км; Московський – 26,674 км; Комінтернівський – 50,183 км; Ленінський – 36,302 км; 3 районних котелень: Московського району із встановленою потужністю 780 Гкал/год, Дзержинського району – 300 Гкал/год та Комінтернівського району – 400 Гкал/год, ТЕЦ-3 із встановленою потужністю 1125 Гкал/год та ТЕЦ-4 із встановленою потужністю 968,1 Гкал/год, 9 діючих насосних підстанцій.

Об'єднання 1 серпня 2000 року виробничого підприємства «Харківські теплові мережі» з виробничим підприємством «Харківтеплоенерго» (розпорядження облдержадміністрації № 662 від 30.06.2000 р. та зміни та доповнення до № 707 від 25.07.2000 р.).

2001 рік, 1 серпня. Створення комунального підприємства «Харківські теплові мережі» за розпорядженням № 429 від 27 червня 2001 р. голови Харківської обласної державної адміністрації. До складу комунального підприємства «Харківські теплові мережі» увійшли міські підприємства теплових мереж, що вийшли із об'єднання «Харківтеплоенерго».

ЛЕКЦІЯ 3 ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Енергозбереження – це організаційна, наукова, практична, інформаційна діяльність, спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної та перетвореної енергії та природних енергетичних ресурсів у національному господарстві та яка реалізується з використанням технічних, економічних та правових методів.

Енергозберігаюча політика – адміністративно-правове та фінансово-економічне регулювання процесів видобутку, переробки, транспортування, зберігання, виробництва, розподілу та використання паливно-енергетичних ресурсів з метою їх раціонального використання та економного витрачання.

Паливно-енергетичні ресурси – це сукупність усіх природних та перетворених видів палива та енергії, що використовуються у національному господарстві.

У питаннях економії енергії досі основна увага приділяється ефективності виробництва, а не ефективності використання цієї енергії. Більш правильним є підхід, коли економія енергії починається з кінцевих споживачів, включає теплові мережі та досягає джерел тепла. Насамперед вивчається енергоспоживання кінцевих користувачів з метою скорочення витрат енергоресурсів. Далі системи транспортування теплової енергії - теплові мережі приводяться у відповідність до потреб споживачів. Потім виробничі потужності ТЕЦ та котелень приводяться у відповідність з нижчими тепловими потужностями споживачів.

Близько 50 % економії теплової енергії може бути отримано при утепленні будівельних конструкцій з пониженими коефіцієнтами теплопередачі. При новому будівництві та реконструкції житлових, громадських та виробничих будівель в Україні мінімальні значення коефіцієнта теплопередачі для стін становлять $0,4 \text{ Вт/м}^2 \text{ К}$, а для вікон – $2 \text{ Вт/м}^2 \text{ К}$. Досвід багатьох зарубіжних країн, у тому числі Німеччини, показує, що необхідне нове нормування та зниження коефіцієнтів теплопередачі для стін до $0,3\text{-}0,35 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$, а для вікон – $1,6 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$. Утеплення підлог перших поверхів знижує втрати тепла приблизно на 10 %. Влаштування теплих горищ, тобто виведення вентиляційних каналів на горище також призводить до зниження втрат тепла на 15 %. Утеплення тамбурів, герметизація сходових вікон, застосування зовнішніх дверей з доводчиками знижує втрати сходових клітин. Окрім технічних заходів для утеплення для житлових будівель, великий потенціал заощадження енергії знаходиться в руках мешканців. Системи опалення, гарячого водопостачання, вентиляції та кондиціонування повітря також відносяться до енергоспоживаючих систем будівель. Тому теплова ізоляція трубопроводів на горищах і підвалах, ізоляція стояків гарячого водопостачання дуже важливі для економії теплової енергії. Встановлення кранів подвійного регулювання та регуляторів температури з погодинною корекцією в залежності від температури зовнішнього повітря зменшує втрати тепла на 8–10 % та ліквідує перегрів приміщень в осінній та весняний періоди опалювального сезону. Застосування сучасних засобів автоматизації інженерних систем будівель нині є дуже важливим завданням. Автоматизація теплових пунктів із встановленням регуляторів температури з погодинною корекцією та теплолічильників призводить до економії 15–20 % теплової енергії.

Після визначення потреб споживачів у тепловій енергії необхідно розглянути розподільні мережі теплопостачання. Більше 20 % теплової енергії втрачається між джерелом та споживачем. Існують три основні фактори, що впливають на ефективність системи теплопостачання

Теплові втрати – втрати енергії із системи теплопостачання, насамперед, викликаються неефективною, неправильною або відсутністю ізоляції на трубопроводах, вентилях, фланцях та інших елементах системи. Теплоізоляційні властивості залежать від теплопровідності матеріалу ізоляції та

від різниці температур між теплоносієм та навколишнім середовищем. Важливим чинником щодо економічної товщини ізоляції є захисна обшивка ізоляції. Для спрощення обслуговування вентилів та фланців їх часто залишають неізольованими. Неізольований ventиль пропускає таку кількість тепла, як і 1 метр неізольованої труби такого ж діаметра; неізольовані фланці, які мають меншу поверхню, пропускають близько половини цієї кількості.

Втрати тиску – у разі визначальним чинником є співвідношення між розміром трубопроводу і навантаженням по воді чи пару. Як існує економічна товщина ізоляції, існує економічний розмір труби. Якщо труба занадто маленька, недостатньо теплової енергії під високим тиском буде подаватися до споживача. Капітальні витрати на труби будуть невеликі, а експлуатаційні витрати через падіння тиску системи будуть високі. Занадто велика труба означає, що буде збільшено втрати тепла з поверхні. Капітальні витрати будуть вищими, як для труби, так і для ізоляції, але експлуатаційні витрати будуть нижчими. У цих випадках ефективність системи теплопостачання знижується. Правильний розмір трубопроводів означає підбір такого діаметра труби, при якому досягається мінімальне падіння тиску між котлом джерела та споживачем.

Надмірність системи – під час розгляду системи теплопостачання насамперед необхідно уникати надлишку системи. З розвитком та зростанням підприємства розвиваються і виробничі процеси, змінюється система теплопостачання для забезпечення нових навантажень. Зазвичай, коли системи модернізують, то старе обладнання прибирають і ставлять нове. У багатьох випадках початкові обсяги та тиск в тепловій мережі не відповідають новим вимогам. Згодом система теплопостачання стає дедалі складнішою і втрати тепла у ній збільшуються. З'являється можливість раціоналізувати систему теплопостачання та отримати економію. Всі теплові мережі потребують регулярної ревізії. Ревізія та раціоналізація повинні починатися з усунення надлишкових трубопроводів. Першим кроком у визначенні надмірних чи надто великих трубопроводів є схема мережі теплопостачання. На ній мають бути зазначені лінії трубопроводів та їх розміри, споживачі, яких вони обслуговують, та максимальні витрати тепла за споживачами.

Часто досить просто раціоналізувати систему теплопостачання, прибравши частину довжини трубопроводів або зменшивши їх діаметри по змінним навантаженням. Це дає найбільшу економію щодо втрат тепла та сприяє більш ефективній роботі всієї системи.

Енергія – життєво важлива складова економічного процвітання, але це також і велика складова забруднення навколишнього середовища, екологічної деградації та виснаження ресурсів.

Історично в Україні, як і в усьому світі, питання енергії розглядалося з погляду можливостей постачання енергоресурсів. Це ставлення досі має місце у питаннях економії енергії, де основна увага приділяється ефективному виробництву енергії та мало уваги приділяється ефективному використанню цієї енергії. Такий підхід призводить до половинчатих результатів. Набагато ефективнішим виявляється підхід, коли економія енергії починається з кінцевих

споживачів. Насамперед вивчається енергоспоживання кінцевих користувачів з метою визначення заходів щодо скорочення витрати енергоресурсів. Потім системи енергопостачання приводяться у відповідність до потреб транспортування енергії споживачам. Потім виробничі потужності приводяться у відповідність до нижчих потреб.

Як показує світова практика, упродовж багатьох років добре зарекомендували себе енергоефективні проекти двох напрямків. Перший напрямок пов'язаний із великими змінами в технологіях, зі змінами у технологічному процесі, із заміною обладнання. Цей напрямок дуже ефективний, енергозберігаючий ефект проявляється негайно, але необхідні значні інвестиції, і потрібен тривалий час для їхньої окупності. Другий напрямок пов'язаний із підвищенням енергоефективності діючих систем. В умовах дефіциту інвестиції цей напрямок найбільш прийнятний у цій економічній ситуації в Україні, особливо коли грошові потоки пов'язані з поверненням інвестицій важкопрогнозовані. Враховуючи загальний стан справ в економіці України, найбільш реальним є енергозбереження із застосуванням високоефективних та маловитратних заходів.

Серед них: енергоменеджмент; енергомоніторинг; налагодження обліку та контролю витрати енергоресурсів; оптимізація режиму роботи; зменшення втрат шляхом герметизації та ізоляції обладнання.

Розглядаючи можливість підвищення енергоефективності, необхідно пам'ятати, що технології, що використовуються до і після впровадження енергозберігаючих заходів, не створювалися одночасно. Існує можливість підвищення енергоефективності будь-якої чинної системи. Це досягається за рахунок застосування досконаліших за енергоефективністю технологій, або за рахунок використання досконаліших прийомів експлуатації діючих технологій, або за рахунок досконалішого управління.

Ефект енергозбереження залежить від багатьох причин: від кваліфікації фахівців, від глибини вивчення технічних та технологічних досягнень, від глибини патентних та інформаційних досліджень, від економічних показників, від досконалості структури управління підприємством та інших факторів.

3.1 Програма з енергоефективності

Ефективна енергетична програма має бути націлена на зменшення використання викопного палива із збереженням якості існуючих виробничих процесів. Кожна програма має починатися з чіткої стратегії, чого необхідно досягти у сфері використання енергії? Виходячи зі стратегії, визначаються цілі та завдання програми.

Наступна стадія полягає у проведенні енергоаудиту. Він визначить де знаходиться підприємство по відношенню до поставленої мети і виявить заходи, які потрібно вжити для їх досягнення. Для моніторингу процесу досягнення поставлених цілей необхідно мати систему, яка дозволить вимірювати та оцінювати використання енергії.

Системи енергоменеджменту надають таку можливість, більше того, вони можуть бути розвинені далі та стати системами, в рамках яких проводитиметься вся робота щодо ефективного використання енергії. З метою досягнення максимальних результатів заходи мають бути скоординовані, а використання специфічних систем енергоменеджменту дасть істотні переваги.

Кожна програма з енергоефективності вимагатиме інвестицій у технології. Для отримання фінансового капіталу потрібно підготувати фінансове обґрунтування проекту. Тому методи оцінки інвестицій є дуже важливими питаннями. Розуміння методів необхідне як розробникам, так і керівникам.

І, зрештою, дуже важливим є обмін інформацією про програму. Такий обмін демонструє постійний інтерес та підтримку керівництва всієї програми з енергоефективності та забезпечує дієвий зворотний зв'язок з усіма працівниками та особами, зацікавленими у просуванні до поставлених цілей.

Без чітко визначеної енергетичної стратегії неможливо розробити ефективну програму енергоефективності. Стратегія не повинна бути сфокусована лише на вартості енергії, вона має стати всеосяжним документом, який відображатиме те, як прийняті рішення вплинуть на енергоефективність. Без загальної рішучості покращити енергоефективність прогрес у скороченні енерговитрат буде дуже невеликим. Найбільш серйозною має бути рішучість з боку керівництва. Необхідно, щоб керівництво усвідомило вигоди від покращення енергоефективності не лише у фінансовому плані, а також у плані збільшення комфортності людей та відповідності екологічним цілям.

Процес енергоаудиту включає збирання інформації, її аналіз та визначення ділянок, на яких робота може бути покращена.

Енергоаудит можна поділити на три стадії: підготовка, аудит, здійснення.

Підготовка аудиту

Група аудиту вимагає компетентних людей, які повинні мати відповідну технічну підготовку для повного розуміння процесів, що підлягають аудиту. Необхідно також ухвалити рішення про глибину аудиту. Коли рішення прийнято, то, щоб зробити роботу ефективною, аудиторам необхідно отримати попередню інформацію про процес та місцезнаходження обладнання та тих людей, які будуть з ним працювати.

Енергетичний аудит

Необхідно періодично розмовляти з персоналом та переглядати реєстраційні журнали, оглядати приміщення та обладнання. Можливо знадобиться встановлення тимчасового вимірювального обладнання та тестування роботи.

Технічні цілі енергоаудиту полягають у встановленні де в технологічному процесі системи використовується енергія, як багато споживається енергії і на якому рівні проходить її споживання (тобто параметри тиску, температури, напруги).

Ефективність цих заходів визначатиметься по тому, якою мірою вони виконують цілі енергетичної політики.

Коли вся необхідна інформація зібрана, вона буде проаналізована з метою визначення які зміни потрібні для покращення енергоефективності.

Увага приділяється основним енергоспоживаючим стадіям технологічного процесу та визначається, яка мінімальна кількість енергії потрібна для роботи цієї стадії. Потрібно також провести порівняння між дійсним енергоспоживанням на цій стадії процесу та мінімальною потребою, а також визначити зміни, що призведуть до зменшення дійсного енергоспоживання до мінімуму.

Ефективність енергопостачання

Як тільки визначаться мінімальні потреби для процесу, тоді слід розглядати розподільчі мережі, які постачають енергією. У цьому питанні метою є визначення необхідних змін у розподільчій мережі, які забезпечать мінімальні втрати при постачанні мінімально необхідної кількості енергії.

Ефективність виробництва енергії

Визначивши мінімальне енергоспоживання та мінімізувавши втрати в мережах, метою стає визначення змін у виробництві енергії, які дозволить проводити постачання енергії з дуже високою ефективністю.

Як тільки вся інформація буде проаналізована, стане можливим скласти перелік виявлених можливостей та зробити висновки, які безпосередньо відповідатимуть цілям покращення енергоефективності. Останнім етапом у процесі є здійснення заходів. Тут потрібно буде скласти план заходів. Він має визначити зміни, які необхідно провести, а також вказати кількісно витрати та запланований прибуток. Точність розрахунку витрат та прибутку має бути достатньою, щоб визначити пріоритетні заходи.

3.2 Системи енергетичного та екологічного менеджменту

Багато в чому системи енергоменеджменту подібні до систем екологічного менеджменту (СЕМ). Тому шлях до впровадження СЕМ починається із системи енергоменеджменту.

Системи енергоменеджменту є гарною відправною точкою, оскільки вимагають тих самих засобів і методів менеджменту, але застосовуються для більш обмеженого кола питань. Досвід, отриманий внаслідок впровадження систем енергоменеджменту, може бути використаний для розробки СЕМ.

Впровадження на тепlopостачальних підприємствах системи екологічного менеджменту дозволить отримати такі переваги:

- 1) економічні - виключення забруднення довкілля та виробництва відходів;
- 2) підвищена мотивація працівників, особливо серед молоді, яка за результатами досліджень виявляє більшу екологічну свідомість, ніж їхні батьки;
- 3) отримання конкурентних переваг у споживачів, які враховують питання екології;
- 4) полегшення отримання інвестицій.

Останній пункт має особливий інтерес, а саме кредитні установи вимагають, щоб підприємства, яким вони позичають гроші, були екологічно чистими.

Аспекти енергоменеджменту пов'язані з багатьма положеннями програми з тко-менеджменту та фудиту. Їх можна коротко викласти так:

– *Ухвалення політики.* Весь персонал організації має бути ознайомлений із нею та підтримувати її. Також мають бути чітко визначені люди, відповідальні за провадження цієї політики, і вони повинні мати відповідні повноваження та ресурси.

– *Енергетичний аудит.* Потрібна докладна інформація про енергоспоживання. Вона повинна відображати все енергоспоживання по кожному окремому процесу, що є на підприємстві, у порівнянних одиницях енергії та на одиницю продукції. Необхідно розрахувати пов'язані з цим витрати та потенційну економію.

– *Здійснення енергетичної програми.* Необхідно встановити цілі та терміни її виконання. Система менеджменту має бути визначена, щоб гарантувати виконання енергозберігаючих заходів. Повинна бути організована система безперервного моніторингу енергоспоживання у виробничих процесах. Моніторинг енергоспоживання дозволить забезпечити виконання завдань. Необхідно також здійснювати реєстрацію даних.

– *Енергетична політика.* Успіх енергетичної політики має стати доступним широкої аудиторії як у організації (щоб допомогти мотивувати персонал), так і поза її межами.

Неважливо, з якої причини впроваджується система екологічного менеджменту і яка система обрана, підприємства стикаються з необхідністю визначати екологічні показники роботи, особливо кількісні показники екологічного впливу на навколишнє середовище і робити кроки по безперервному їх поліпшенню. Слід зауважити, що енергоспоживання у виробничих процесах призводить до викидів у навколишнє середовище, і таким чином покращення енергоефективності допоможе підприємству виконати цілі екологічної політики.

3.3 Енергозбереження при використанні палива

Теплова енергія палива є первинним джерелом енергії. Паливо, що використовується, може бути в твердому, рідкому, газоподібному стані. Деякі установки можуть бути розроблені для двох видів палива, щоб працювати з двома видами тарифів та гарантувати найнижчі витрати на паливо.

Законодавство в галузі екології торкнеться: викидів у повітря, тобто. SO_x, NO_x, CO₂, пилу; рівня шуму; зберігання палива; рідких викидів у водні ресурси;

Для всіх видів палива економічно вигідним є зниження температури відпрацьованих газів нижче 200 °С. Для більш старих моделей барабанних котлів з температурою димових газів більше 260 °С економайзер міг би знизити температуру до 200 °С та підвищити температуру живильної води на 15 °С, збільшивши загальну ефективність котла.

Для сучасних барабанних котлів з температурою відпрацьованих газів на виході 140 °С можна було б встановити конденсаційний економайзер для зменшення температури на виході до 65 °С та підвищення загальної ефективності на 5 %. Якщо застосовується постійне продування для підтримки рівня вмісту солі, тоді можна встановити невеликий теплообмінник для використання тепла, що міститься в продувних водах, для підігріву поживної води. Використання підігріву повітря топки також може підвищити ефективність котла. Існують три методи попереднього підігріву топкового повітря:

- використання теплообмінника газ/повітря в димарі;
- всмоктування топкового повітря з верхньої частини котельні, де накопичується повітря, підігріте в результаті конвекції з поверхні котлів;
- всмоктування топкового повітря через кожух котла для утилізації теплових втрат з тепловим випромінюванням та конвекцією.

Два останні методи найчастіше застосовуються, оскільки вони не потребують великої кількості додаткового устаткування.

Найбільшими втратами в котлах незмінно є втрати з димовими газами, що виходять з димаря, і, певною мірою, це є бажаним, оскільки це запобігає проблемам, пов'язаним з корозією.

Існуючі технології, що дозволяють знижувати температуру димових газів до значень нижче за точку роси, що веде до значної економії енергії.

3.4 Енергозбереження у системах тепlopостачання

Цей розділ присвячений транспортуванню теплової енергії до кінцевих споживачів. У той час як великі зусилля докладаються для підвищення ефективності виробництва теплової енергії на невеликий відсоток, понад 20 % цієї теплової енергії втрачається між котельнею та кінцевими споживачами. Існують три фактори, які мають розглядатися в оцінці ефективності системи тепlopостачання. Теплові втрати – втрати енергії із системи тепlopостачання, передусім викликаються неефективною, неправильною чи відсутністю ізоляції на трубопроводах, вентилях, фланцях та іншій арматурі. У парових системах втрати тепла відбуваються через конденсацію пари в трубах, тому існує необхідність додаткового обладнання для відділення конденсату від пари. Втрати тиску – у цьому випадку визначальним фактором є співвідношення між розміром трубопроводів та навантаженням по парі або воді, для якої вони використовуються. Якщо трубопроводи занадто малі, у разі капітальні витрати на труби будуть невеликі, тоді як експлуатаційні витрати через падіння тиску в системі будуть високі. Якщо розміри трубопроводу занадто великі, тоді капітальні витрати будуть вищими, як для труби, так і для ізоляції, але експлуатаційні витрати будуть нижчими. При розгляді системи тепlopостачання насамперед необхідно уникати надлишку системи. З розвитком та зростанням підприємства розвиваються і виробничі процеси, змінюється система тепlopостачання для забезпечення нових навантажень. Згодом система постачання стає все більш складною і втрати

тепла в ній збільшуються. Найчастіше досить просто раціоналізувати трубопроводи, прибравши до 15 % довжини трубопроводу. Це дає найбільшу економію щодо втрат тепла та сприяє більш ефективній роботі всієї мережі. Рівень втрат тепла залежатиме від товщини ізоляційного шару та його теплоізоляційних властивостей. Теплоізоляційні властивості залежать від теплопровідності, яка визначається швидкістю, з якою тепло проходить через матеріал, а також різниці температури між теплоносієм і навколишнім середовищем. При зменшенні теплопровідності втрати тепла для даної товщини ізоляції зменшуватимуться. Іншими факторами, що впливають на теплоізоляційні властивості, є поверхневі властивості, що впливають на втрати через теплове випромінювання. Втрати із тепловим випромінюванням можуть бути зменшені додатковим застосуванням металевої обшивки для ізоляції. Вигода від використання цієї обшивки залежить від реальних умов, але зменшення загальних втрат тепла на 10 % буде звичайним результатом. Виробники ізоляційних матеріалів зазвичай надають інформацію про теплоізоляційні властивості, що допомагає уникнути складних та довгих розрахунків. Існують нормативні дані про температуру та рухливість повітря. Якщо труба розташована так, що схильна до обдування, тоді товщина ізоляції збільшується. Можна зменшити втрати тепла із системи трубопроводів до нуля шляхом застосування досить товстого шару ізоляції. Витрати працюючої гарячої труби складаються із витрат від втрати тепла плюс ціна ізоляції. Існують додаткові витрати, пов'язані з покращенням теплоізоляційних властивостей та товщини ізоляції. Хоча вищі витрати і призведуть до економії енергії, але настає такий момент, для якого збільшення витрат на ізоляцію не виправдовується додатковою економією, яку забезпечить ізоляція. Ця точка називається економічна товщина ізоляції. Мінімальні витрати – це найнижчі загальні витрати на ізоляцію та від втрат тепла протягом певного періоду часу, за певної вартості палива, які будуть мати місце для певної товщини ізоляції. Щоб отримати економічну товщину ізоляції, необхідні такі дані:

- вартість палива;
- ефективність котла;
- кількість годин, роботи на рік;
- втрати тепла на погонний метр труби (для цього знадобиться знати розмір труби, робочу температуру, тип та товщину ізоляції, умови довкілля);
- вартість ізоляції, включаючи матеріали, трудові витрати на погонний метр трубопроводу.

Потрібно також згадати про ізоляцію вентилів та фланців на трубопроводах. Щоб спростити обслуговування вентилів та фланців, вони часто залишаються не ізольованими. Неізольований вентиль пропускає таку кількість тепла, як і 1 метр неізольованої труби; неізольовані фланці, які мають меншу поверхню, пропускають близько половини цієї кількості. Також як існує економічна товщина ізоляції, також існує економічний розмір труби. Якщо труба занадто маленька, то недостатньо теплової енергії під досить високим тиском буде подаватися в процес. Занадто велика труба означає, що буде збільшено втрати тепла з поверхні. У будь-якому разі ефективність системи

знижується. Правильний розмір трубопроводів означає підбір такого діаметра труби, при якому досягається мінімально прийнятне падіння тисків між котлом та споживачем. Для визначення правильних розмірів труб визначених призначень використовувалися емпіричні методи. Хоча це може здатися і ненауковим, але досвід, на якому вони базуються, накопичувався на практиці, і вони ще залишаються хорошими. Найпростіший полягає у розрахунку швидкості потоку в трубі для даної потужності потоку. Зазвичай, коли системи модернізують, то старе обладнання забирається і ставиться нове, і в багатьох випадках початкові тиски та обсяги мережі вже не відповідають вимогам, тому з'являється можливість раціоналізувати систему і отримати економію. Всі мережі теплопостачання потребують регулярної ревізії. Ревізія та раціоналізація повинні починатися з усунення надлишкових трубопроводів. Першим кроком у визначенні надмірних чи надто великих трубопроводів є схема мережі теплопостачання. На ній мають бути вказані лінії трубопроводів та їх розміри, а також споживачі, які вони обслуговують. Для споживачів тепла повинні також бути вказані максимальна потреба та звичайна кількість годин роботи. Потім мають бути поставлені такі питання:

1) Чи можна спростити схему, прибравши деякі з існуючих трубопроводів або додавши нові з'єднання?

2) Чи є лінії, які використовуються дуже короткий час, і чи можна ці лінії ізолювати?

3) Чи правильно встановлений тиск для споживачів? Чи можна зменшити тиск на якійсь лінії?

4) Чи правильно підібрані розміри труб стосовно потреб у тепловій енергії? (якщо труби занадто великі, то втрати теплової енергії будуть більшими, ніж кількість енергії, яку вони поставляють)?

У багатьох випадках зменшення втрат шляхом встановлення клапанів, що відсікають, використання правильних розмірів труб і вилучення надлишкових трубопроводів окупить необхідні інвестиції за відносно короткий період часу.

ЛЕКЦІЯ 4 ПРИЄДНАННЯ СПОЖИВАЧІВ ДО ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

Теплове навантаження можна розділити на сезонне та цілорічне. Зміна сезонного навантаження залежить головним чином від кліматичних умов – температури зовнішнього повітря, його вологості, швидкості вітру, сонячної радіації та інших. Основну роль відіграє зміна температури зовнішнього повітря. Сезонне навантаження має порівняно постійний добовий графік та змінний річний. До сезонного навантаження відносять навантаження опалення, вентиляції (зимові навантаження), кондиціонування (літнє навантаження). До цілорічного навантаження відносяться навантаження гарячого водопостачання (ГВП) та технологічне навантаження. Графік технологічного навантаження залежить від характеру виробництва. Графік навантаження ГВП залежить від благоустрою будівель, складу населення, графіка робочого дня, режиму роботи

комунальних підприємств. Технологічна і навантаження ГВП слабо залежить від пори року. Централізована подача тепла необхідна:

а) у системі опалення для нагрівання теплоносія, який подається до опалювальних приладів, розташованих у приміщеннях;

б) у системах вентиляції та кондиціонування повітря для підігріву повітря в холодну пору року перед його подачею до приміщення;

в) у системі гарячого водопостачання для нагрівання водопровідної води від температури 5–15 °С до температури 55–70 °С.

4.1 Визначення теплових потоків на системи опалення, вентиляції та системи гарячого водопостачання

Мета опалення – підтримка температури внутрішнього повітря у приміщенні на заданому рівні. Температура повітря в приміщенні залежить від призначення приміщення, а в промислових будинках від характеру виконуваних робіт. Значення температури повітря у приміщеннях приймаються згідно з нормативними документами. Для житлових будівель – від 18 °С до 20 °С; для промислових будівель – від 16 °С до 20 °С; для громадських будівель – від 14 °С до 25 °С.

При проектуванні джерел тепла потреба тепла на опалення може бути визначена за укрупненими показниками.

Максимальний тепловий потік на опалення житлових та громадських будівель, Вт, дорівнює:

$$Q_{max}^o = q_0 \cdot A \cdot (1 + k_1), \quad (4.1)$$

де q_0 – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м² будівлі, Вт;

A – загальна площа будівлі, м²;

k_1 – коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення будівлі, $k_1 = 0$ для житлових будівель; $k_1 = 0,25$ для громадських будівель.

Максимальний тепловий потік на вентиляцію для громадських будівель, Вт, дорівнює:

$$Q_{max}^e = q_0 \cdot A \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (4.2)$$

де k_1 – коефіцієнт, який враховує тепловий потік для опалення громадських будівель, $k_1 = 0,25$,

k_2 – коефіцієнт, який враховує тепловий потік на вентиляцію громадських будівель, $k_2 = 0,4$ для будівель, що побудовані до 1985 року; $k_2 = 0,6$ для будівель, що побудовані після 1985 року.

Для визначення максимального теплового потоку на гаряче водопостачання житлових і громадських будівель, Вт, спочатку знаходиться середній тепловий потік, Вт, за формулою:

$$Q_{cp}^{z.6.} = \frac{1,2 \cdot m \cdot (a + b) \cdot (55 - t_x)}{24 \cdot 3,6} \cdot c, \quad (4.3)$$

де m – кількість осіб, для житлових будинків визначається за такою формулою:

$$m = \frac{A}{12}, \quad (4.4)$$

a – норма споживання гарячої води для житлових будівель (105 л/добу);

b – норма споживання гарячої води для громадських будівель (25 л/добу);

t_x – температура води у зимовий період (5°C);

c – питомв теплоємність води (4,19 Дж/кг · °C).

Максимальний тепловий потік на гаряче водопостачання житлових і громадських будівель, Вт, визначається за формулою:

$$Q_{маб}^{z.6.} = 2,4 \cdot Q_{cp}^{z.6.} \quad (4.5)$$

Середній тепловий потік, Вт, на гаряче водопостачання в неопалювальний період слід визначати за формулою:

$$Q_{hm}^s = Q_{hm} \frac{55 - t_c^s}{55 - t_c} \beta, \quad (4.6)$$

де t_c^s – температура холодної (водопровідної) води в неопалювальний період (при відсутності даних приймається 15°C);

β – коефіцієнт, який враховує зміну середньої витрати води на гаряче водопостачання в неопалювальний період відносно до опалювального. Коефіцієнт приймається для житлово-комунального сектора $\beta = 0,8$; для курортних й південних міст $\beta = 1,5$; для підприємств $\beta = 1,0$.

Середній тепловий потік, Вт, на гаряче водопостачання в неопалювальний період слід визначати за формулою

$$Q_{hm}^s = Q_{hm} \frac{55 - t_c^s}{55 - t_c} \beta. \quad (4.7)$$

4.2 Визначення витрат теплоносія на системи опалення, вентиляції і системи гарячого водопостачання

Сумарна витрата теплоносія в теплових мережах, кг/год, визначається за формулою:

$$G_c = G_{max}^0 + G_{max}^6 + G_{cp}^{z.6.} \cdot k_3. \quad (4.8)$$

де G_{max}^0 – максимальна витрата теплоносія на опалення, кг/год;
 G_{min}^0 – мінімальна витрата теплоносія на вентиляцію, кг/год;

$G_{cp}^{r.b.}$ – середня витрата на гаряче водопостачання, кг/год;

$$k_3=1,2$$

Максимальна витрата на опалення, кг/год, визначається за формулою:

$$G_{max}^c = \frac{3.6 \cdot Q_{max}^0}{(T_1 - T_2) \cdot c}, \quad (4.9)$$

де Q_{max}^0 – максимальний тепловий потік на опалення, Вт;

c – питома теплоємність води (4,19 Дж/кг · °С).

T_1 – температура теплоносія в подавальному трубопроводі, °С,
($T_1=150$ °);

T_2 – температура теплоносія у зворотньому трубопроводі, °С,
($T_2=70$ °);

Максимальна витрата теплоносія на вентиляцію, кг/год:

$$G_{max}^6 = \frac{3.6 \cdot Q_{max}^6}{(T_1 - T_2) \cdot c}. \quad (4.10)$$

Середня витрата теплоносія на гаряче водопостачання для закритої системи, кг/год:

$$G_{cp}^{z.6} = \frac{3.6 \cdot Q_{cp}^{z.6}}{(T_1 - t_3) \cdot c}, \quad (4.11)$$

де $t_3 = 30$ °С.

Теплове навантаження протягом опалювального сезону змінюється. Тому для підтримання необхідного теплового режиму теплове навантаження необхідно регулювати.

Розрізняють центральне, групове, місцеве та індивідуальне регулювання. Центральне регулювання здійснюється на ТЕЦ та котельнях. Групове – на групових теплових підстанціях. Місьцеве – на місцевих теплових підстанціях. Індивідуальне – у абонентів.

Якщо теплове навантаження у всіх споживачів приблизно однакове, можна обмежитися центральним регулюванням. У більшості випадків теплове навантаження неоднорідне. У цьому випадку центральне регулювання ведеться за характерним тепловим навантаженням для більшості споживачів. Насамперед це опалювальне навантаження та спільне навантаження опалення та гарячого водопостачання. У другому випадку витрата води в теплових мережах збільшується незначно порівняно з регулюванням по опалювальному навантаженню.

У водяних системах можна міняти теплове навантаження трьома способами:

- 1) зміною температури мережевої води – якісне регулювання;
- 2) зміною витрати мережевої води – кількісне регулювання;
- 3) зміною витрати та температури води – якісно-кількісне регулювання.

ЛЕКЦІЯ 5 ЦЕНТРАЛЬНІ ТА МІСЦЕВІ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ. ПРИНЦИПОВА СХЕМА ТЕЦ

За місцем вироблення теплоти системи теплопостачання поділяються на:

– центральні (джерело виробництва теплової енергії працює на теплопостачання групи будівель та пов'язане транспортними пристроями з приладами споживання тепла);

– місцеві (споживач та джерело теплопостачання знаходяться в одному приміщенні або в безпосередній близькості).

Найбільш ефективний вид теплопостачання – це теплофікація, тобто централізоване теплопостачання на базі комбінованого вироблення теплоти та електричної енергії на ТЕЦ. Основний енергетичний ефект при теплофікації полягає у використанні теплопостачання відпрацьованої теплоти, відведеної з теплосилового циклу електростанції.

Централізована подача тепла необхідна:

а) у системі опалення для нагрівання теплоносія, який подається до опалювальних приладів, розташованих у приміщеннях;

б) у системах вентиляції та кондиціонування повітря для підігріву повітря в холодну пору року до заданої температури перед його подачею до приміщення;

в) у системі гарячого водопостачання для нагрівання водопровідної води від температури 5–15 °С до температури 55–70 °С, яка функціонує цілодобово.

Використання теплоти санітарно-технічними системами у процесі їх функціонування називають *теплоспоживанням*. Розмір теплоспоживання окремої будівлі (підприємства) змінюється протягом року. Величина і характер сезонного теплоспоживання систем опалення та вентиляції залежить в основному від температури зовнішнього повітря. Теплоспоживання системи гарячого водопостачання протягом року має відносно постійний характер. Принципова тепла схема ТЕЦ показана на рисунку 5.1. Процеси нагрівання води до температури кипіння, випаровування, перегріву насиченої пари, відбуваються в парогенераторі (1) при спалюванні в топці котла відповідної кількості палива. Перегріта водяна пара з потрібними параметрами надходить до парової турбіни, яка складається зі ступенів високого (3), середнього (4), низького тиску (5). Відпрацьована пара після ступеня низького тиску надходить у конденсатор (7). Конденсат, який утворюється після відведення від пари теплоти, за допомогою конденсаторного насоса (8) прокачують через тракт низького тиску, який складається з групи підігрівачів низького тиску (11), (12), (13), (14), сальникового підігрівача (10) та охолоджувача ежекційної пари (9). Підігрівачі низького тиску обігріваються парою з відборів турбіни. Сальниковий підігрівач призначений для утилізації теплоти низькопотенційних стоків D2 через лабіринтні ущільнення турбіни. Утилізація теплоти пари, яка потрібна для роботи ежекторів, відбувається у спеціальному теплообміннику-охолоджувачі (9). Призначення ежекторів в тепловій схемі ТЕЦ – створення необхідного розрідження в конденсаторі у момент запуску турбіни.

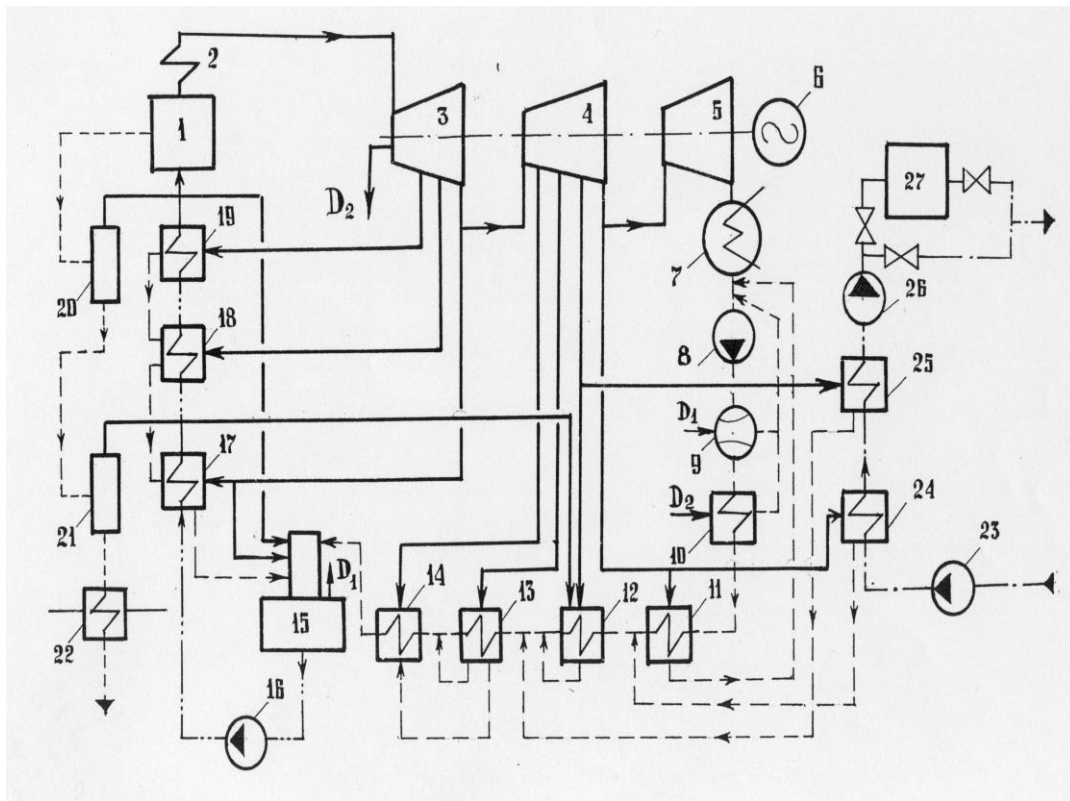


Рисунок 5.1 – Принципова теплова схема ТЕЦ:

1 – парогенератор; 2 пароперегрівач; 3, 4, 5 – парова турбіна: 3 – ступінь високого тиску; 4 – ступінь середнього тиску; 5 – ступінь низького тиску; 6 – електрогенератор; 7 – конденсатор; 8 – конденсатний насос; 9 – охолоджувач ежекторної пари; 10 – підігрівач; 11, 12, 13, 14 – підігрівачі низького тиску; 15 – деаератор; 16 – живильний насос; 17, 18, 19 – підігрівачі високого тиску; 20, 21 – розширювачі безперервної дії; 22 – теплообмінний апарат; 23, 26 – мережеві насоси; 24, 25 – мережеві підігрівачі; 27 – піковий водогрійний котел

Потоки, які змішуються в деаераторі (15), утворюють живильну воду, яка живильним насосом (16) через підігрівачі високого тиску (17), (18), (19) подається на вхід парогенератора.

Для утилізації теплоти продувочної води в даній схемі використана двоступінчаста установка, до складу якої входять розширювачі безперервної дії (20), (21), теплообмінний апарат (22), призначений для підігріву додаткової води. Воду з лінії після її охолодження в теплообміннику (22) відводять в каналізацію. Відпуск теплоти для потреб опалення, вентиляції, гарячого водопостачання, до водяних теплових мереж відбувається через мережеві підігрівачі (25), (24). При низьких температурах повітря догрівання води можна здійснювати також у піковому водогрійному котлі (27). Необхідний напір води в теплових мережах створюється мережевими насосами (23), (26).

5.1 Джерела тепlopостачання м.Харкова

Джерелами тепlopостачання м. Харкова є ТЕЦ-5, ТЕЦ-4, ТЕЦ-3, великі

районні котельні та безліч дрібних котелень. Централізоване теплопостачання має низку переваг у порівнянні з децентралізованим. По-перше, це комбіноване вироблення електричної та теплової енергії, що дуже важливо для такого великого міста, як м. Харків. По-друге, зниження рівня шкідливого впливу на довкілля. Перехід від індивідуального теплопостачання до централізованого призводить до зниження рівня забруднення атмосфери міста шкідливими оксидами вуглецю, азоту та сірки. Однією з переваг систем централізованого теплопостачання є можливість переходу від одних видів палива до інші та оптимального використання тих видів палива, які менш згубно впливають на атмосферу. До системи централізованого теплопостачання можна підключати промислові підприємства і сміттєспалювальні заводи. Європейське співтовариство планує збільшити частку ТЕЦ у системах теплопостачання у 2 рази. Ця стратегія полягає у збільшенні фінансування на будівництво ТЕЦ, застосуванні теплових мереж із попередньо ізольованих на заводах трубопроводів, заплановане зниження викидів вуглекислого газу в атмосферу. Для такого великого міста як м. Харків цей досвід дуже важливий.

5.2 Експлуатація парових та водогрійних котлів ТЕЦ

Пуск парового котла, підвідомчого органам Держмісттехнагляду, допускається після приймання газопроводів та газового обладнання, оформленого актами робочої комісії, за умови реєстрації (огляду) котла та за наявності дозволу інспектора котлонагляду, записаного у шнуровій книзі котла. Котел (водогрійний), який не реєструється в місцевих органах Держмісттехнагляду, розтоплюють за письмовим розпорядженням особи, відповідальної за його безпечну експлуатацію. Пуск будь-якого котла ведеться за розпорядженням та під керівництвом начальника котельні або особи, яка відповідає їй за посадою, після внесення необхідного запису до журналу розпоряджень та у суворій відповідності до затвердженої інструкції.

Перед кожним пуском котла необхідно переконатися в наявності контрольно-вимірювальних приладів, заливці олії в гільзи для термометрів, справності дії запобіжних клапанів, манометрів та живильних пристроїв.

Переконатися, що тиск газу перед пальником знаходиться в межах паспортних даних на пальник.

Переконатися, що газова та повітряна запірні та регулювальна арматура закрита.

Заповнити котли водою, відкривши вентилі для спуску повітря. Перевірити заповнення за манометром. Паровий котел заповнити водою до низького рівня води.

Розпалити пальник відповідно до інструкції на пальник. Переконатися у нормальному горінні смолоскипа через смотрелку.

Забороняється пуск котлів з несправними арматурою, живильними пристроями, автоматикою безпеки котла, засобами аварійного захисту та сигналізації.

Час початку розпалювання котла та включення його в роботу записати до

змінного журналу.

Під час чергування слідкувати за справністю котлів та допоміжного обладнання, суворо дотримуватись встановленого режиму роботи котлів.

Несправності, що виявляються в процесі роботи, повинні записуватися в змінний журнал. Для усунення несправностей, що загрожують безпечній та безаварійній роботі обладнання, необхідно негайно вживати заходів щодо їх усунення.

Якщо несправності власними силами усунути неможливо, необхідно повідомити про це особу, відповідальну за безпечну роботу котлів або начальнику зміни.

Особливо звертати увагу на постійне підтримання рівня води в котлах та рівномірне живлення їх водою. При цьому не допускається: для водогрійного котла підвищення тиску в котлі вище 0,6 МПа; підвищення температури води в котлі вище 115 °С; підвищення тиску в котлі вище 0,9 МПа.

Перевірка дії манометрів проводиться не рідше одного разу на зміну із записом у змінному журналі.

Перевірка дії запобіжних клапанів продуванням проводиться не рідше одного разу на зміну кожного клапана із записом у змінному журналі. Заклинювати клапани та додатково завантажувати їх забороняється. Робота котлів із несправними або нерегульованими запобіжними клапанами забороняється.

Один раз на зміну перевіряти продувкою рівень води в котлі відкриттям вентилів у верхніх точках котла із записом у змінному журналі.

Справність підживлювальних насосів перевіряти двічі на зміну їх короткочасним пуском із записом у змінному журналі.

Перевірити справність та роботу пристроїв загальнокотельної автоматики за допомогою місцевих органів управління та шляхом імітації дій датчиків.

Перевірити працездатність пристроїв аварійного захисту та сигналізації кожного каналу захисту шляхом імітації аварійних сигналів датчиків захисту. Після кожного спрацьовування захисту відключати сигналізацію, натискаючи спочатку кнопку скасування звукової, а потім світлової сигналізації.

Перевірити працездатність системи автоматики запуску та запалювання шляхом холостого пуску – без подачі палива.

5.3 Пуск водогрійних котлів

Водогрійна частина котельні обслуговується без постійної присутності обслуговуючого персоналу у приміщенні котельні, якщо вона є автоматизованим об'єктом.

Управління процесами та контроль за правильністю їх ведення винесено на диспетчерський пульт.

Після проведення всіх необхідних підготовчих операцій виконують виведення котельні на необхідні режими роботи, здійснюють наступні операції з диспетчерського пульта:

запуск мережного робочого насоса натисканням кнопки «пуск», при цьому пуск резервного насоса автоматично блокується на задану витримку за часом, якщо протягом цієї витримки робочий насос забезпечує необхідний напір, резервний насос не вмикається, інакше він увімкнеться автоматично;

запуск насоса вихідної води натисканням кнопки "пуск";

запуск підживлювального робочого насоса натисканням кнопки «пуск» або автоматично при низькому тиску трубопроводу зворотної мережної води, при цьому спрацьовує реле управління, якщо працює мережевий насос. В іншому випадку запуск підживлювального насоса неможливий.

Після виконання операцій за пунктом 2 котельня працює в автоматизованому режимі.

Для зупинки котлів необхідно натиснути кнопки «стоп» мережних, підживлювальних насосів та вихідного насоса.

Неавтоматизованими операціями роботи котельні є операції з регенерації натрій-катіонітового фільтра установки хімводоочищення (ХВО), що періодично повторюються.

5.4 Запуск парових котлів

Розпалювання парового котла здійснюється протягом часу, встановленого адміністрацією котельні за інструкцією.

Перед включенням котла в роботу необхідно: перевірити справність дії запобіжних клапанів, водовказівних приладів, манометрів та поживних пристроїв; звірити показання знижених покажчиків рівня води із покажчиками рівня води прямої дії; продути котел. Живлення котла здійснюється електронасосом (увімкненим у роботу натисканням кнопки «Пуск»).

Забороняється пуск котла в роботу з несправними арматурою, живильними приладами, автоматикою безпеки, засобами протипожежного захисту та сигналізації.

Після того, як топка добре провентильована (не менше 10 хв.) і перевірена на відсутність загазованості, приступають до розпалювання пальників.

Вентилятор подасть повітря до основного та запального пальника, який підпалюється високовольтною іскрою електрозапального пристрою при натисканні на пульті кнопки «Пуск». При цьому спочатку здійснюється вентиляція топки, а потім за сигналом датчика контролю полум'я газ подається в основний пальник, який запалюється в режимі «малого горіння». Після цього пальник автоматично вимикається. За сигналом датчика контролю полум'я основного пальника клапан «малого горіння» залишається відкритим, і оператор після прогрівання котла протягом заданого режимною картою часу тумблером на пульті управління включає систему автоматичного позиційного регулювання потужності блоку в режимах 100 %, 40 % та 0 % від номінальної, що забезпечує підтримку постійної температури води на виході з котла при змінному теплоспоживанні.

Для забезпечення плавного підйому температури теплоносія

розпалювання ведуть при малому розрідженні (1–2 мм) і збільшених витратах повітря в топці.

Котельний агрегат спочатку розтоплюють при закритому вентилі та відкритому запобіжному клапані або повітряному вентилі, призначеному для випуску з котла повітря.

Відчинений запобіжний клапан котла (або повітряний вентиль) закривають, як тільки з нього почне виходити пара.

Водовказівне скло у міру забруднення продувають двічі: при надмірному тиску в котлі (за манометром) 0,5–1 кгс/см² і перед включенням котельного агрегату в парову магістраль.

Розпалювання котельного агрегату ведуть до досягнення в котлі дозволеного тиску 0,8 МПа, тобто. досягнення стрілкою манометра червоної межі (при цьому запобіжні клапани повинні з шумом випускати пару).

Потім котельний агрегат, що розтоплюється, готують для включення в парову магістраль (через редуційний клапан, де тиск пари знижується до 0,4 Мпа). Включення котла в недіючий паропровід повинно проводитися повільно, після ретельного прогрівання та продування паропроводу. На паропроводі при його прогріванні повинні бути відкриті вентиля та конденсатовідвідники, щоб запобігти гідравлічним ударам.

При цьому необхідно стежити за справністю паропроводу, опор та підвісок, а також за рівномірним розширенням паропроводу. При виникненні вібрації чи різких ударів потрібно призупинити прогрівання до усунення дефектів.

Після включення котла в паропровід і досягнення заданих параметрів котел ставлять на захист і роблять запис у змінному журналі із зазначенням часу включення котла в роботу.

Система автоматики котла повинна забезпечувати: напівавтоматичний пуск та зупинку котлоагрегату; підтримку в заданих межах тиску пари та рівня води в котлі; регулювання подачі повітря відповідно до подачі палива; світлову сигналізацію про нормальній роботі котла; захист котлоагрегату при аварійному підвищенні тиску пари, аварійному зниженні рівня води та тиску повітря, аварійній зміні тиску газу, згасанні полум'я пальників.

5.5 Зупинка котла

Зупинка котлів у всіх випадках, за винятком аварійної, повинна проводитись тільки після письмового розпорядження адміністрації.

При зупинці водогрійного котла необхідно; підтримувати рівень води в котлі вище за середнє робоче положення; припинити подачу палива в топку; відключити котел від води після припинення горіння в топці; провести розхолодження котла та спуск води з нього; припинити подачу газу в пальник, а потім і повітря; відключити продувну свічку; провентилювати топку, газоходи та димарі.

Під час зупинки парового котла необхідно: знизити навантаження наскільки можна в кілька етапів, домагаючись поступового охолодження котла

і топки; вимкнути газові пальники – закрити робочий кран та контрольну засувку, відкрити кран газопроводу безпеки; закрити засувку перед котлом та відкрити кран продувної «свічки» газового колектора; відключити котел від загального паропроводу; якщо тиск зростає вище за допустимий, стравити його через запобіжний клапан в атмосферу; у міру необхідності підтримувати рівень води між верхнім та нижнім барабаном; через 12–15 хвилин вимкнути вентилятор, подальше охолодження топки проводити природним шляхом. Повторна штучна вентиляція топки дозволяється лише через 6–8 годин.

Зробити запис у змінному журналі із зазначенням часу зупинки.

ЛЕКЦІЯ 6 АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Найпоширеніші альтернативні джерела енергії для України – це вітрова, сонячна енергія та теплові насоси. Сонячні нагрівальні установки являють собою геліоприймач, з'єднаний трубопроводами з баком-акумулятором. Добре спроектована система у теплі дні може повністю забезпечити потребу у гарячій воді. У міжсезоння та взимку вона доповнює загальну енергосистему, дозволяючи досягти значної економії. Середньорічна забезпеченість гарячою водою за рахунок сонячної установки в наших широтах становить 60–70 %. Теплові насоси, що використовують тепло від нагрітого сонцем повітря, можуть використовуватись усюди. Якщо тепловий насос використовує тепло ґрунту, то в землю закладають спеціальні шланги. Для обігріву будинку на одну сім'ю потрібно близько 300 м² землі.

6.1 Енергія вітру

Використання енергії вітру має багатовікову історію. Ідея перетворення енергії вітру на електричну виникла наприкінці 19 століття.

У СРСР перша вітрова електростанція (ВЕС) потужністю 100 кВт була побудована 1931 р. біля м. Ялта в Криму. Тоді це була найбільша ВЕС у світі. Середньорічне вироблення станції складало 270 МВт. У 1942 р. станцію було зруйновано.

У період енергетичної кризи 70-тих років. інтерес до використання енергії зріс. Почалася розробка ВЕС для прибережної зони морів. Океанські ВЕС здатні виробляти енергії більше, ніж розташовані на суші, оскільки вітри над океаном сильніші і постійніші.

У Данії на півострові Ютландія у бухті Ебельтофт з 1985 р. діють шістнадцять ВЕС потужністю 55 кВт кожна та одна ВЕС потужністю 100 кВт. Щорічно вони виробляють 2800–3000 МВт.

Існує проект прибережної електростанції, яка використовує енергію вітру та прибою одночасно. Головна проблема вітряних електростанцій – мінливість швидкості вітру. Місце розташування вважається вдалим, якщо вдається працювати загалом близько третини року. Таких місць на Землі не так багато і більшість уже зайнята. Крім того, швидкість вітру збільшується з висотою,

тому використання більш високих конструкцій є перспективним.

6.2 Енергія сонця

Легко використовувати сонце для опалення та гарячого водопостачання. Втім, популярна «сонячна установка» – бочка з водою на садових ділянках – є малоефективною. Хороші нагрівачі складаються з плоского похилого колектора сонячних променів, що дивиться на південь, і розміщеного над ним бака з водою. Колектор та бак теплоізолюють. ККД цієї простої споруди досягає 40 – 50 %, і вона здатна влітку нагріти воду до 50–70 °С.

Останнім часом стали популярними сонячні колектори, вбудовані у фасади будівель як елемент архітектури. Оптимальний нахил колектора приблизно дорівнює широті місцевості. У Європі, наприклад, на вертикальну стінку на рік падає сонячної енергії приблизно на 30 % менше, ніж на поверхню, розташовану під кутом 45 градусів до горизонту. Такий колектор виконує подвійну роль – нагріває теплоносії та зменшує теплові втрати будівлі.

6.3 Енергія землі

Найбільшим акумулятором енергії, виявляється, є Земля. Точніше, ґрунт. Про це говорять вчені, а дослідження їх показують, що на глибині 10–15 метрів температура землі є позитивною і постійною протягом року (від +5 °С до +10 °С). І на неї не впливають ні тепло зовнішнього повітря, ні сонячна радіація. Такий тепловий режим формується переважно за рахунок тепла земних надр. Даний факт, власне, і послужив поштовхом до створення та використання обладнання, за допомогою якого можна обігрівати будинок, гріти воду та кондиціонувати повітря у приміщеннях, не завдаючи при цьому шкоди навколишньому середовищу.

Геотермальне опалення (тепловий насос) – чудовий альтернативний спосіб отримання енергії для опалення будинку та нагрівання води. Суть роботи теплового насоса та його джерело головної відмінності від інших теплогенераторів полягає в тому, що тепло береться за рахунок енергії землі. Тепловий насос для опалення, що перекачує рідину з ґрунту, скельної породи або озера, накопичену за теплу пору року, яка в процесі обробки перетворюється на теплову енергію. Близько 80 % всієї теплової енергії, що виділяється геотермальною системою опалення – не що інше, як енергія навколишнього середовища, що постачається та накопичується всередині приміщень. Природна енергія землі здатна відновлюватися, не завдаючи шкоди енергетичному та екологічному балансу у світі, що дозволяє розглядати геотермальні системи як абсолютно безпечні для природи.

Хоча геотермальні системи опалення як джерело енергії зараз не такі популярні, але дуже перспективні за рахунок своїх чималих переваг.

Переваги геотермальних систем:

- 1) Земля – гарний акумулятор тепла;
- 2) економічність опалення;

- 3) підтримка тепла взимку та охолодження влітку;
- 4) зменшення вуглекислого газу;
- 5) немає потреби в димових трубах;
- 6) екологічність;
- 7) відсутність горючих речовин;
- 8) невичерпне джерело енергії Землі.

6.4 Вторинні енергетичні ресурси

Вторинні енергетичні ресурси (ВЕР) – це потенціал основного чи проміжного продукту, відходів, які утворюються у технологічних агрегатах, але не використаних в них. Цей потенціал може частково або повністю використовуватись для теплопостачання та інших цілей.

Розрізняють ВЕР надлишкового тиску – потенційна енергія газів і рідин, що залишають технологічні агрегати з надлишковим тиском, який необхідно знижувати перед використанням на наступному етапі або викидом в атмосферу;

1) теплові ВЕР – фізичне тепло відхідних газів технологічних установок, фізичне тепло основної та побічної продукції, тепло робочих тіл систем примусового охолодження, тепло гарячої води та пари;

2) паливні ВЕР – горючі гази плавильних печей, горючі гази процесів хімічної та термохімічної переробки сировини, відходи деревопереробки тощо.

При використанні ВЕР економиться паливо на змішувальних установках. ВЕР можуть використовуватися у вигляді палива, для вироблення тепла з парою або гарячою водою, для вироблення електроенергії.

ЛЕКЦІЯ 7 ПРИНЦИПОВА СХЕМА КОТЕЛЬНОЇ

7.1 Загальні відомості про котельні установки

Котельна установка є комплексом пристроїв, розміщених у спеціальних приміщеннях і що призначена для перетворення хімічної енергії палива в теплову енергію пари або гарячої води. Основні елементи котельної установки - котел, топковий пристрій (топка), живильні та тягодутьєві пристрої.

Котел – теплообмінний пристрій, в якому тепло від гарячих продуктів горіння палива передається воді. В результаті цього в парових котлах вода перетворюється на пару, а у водогрійних котлах нагрівається до необхідної температури.

Топковий пристрій служить для спалювання палива та перетворення його хімічної енергії на тепло нагрітих газів.

Поживні пристрої (насоси, інжектори) призначені для подачі води в котел.

Тягодутьєвий пристрій складається з дутьєвих вентиляторів, системи газоповітропроводів, димососів та димової труби, за допомогою яких забезпечуються подача необхідної кількості повітря в топку та рух продуктів

згоряння газоходами котла, а також видалення їх в атмосферу. Продукти згоряння, переміщаючись газоходами і стикаючись з поверхнею нагріву, передають тепло воді.

Для забезпечення більш економічної роботи сучасні котельні установки мають допоміжні елементи: водяний економайзер та повітропідігрівач, що служать відповідно для підігріву води та повітря; пристрої для подачі палива та видалення золи, для очищення димових газів та поживної води; прилади теплового контролю та засоби автоматизації, що забезпечують нормальну та безперебійну роботу всіх ланок котельні. Залежно від того, для якої мети використовується тепла енергія, котельні поділяються на енергетичні, опалювально-виробничі та опалювальні.

Енергетичні котельні забезпечують парою паросилові установки, що виробляють електроенергію, і зазвичай входять до комплексу електричної станції. Опалювально-виробничі котельні споруджуються на промислових підприємствах та забезпечують тепловою енергією системи опалення та вентиляції, гарячого водопостачання будівель та технологічні процеси виробництва. Опалювальні котельні призначаються для тих же цілей, але обслуговують житлові та громадські будинки. Останнім часом все частіше будують укрупнені котельні, що окремо стоять, з розрахунком на обслуговування групи будівель, житлового кварталу, мікрорайону.

Влаштування вбудованих у житлові та громадські будівлі котелень в даний час допускається лише за відповідного обґрунтування та погодження з органами санітарного нагляду.

Котельні малої потужності (індивідуальні та невеликі групові) зазвичай складаються з котлів, циркуляційних та підживлювальних насосів та тягодутьєвих пристроїв. Залежно від цього обладнання переважно визначаються розміри приміщень котельні.

Котельні середньої та великої потужності – 3,5 МВт і вище – відрізняються складністю обладнання та складом службово-побутових приміщень. Об'ємно-планувальні рішення цих котелень повинні задовольняти вимоги санітарних норм, що діють.

По виду теплоносія, що виробляється, вони діляться на парові (для вироблення пари) і водогрійні (для вироблення гарячої води).

Енергетичні котельні установки виробляють пару для парових турбін на теплових електростанціях. Такі котельні обладнують, як правило, котлоагрегатами великої та середньої потужності, які виробляють пару підвищених параметрів.

Виробничо-опалювальні котельні установки (зазвичай парові) виробляють пару не тільки для виробничих потреб, але і для опалення, вентиляції та гарячого водопостачання.

Опалювальні котельні установки (в основному водогрійні, але вони можуть бути паровими) призначені для обслуговування систем опалення виробничих і житлових приміщень.

Залежно від масштабу тепlopостачання опалювальні котельні поділяються на місцеві (індивідуальні), групові та районні.

Місцеві котельні зазвичай обладнують водогрійними казанами з нагріванням води до температури не більше 115 °С або паровими казанами з робочим тиском до 70 кПа. Такі котельні призначені для постачання теплом однієї чи кількох будівель. Групові котельні установки забезпечують теплом групи будівель, житлові квартали чи невеликі мікрорайони. Такі котельні обладнують як паровими, так і водогрійними котлами, зазвичай, більшої теплопродуктивності, ніж котли місцевих котельних. Ці котельні зазвичай розміщують у спеціально споруджених окремих будинках.

Районні котельні служать для теплопостачання великих житлових масивів: їх обладнують порівняно потужними водогрійними або паровими котлами.

Принципова тепла схема котельні зі сталевими водогрійними котлами, які працюють на закриту систему теплопостачання, наведена на рисунку 7.1 До складу котельні входить таке основне обладнання: водогрійні котли 1, мережевий насос 2, група пристроїв для підготовки поживної води перед подачею її до котлів (апарат хімічної очистки води 7, деаератор 11, теплообмінний апарат для підігріву сирі води 8, та підігрівання хімічищеної води 9 , 10), а також живильний 4 і підживлювальний 5 насоси.

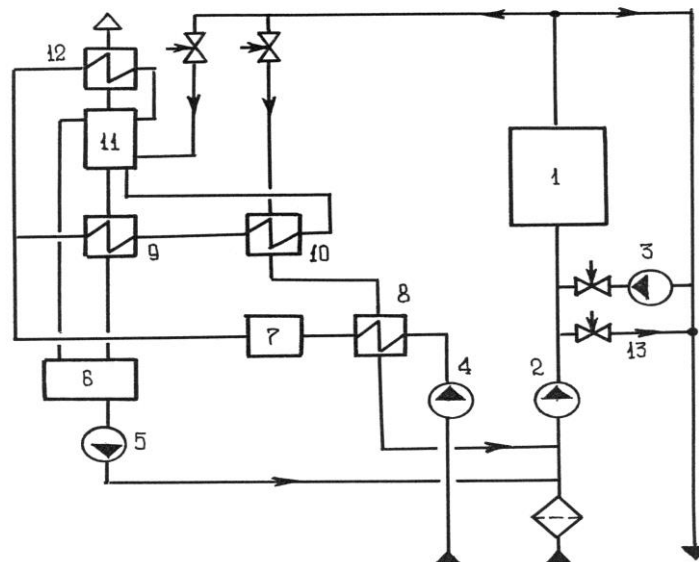


Рисунок 7.1 – Теплова схема котельні з водогрійними котлами при закритій системі теплопостачання:

1 – котел; 2 – мережевий насос; 3 – рециркуляційний насос; 4 – поживний насос; 5 - насос, що підживлює; 6 – бак води, що підживлює; 7 - апарат хімічної очистки води; 8 – підігрівач сирі води; 9, 10 – підігрівачі хімічно очищеної води; 11 – деаератор; 12 – охолоджувач випаровування; 13 – лінія перепускання

Вода із зворотної лінії теплових мереж з невеликим тиском (близько 30 м вод.ст.) надходить до мережевого насоса. Туди надходить також вода від насоса для компенсації втрат води в теплових мережах. До мережевого насоса

подають і гарячу мережеву воду, теплота якої частково була використана для нагрівання води в теплообмінних апаратах (8), (10). При всіх режимах відпустки теплоти, крім пікового зимового, частина води з зворотної лінії по лінії перепускання (13) надходить у подавальну магістраль для змішування з нагрітою в котлах водою. Змінюючи пропорції потоків нагрітої та охолодженої води, можна забезпечити задану розрахункову температуру в магістралі теплової мережі.

Для запобігання конденсації водяної пари, що міститься в продуктах згоряння палива, на трубах нагрівальних поверхонь котла, і для зменшення інтенсивності зовнішньої корозії труб необхідно забезпечити температуру води на вході в котли вище температури точки роси димових газів.

Мінімально допустима температура води на вході в котли повинна бути такою: при спалюванні газу – не нижче 60 °С, при роботі на мазуті з низьким вмістом сірки – не нижче 70 °С, на мазуті з високим вмістом сірки – не нижче 110 °С. Для цього в трубопровод за насосом додають необхідну кількість нагрітої в котлах води. Лінію, яка з'єднує подавальний та зворотний трубопроводи та здійснює підвищення температури води перед котлом, називають рециркуляційною. Подача води здійснюється рециркуляційним насосом 3. Сира вода, яка надходить до котельні, містить речовини: органічні та мінеральні домішки, сполуки кальцію та магнію, оксиди металів, гази (кисень, діоксид вуглецю) тощо. Наявність у воді солей кальцію і магнію, які зумовлюють головним чином жорсткість води, призводить при нагріванні води до утворення на стінках труб котлоагрегату шару накипу. Утворення накипу на поверхні нагрівання пояснюється електростатичними процесами взаємодії між протилежно зарядженими частинками солей і металевою стінкою. Відкладення, що утворюються, характеризуються малою величиною коефіцієнта теплопровідності та зумовлюють зростання термічного опору теплопередачі. Це призводить до зниження теплової продуктивності та виходу теплообмінних поверхонь з ладу. Наявність у воді газів обумовлює більш інтенсивне перебіг процесів внутрішньої корозії труб котлоагрегатів.

Для усунення цих недоліків у котельнях здійснюють комплекс спеціальних заходів, які називають підготовкою води. Процес підготовки сирієї води можна розділити на етапи: освітлення чи видалення механічної та органічної суспензії; пом'якшення чи видалення солей жорсткості; деаерація чи видалення розчинених у питній воді газів.

При районному тепlopостачанні джерело теплоти – парова чи водогрійна котельня з установкою у ній парових чи водогрійних котельних агрегатів. У котельні виробляється лише один вид енергії – теплова енергія, яка відпускається споживачам у вигляді пари чи гарячої води.

На рисунку 7.2 наведено схему централізованого тепlopостачання від водогрійної котельні. У котельному агрегаті відбувається нагрівання води шляхом спалювання палива; нагріта вода по теплопроводах (подавальному П і зворотному О) теплової мережі циркулює за допомогою мережевих насосів СН: по подавальному – до споживачів теплоти (I, II і III), а по зворотному – від споживачів теплоти до насосів і знову до котельних агрегатів. Перед

котельними агрегатами вода проходить грязьовик (Гр), де з води видаляються зважені механічні домішки (окалина, пісок, корозійні відкладення).

У котельні передбачено хімоводоочисну установку з підготовки води (ХВО). Подача води здійснюється підживлювальним насосом ППН автоматично за допомогою регулювального клапана (РД). У ХВО вода може пом'якшуватися, звільняючись від розчинених кисню та вуглекислоти, а також від нерозчинних механічних домішок.

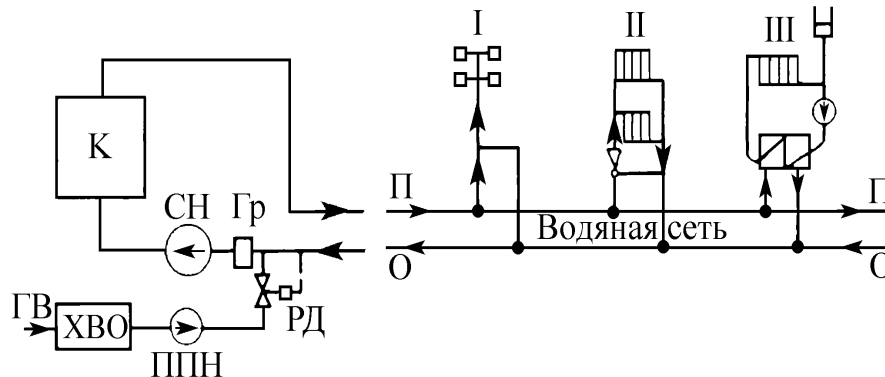


Рисунок 7.2 – Схема теплопостачання від районної водогрійної котельні: I – система гарячого водопостачання; II – система опалення (залежне приєднання); III – система опалення (незалежне приєднання)

7.2 Розрахунок теплової схеми котельні

Вибір типу котельні, якщо він зумовлений зовнішніми факторами, проводиться на основі техніко-економічних розрахунків. Кількість та одинична потужність обладнання визначається за результатами розрахунку теплових схем котельні. При виборі обладнання слід прагнути до укрупнення одиничної продуктивності.

У котельнях опалювального призначення резервних котлів не встановлюють. У котельнях промислового та промислово-опалювального призначення питання про резервування парових котлів визначається вимогами зовнішніх споживачів. Якщо споживач не допускає перерв у подачі пари, то в котельні встановлюється щонайменше один резервний паровий котел і максимум два. У решті котельних резервних котлів не встановлюють.

Для розрахунку теплової схеми має бути задано:

1. Годинна відпустка тепла з гарячою водою $Q_{отп}$, Вт.

За нормами річні втрати не повинні перевищувати 5 %.

2. Годинна витрата води на виході з теплопостачальної станції $G_{пр}$, т/год.

Втрати теплоносія в мережі повинні становити не більше ніж 5 % об'єму води в теплових мережах, включаючи місцеві системи.

3. Годинна витрата води на вході тепловіддаючої станції $G_{об}$, т/год.

4. Температура мережної води на вході та виході теплопостачальної станції. Залежить від способу регулювання.

Розрахунок теплових схем ведеться для чотирьох режимів:

– максимальний зимовий режим (відповідає розрахунковій температурі $t_{\text{но}}$). За результатами розрахунку визначається максимальна потужність джерела тепла та складаються варіанти котельні за складом обладнання;

– контрольний (відповідає середній температурі найбільш холодного місяця). Розрахунок ведеться з умови виходу з ладу найбільшого агрегату. Обладнання, що залишилося, повинно забезпечити розрахункове навантаження на технологію, опалювально-вентиляційне при $t_n^{x.m}$ її середньотижневе на ГВП. За результатами розрахунку визначається поодинока потужність устаткування;

– середньоопалювальний (відповідає середній температурі за опалювальний період $t_n^{c.p.o}$);

– літній (за відсутності навантаження на опалення та вентиляцію та при зниженому навантаженні на ГВП). За результатами розрахунків визначаються техніко-економічні показники джерела тепла.

При розрахунку необхідно пам'ятати, що витрата води через котел у всіх режимах має бути постійною. Відпустку тепла можна змінювати лише кількістю працюючих котлів:

$t_x = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ – взимку; $t_x = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ – влітку.

В результаті розрахунку визначається кількість працюючих (для максимально зимового режиму – встановлених) котлів. Для максимально зимового режиму мінімально допустима кількість встановлених котлів – 2, оптимальна – 3. Далі визначається поодинока продуктивність котла:

$$Q_{1к}^* = \frac{Q'_{отп}}{2} \quad Q_{1к}^{**} = \frac{Q'_{отп}}{3}$$

За знайденими значеннями вибирається котел із продуктивністю з номенклатурного ряду. За обраною продуктивністю котла $Q_{1к}$ визначається

$$n' = \frac{Q'_{отп}}{Q_{1к}}$$

кількість встановлених котлів:

Кількість котлів округляється до більшої кількості.

7.3 Аварії та неполадки при експлуатації котелень

Аварії та неполадки викликають великі простої обладнання котелень, перерви в постачанні споживачів теплом і паром, виводиться з ладу на тривалий термін обладнання, руйнуються споруди та травмується обслуговуючий персонал. У більшості випадків вони відбуваються через недотримання працівниками інструкцій та правил техніки безпеки, слабкої трудової та виробничої дисципліни, низької кваліфікації, неякісного ремонту обладнання.

Основними причинами аварій та несправностей є:

– заводський брак у котлі, не виявлений при внутрішньому огляді та

гідравлічному випробуванні;

– незадовільний стан обладнання через неякісний монтаж або ремонт, а також знос або погану якість матеріалу, з якого виготовлені окремі вузли;

– живлення котлів та підживлення опалювальних систем непідготовленою або погано підготовленою водою, внаслідок чого на внутрішніх поверхнях нагріву утворюється накип, міжкристалітна корозія, хімічна корозія (за наявності у воді вільного кисню та вуглекислого газу).

Через накип тепло продуктів згоряння не передається воді, а так як пара або вода повинні бути нагріті до відповідних параметрів, доводиться більше витратити палива, що призводить до перегріву поверхонь котла. В результаті утворюються випучини і течі, а зрештою це може призвести до вибуху котлів.

Накип накопичується у нижніх частинах котлів, утворюючи завали, але це порушує циркуляцію води. Крім того, вона зменшує переріз труб, тому через них проходить менша кількість води і вони перегріваються, а це веде до утворення випучин та розривів.

Відкладення накипу також негативно впливає на економічну роботу котлоагрегатів, оскільки це призводить до великої перевитрати палива. Наприклад, при товщині накипу 0,5 мм витрата палива збільшується на 1 %, а при шарі 1 мм – на 3–3,5 %.

Кисень і вуглекислий газ, що є у воді, корозують поверхні нагріву котлів, вони стають тоншими і навіть при незначному підвищенні тиску це може стати причиною аварії.

За наявності у воді підвищеного вмісту луку утворюється міжкристалітна корозія, так названа тому, що дрібні початкові тріщини йдуть по межах кристалів або зерен металу. Її ще називають каустичною, або лужною крихкістю металу, або корозійним розтріскуванням. Цей вид корозії дуже небезпечний тому, що тріщини розвиваються в недоступних огляду місцях – у зазорах заклепувальних та вальцювальних з'єднань. Якщо ці тріщини вчасно не виявлені, можуть призвести до розриву шва, що супроводжується вибухом котла. Це відбувається тому, що при розриві шва пара з котла викидається назовні і тиск падає, а вода в паровому котлі має температуру вище 100 °С, тому вона миттєво закипає, сильно збільшуючись в об'ємі, і котел вибухає, а це призводить до великих руйнувань. нещасним випадкам. При міжкристалітній корозії на вальцювальних кінцях кип'ятільних та екранних труб утворюються кільцеві тріщини, які можуть призвести до випадання труби з гнізда, до аварії та нещасних випадків з обслуговуючим персоналом (опіки, травми).

Тріщини в трубах з'являються при частому і надмірному вальцюванні, що викликає велику напругу в металі, або якщо кінці труб не відпалені перед вальцюванням. Відпал проводиться для надання металу труб більшої в'язкості. Внаслідок недостатнього відпалу на кромках труб під час вальцювання з'являються поздовжні тріщини. Нещільності заклепувальних і вальцювальних з'єднань можливі через різку зміну температур, наприклад, при швидкому розпалюванні або швидкому охолодженні, при заповненні котла перед розпалюванням дуже холодною або гарячою водою, при її спуску і т.п.

Аварія може статися також у результаті:

– технічної несправності водовказівних приладів, продувної та поживної арматури, поживних та сигнальних пристроїв – при спуску води в парових котлах метал кип'ятільних та екранних труб, що обігриваються гарячими продуктами згоряння, перегрівається, внаслідок чого втрачає свою міцність, деформується, а іноді й руйнується. Особливо великі аварії трапляються, якщо при глибокому спуску котел підживлюється водою: потрапляючи на розпечений метал, вона сильно збільшується в обсязі, утворюючи неприпустимо високий тиск. Наслідки вибуху котла тим серйозніші, чим більше води було в котлі і чим вищий її тиск та температура;

– значного переживлення котла водою. При цьому котлова вода разом з парою може бути винесена в паропровід. Рухаючись разом з парою з дуже великою швидкістю, вода, зустрічаючи на своєму шляху повороти та звуження, утворює гідравлічні удари, які бувають надзвичайно великою силою і можуть спричинити пошкодження паропроводів та арматури. Таке ж явище може статися і в котельнях з водогрійними казанами при несправності всіх живильних пристроїв або вимкнення електроенергії. При цьому вода не рухається, а цегляна гаряча кладка зберігає тепло, тому вода перегрівається і навіть може скипіти, що призводить до різкого збільшення об'єму, а це супроводжується гідравлічними ударами;

– спінювання води в котлі при порушенні водного режиму (підвищена лужність та потрапляння у воду олії). Спінювання створює обманний рівень у водовказівних шибках і може призвести до спуску води з котла або переживлення його водою з відповідними наслідками;

загазованості топки або недостатньої вентиляції перед розпалюванням газових пальників – відбуваються вибухи та хлопки в топках та газоходах, оскільки при концентрації газу в повітрі від 5 до 15 % утворюється вибухонебезпечна газоповітряна суміш, яка за наявності джерела тепла, що дорівнює температурі займання, вибухає. При цьому тиск і температура різко зростають, внаслідок чого відбувається руйнування обмурівки і навіть котла. Крім того, вибух та пожежа в котельні, травмування обслуговуючого персоналу можливі при витіканні газу через недотримання правил безпеки в газовому господарстві;

– порушення режиму роботи пальникових пристроїв як наслідок неправильного їх регулювання, невдалого виконання або виходу з ладу окремих вузлів. Так, під час роботи пальників з неповним згорянням газу часто спостерігається вібрація арматури та трубної системи котла.

Розслідування аварій та нещасних випадків повинно проводитись у порядку, встановленому Держнаглядом України.

Про кожну подію адміністрація котельні повідомляє інспектору місцевого органу Держнаглядом України та до прибуття його на підприємство забезпечує збереження всієї обстановки, якщо це не є небезпечним для життя людей і не викликає подальшого розвитку аварії.

7.4 Аварійна зупинка котла

Обслуговуючий персонал зобов'язаний в аварійних випадках негайно зупинити котел та повідомити про це начальника котельні у випадках;

- перестало діяти понад 50 % запобіжних клапанів;
- тиск піднявся вище дозволеного більш ніж на 10 % і продовжує зростати, незважаючи на припинення подачі палива, зменшення тяги та успішне живлення котла водою;
- відбувся виток води з котла, підживлення котла водою категорично забороняється;
- рівень води швидко знижується, незважаючи на посилене живлення котла водою;
- рівень води піднявся вище за допустиме (перепитування) і знизити його не вдається продуванням котла;
- при виході з ладу всіх поживних пристроїв чи водовказівних приладів;
- якщо в основних елементах котла (барабані, колекторі, камері, вогневій коробці, трубних ґратах, паропроводі та ін.) виявлено тріщини, випучини, попуски у зварних швах;
- у разі пошкодження елементів котла та його обмуровки, що створює небезпеку для обслуговуючого персоналу або загрозу руйнування котла;
- якщо тиск газу вищий або нижчий від заданих меж;
- при вибуху газоповітряної суміші в топці котла, газоході або борові;
- у разі припинення подачі електроенергії;
- згасанні факелів у топці при камерному спалюванні палива;
- зниження витрати води через водогрійний котел нижче за мінімально допустиме значення;
- зниження тиску води в тракті водогрійного котла нижче допустимого;
- підвищення температури води на виході з водогрійного котла до значення на 20 °С нижче за температуру насичення, що відповідає робочому тиску води у вихідному колекторі котла;
- несправності автоматики безпеки чи аварійної сигналізації, включаючи зникнення напруги в цих пристроях;
- виникнення пожежі в котельні, що загрожує обслуговувальному персоналу або котлу.

Порядок аварійної зупинки котла повинен бути вказаний у виробничій інструкції.

У разі аварійної ситуації зупинка сучасної водогрійної котельні проводиться автоматично. При цьому забезпечується індикація та запам'ятовування причини аварійної ситуації, проводиться натискання кнопки «вимк. сигналізації звуковий».

Під час аварійної зупинки котла необхідно:

- припинити подачу палива та повітря, різко послабити тягу;
- припинити тягу, зупинивши вентилятор, повністю перекрити газові та повітряні шибери;

– вимкнути котел від води. Вимкнення аварійної світлової сигналізації здійснюється лише після з'ясування причини аварійної зупинки котла.

До вимкнення звукової та світлової сигналізації автоматично запуск котла неможливий.

Аварійна зупинка парового котла здійснюється в такій послідовності: швидко натиснути кнопку аварійної зупинки котла; вимкнути газові пальники, закрити робочі крани та контрольні засувки на газопроводі, відкрити крани газопроводів безпеки; відключити котел від загального паропроводу; стежити за тиском пари по манометру і, якщо вона підвищується, стравити її через запобіжний клапан в атмосферу; контролювати рівень води по водовказівним склам і підтримувати його між верхнім та нижнім, крім упуску води. У цьому випадку необхідно охолодити котел і топку до 60–70 °С, оглянути його в присутності адміністрації і тільки після письмового дозволу запитати котел водою до нижнього рівня і розпалювати його; зробити запис у змінному журналі із зазначенням причини та часу аварійної зупинки котла.

У разі виникнення пожежі в котельні персонал повинен негайно викликати пожежну охорону та вжити заходів щодо гасіння її, не припиняючи спостереження за котлом.

При пожежі в котельні необхідно негайно відключити газопровід котельні за допомогою засувки, встановленої поза приміщенням котельні.

Лекція 8 Перспективи децентралізованого теплопостачання в Україні

У зв'язку зі зростаючим інтересом до малої енергетики, як альтернативи централізованого енергопостачання, дедалі частіше постає питання ефективності автономних джерел енергії проти централізованих енергосистем. Децентралізація джерел теплопостачання вважається одним із пріоритетних напрямів економії енергоресурсів як в Україні, так і за кордоном.

Закордонний досвід говорить про перспективність будівництва котельнь малої та середньої потужності для забезпечення потреб окремих споживачів. Наприклад, у Канаді, досить близької до України за кліматичними особливостями, автономне теплопостачання з успіхом замінює великі централізовані системи як у великих промислових містах, так і в невеликих селищах. Децентралізація в даному випадку підтримується урядовими програмами, оскільки дозволяє не лише знизити фінансові витрати на опалення, а й досягти суттєвого екологічного ефекту.

На сьогодні в Україні склалося дуже складне становище з теплопостачанням. Старіння обладнання, що продовжується, брак коштів на заміну і ремонт генеруючих установок і теплових мереж ведуть до зростання аварійності. Положення посилюється заборгованістю деяких споживачів з оплати тепла та палива, що призводить до зривів постачання палива. Більш жорсткі відносини енергопостачальних організацій із споживачами в частині оплати за енергоносії, що встановилися останнім часом, безправність

споживачів (оплата незалежно від фактичної витрати, зростання споживчих цін на паливо), в першу чергу відбиваються на теплопостачанні населення.

З одного боку, природно для становлення ринкової економіки намір повністю компенсувати витрати на функціонування систем теплозабезпечення. З іншого боку, треба розуміти, які витрати оплачуватиме населення, і чи забезпечуватиметься при цьому надійність теплопостачання. При існуючому стані технологічного обладнання та теплових мереж, обслуговування, управління, крім необхідних витрат, населення повністю оплачуватиме:

- завищені ціни на паливо,
- перевитрати палива через низький ККД використання палива в діючих застарілих котельних установках,
- втрати тепла внаслідок незадовільного стану та обслуговування теплових мереж,
- приписки теплопостачальних організацій, які за відсутності теплолічильників завищують обсяги тепла, що поставляється,
- перевитрати тепла на опалення приміщень, особливо в теплу пору опалювального сезону через відсутність можливості навіть ручного регулювання,

За 3–4 десятиліття експлуатації стають непридатними застаріле теплогенеруюче обладнання та теплові мережі, через що майже повсюдно спостерігаються великі втрати тепла. Реконструкція таких систем вимагає великих разових капіталовкладень, здійснення яких у економічних умовах, що склалися, дуже важко.

Створенням системи децентралізованого теплопостачання можна було б вирішити проблеми забезпечення населення теплом економічніше і з більшою надійністю. При впровадженні таких систем виключаються втрати у теплових мережах, підвищується надійність та якість теплопостачання.

Економічний ефект використання систем автономного теплопостачання досягається за рахунок таких факторів:

- відсутність витрат енергії на транспортування теплоносія по тепломережах;
- економія енергоресурсів від 30 до 60 % за рахунок можливості місцевого регулювання тепла, у тому числі автоматичного;
- висока надійність та безперебійність роботи;
- високий ККД обладнання, що досягає 93 % за рахунок застосування сучасних високоефективних технологій;
- скорочення кількості палива, що спалюється, та застосування паливних пристроїв нового покоління з мінімальною емісією шкідливих речовин дозволяє зменшити валові викиди шкідливих речовин в атмосферу більш ніж у 4,5 рази.

Харківський регіон має у своєму розпорядженні всі необхідні умови для успішного впровадження систем автономного теплопостачання.

Побутові котли потужністю до 100 кВт не потребують спеціальних приміщень для встановлення. Держнаглядохоронпраці надає дозвіл на проектування, монтаж та ремонт топкових для побутових котлів.

Експлуатувати можна лише ті котли, які мають український сертифікат відповідності. У більшості випадків опалювальні котли допускається встановлювати безпосередньо у виробничому приміщенні за умови їхнього відділення негорючими перегородками заввишки не менше 2 метрів, але не нижче котла. Якщо установка у виробничому приміщенні неможлива, то влаштовують окрему котельню.

Дахові котельні для теплопостачання житлових будинків та інших будівель почали з'являтися в Україні із середини 90-х років. В даний час даховий варіант автономних джерел теплопостачання широко застосовується в Північній Америці (там досвід будівництва та експлуатації таких котельень налічує вже багато десятків років), в районах щільної міської забудови мегаполісів (Чикаго, Детройт, Сіетл (США), Торонто та Ванкувер (Канада)), де на частку дахових котельних припадає до 80 % загального виробництва теплової енергії.

На сьогодні існують певні вимоги до питомих вагових характеристик обладнання дахових котельень, до його шумових та вібраційних властивостей, до будівельної частини будівель, призначених для розміщення дахових котельень тощо. Нормативною базою для розробки автономних котельень є СНіП 11-35–76 «Котельні установки», а також «Правила пристрою та безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0,07 МПа, водогрійних котлів та водопідігрівачів з температурою нагрівання води не вище 115 °С». Ці нормативні документи передбачають вимоги щодо безпеки функціонування котельень. Але все одно подальше вдосконалення нормативно-технічної бази, що регламентує даний вид будівництва, підготовка кваліфікованих кадрів для проектування, монтажу та експлуатації дахових котельень є необхідним.

Існують деякі обмеження для застосування автономних котельень на дахах будівель. Нормативно-правові акти забороняють встановлення та експлуатацію дахових котельень на наступних будівлях та спорудах: дитячих дошкільних закладах, школах та навчальних закладах; будинках лікарень та поліклінік; будинках відпочинку, санаторіях та пансіонатах. Забороняється встановлення дахових котельень над приміщеннями громадських, побутових та адміністративних споруд, з перебуванням у них понад 50 осіб; над виробничими будівлями та складськими приміщеннями категорій «А» та «Б». Тому, враховуючи перелічені особливості, найважливішим етапом зведення дахової котельні є отримання необхідних дозволів та погоджень.

Крім того, стають очевидними непродумані інженерні рішення, як, наприклад, установка жаротрубних великогабаритних котлів, неукomплектованих сигналізацією по затоплюваності і які не передбачають заміни котлів після закінчення терміну експлуатації і не мають аварійного паливопостачання у разі припинення подачі газу.

Загалом котельні повинні розташовуватись у таких місцях, щоб над ними не було інших приміщень. Допускається влаштування котельень на плоских дахах та в горищних приміщеннях житлових та громадських будівель за умови використання котлів, що працюють за рахунок спалювання природного газу. Створення дахових котельень забороняється в тих випадках, коли під ними

можуть бути приміщення з масовим перебуванням людей або наявністю пожежонебезпечних матеріалів. Технічний огляд внутрішніх газопроводів та теплогенераторів необхідно проводити не рідше одного разу на місяць, поточний ремонт та очищення димових труб – не рідше одного разу на рік.

Дахова котельня має бути обладнана захистом від блискавок. Усі деталі котельного обладнання, які при аварійному стані можуть опинитися під напругою, повинні мати захисне заземлення із зануленням. Підлога котельні повинна мати гідроізоляцію, розраховану на висоту затоки водою до 10 см. Огляд стану обладнання котельні та контроль над нормальним функціонуванням повинен проводитися не рідше одного разу на добу. Ремонт обладнання, контрольно-вимірювальних приладів та автоматики дахової котельні повинен проводитися за затвердженим графіком спеціалізованою теплопостачальною організацією. При зупинці теплогенераторів температура повітря в приміщенні котельні не повинна опускатися нижче 5 °С.

Вентиляцію котельні необхідно організувати незалежно від вентиляції будівель. При витoku газу з приладів та апаратів, а також при несправності автоматики безпеки, димоходів, вентиляційних каналів, руйнуванні оголовків труб слід відключити відповідні установки від газопроводу з установкою заглушки. Роботи з регулювання та ремонту систем автоматизації, протиаварійного захисту та сигналізації в умовах загазованості забороняються.

Котельні установки призначені для опалення та гарячого водопостачання багатоповерхових, багатоквартирних будинків, офісів, комунальних та інших споруд. Даними котельнями можуть оснащуватися будівлі, що будуються і знаходяться в експлуатації. Варіанти складання основного обладнання котельні дозволяють отримувати різні теплові потужності з опалення та гарячого водопостачання. Котельні установки можуть монтуватися на дахах опалювальних будівель або у наземному виконанні.

8.1 Переваги сучасних автономних котелень

До переваг сучасних автономних котелень відносять:

- 1) енергоекономічність;
- 2) робота в автоматичному режимі без постійної присутності обслуговуючого персоналу;
- 3) надійна та проста конструкція;
- 4) компактні, не вимагають багато місця;
- 5) комплектуючі вітчизняного виробництва;
- 6) не вимагають будівництва теплотрас;
- 7) не чутливі до коливань тиску газу.

Досвід експлуатації автономних котельних установок показав, що в процесі експлуатації труби системи опалення не піддаються утворенню великого шару накипу завдяки низькому температурному режиму та постійному малому об'єму води в теплових системах.

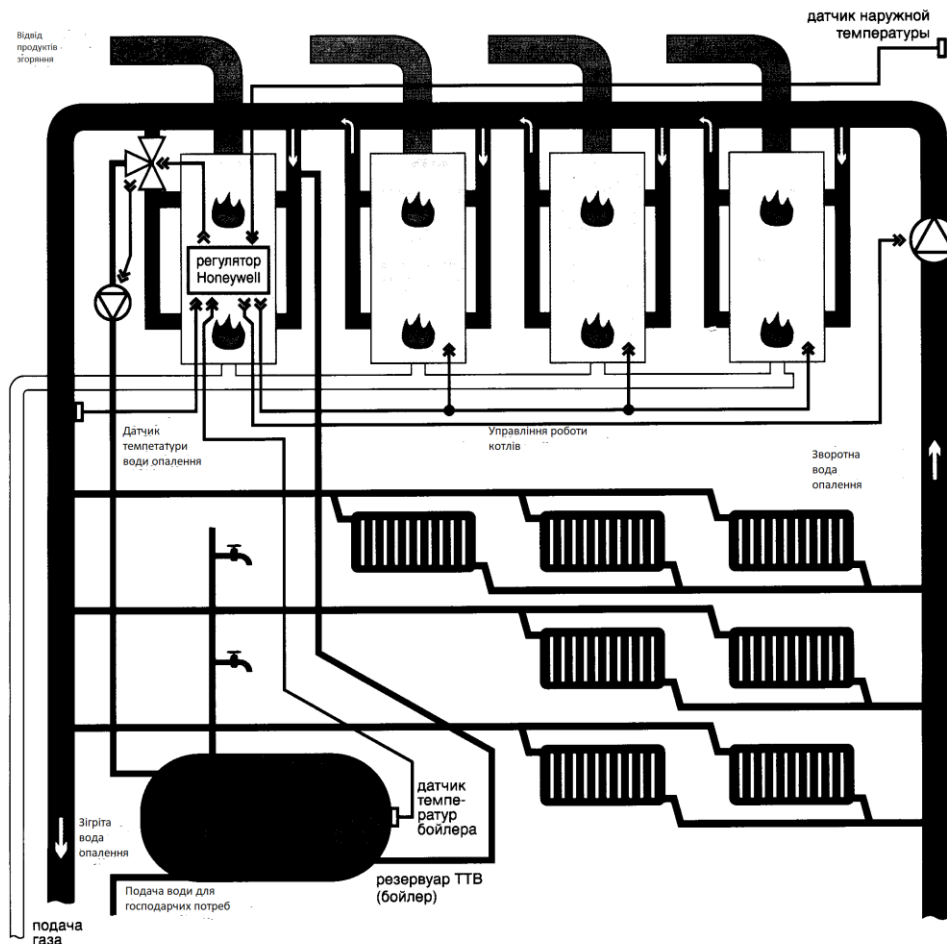


Рисунок 8.1 – Схема автономної дахової котельні

На Харківщині діє понад 1000 невеликих котельень. Аналіз підтверджує, що багато автономних котельень технічно зношені, вимагають великих експлуатаційних витрат. Застосування нового високопродуктивного обладнання дає велику економію коштів та енергоносіїв. Витрати на капітальне будівництво окупаються, зазвичай, у період від 6 до 18 місяців. Різко знижуються експлуатаційні витрати (відсутність теплотрас), при цьому гарантується надійне якісне теплопостачання.

8.2 Підготовка до роботи газової котельні

При підготовці до роботи газової котельні необхідно:

- 1) перевірити технічний стан технологічного обладнання, встановленого всередині котельні.
- 2) підготовка покупного обладнання до роботи здійснюється згідно з інструкціями з експлуатації цього обладнання.
- 3) перевірка встановлення огорож, захисних пристроїв.
- 4) випробування вручну всіх механізмів.
- 5) перевірка правильності електричних з'єднань та комунікацій згідно зі схемами та кресленнями.
- 6) підключення котельні до зовнішніх мереж:

- водопостачання;
- тепlopостачання;
- каналізації;
- газопостачання;
- електропостачання;
- КВП та А.

7) перевірка наявності на маховиках арматури знаків, що вказують напрямок обертання під час відкриття та закриття, а на газових кранах = наявності рисок на пробках та обмежувачів ходу на корпусках.

8) перед розпалюванням котла слід ретельно перевірити:

- справність топки та газоходів, запірних та регулюючих пристроїв;
- справність контрольно-вимірювальних приладів, арматури, поживних пристроїв, вентиляторів пальників та наявність природної тяги;
- справність обладнання для спалювання паливного газу у котлів;
- заповнення котла водою;
- утримання рівня води у котлі;
- чи немає заглушок до і після запобіжних клапанів, на газопроводах, на живильній, спускній та продувній лініях;
- відсутність у газоходах сторонніх предметів.

9) перед розпалюванням котла повинна бути здійснена вентиляція топки та газоходів протягом 10–15 хвилин шляхом включення вентилятора. Для цього відкрити шибер на газоході та повітряну заслінку на вентиляторі та увімкнути вентилятор. Наявність тяги в топці перевірити за тягометром.

10) вся запірна арматура на газопроводах повинна бути закрита, а крани на продувних газопроводах відкриті.

11) переконалися у відсутності витоків газу на газопроводі, газообладнанні та арматурі шляхом їх обмилування, користуватися відкритим вогнем при виконанні цієї роботи категорично забороняється.

12) відрегулювати тягу котла, що розтоплюється, встановивши розрідження в топці 2–3 мм.вод.ст. (для цього прикривають повітряну заслінку вентилятора).

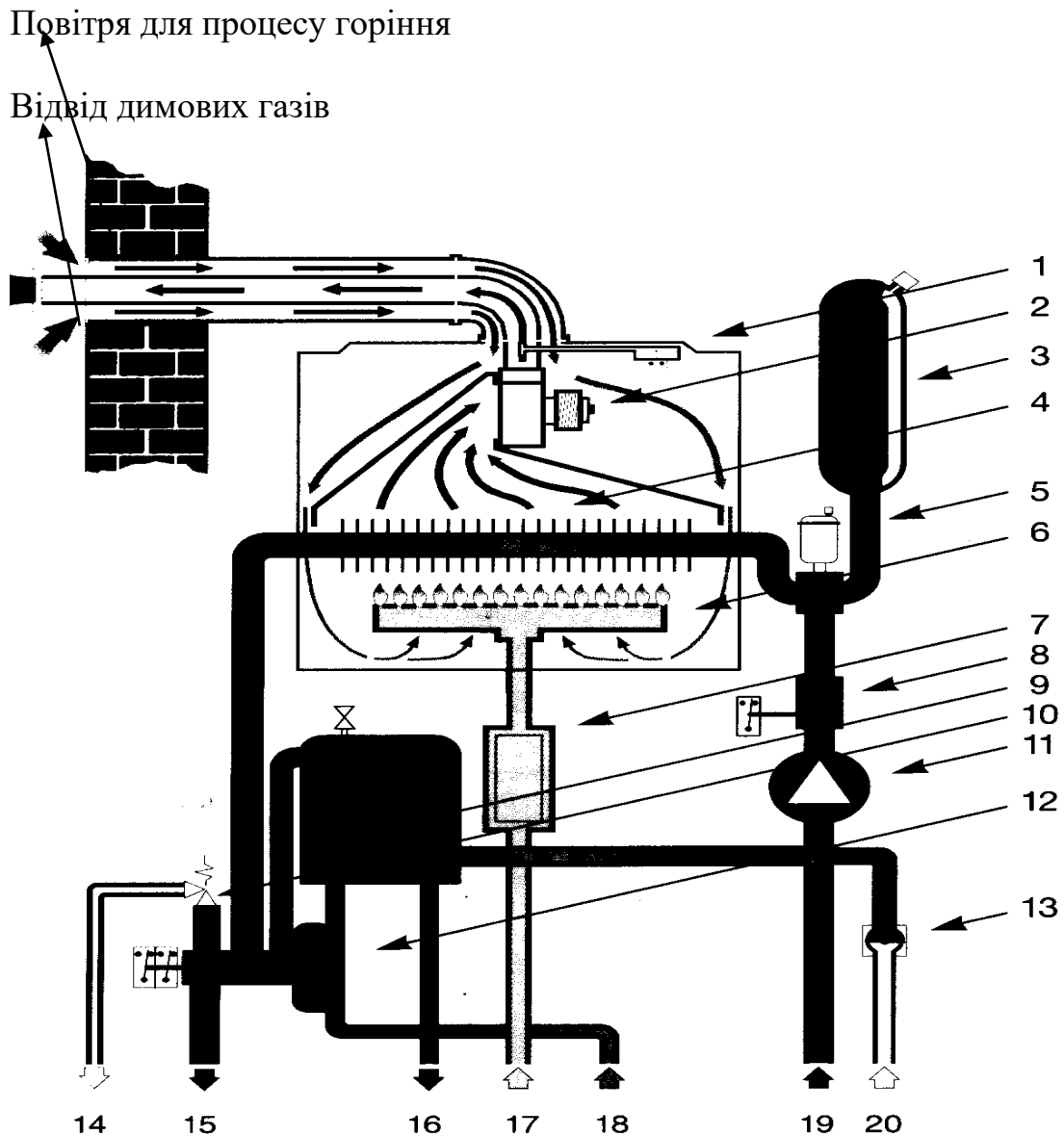


Рисунок 8.2 – Схема водогрійного котла:

- 1 – регулятор тиску; 2 – димосос; 3 – розширювальна судина; 4 – теплообмінник димові гази – вода; 5 – повітряний вентиль; 6 – пальник; 7 – газові вентилі; 8 – вимикач; 9 – теплообмінник вода – вода; 10 – запобіжний клапан; 11 – циркуляційний насос; 12 – триходовий вентиль; 13 – вентиль заповнення системи; 14 – відвід від запобіжного клапана; 15 – гаряча вода на опалення; 16 – вода у систему гарячого водопостачання; 17 – підвід газу; 18 – підвід холодної води; 19 – зворотна вода із системи опалення; 20 – підживлення системи водою

8.3 Експлуатація котельні

Керівництво підприємства має забезпечити утримання котлів у справному стані та безпечні умови їх експлуатації шляхом організації належного обслуговування.

З цією метою власник котлів зобов'язаний:

а) призначити відповідального за справний стан та безпечну експлуатацію котлів із числа інженерно-технічних працівників, які пройшли перевірку знань у встановленому порядку;

б) забезпечити інженерно-технічних працівників правилами та керівними вказівками щодо безпечної експлуатації котлів (циркулярами, інформаційними листами, інструкціями);

в) призначити у необхідній кількості осіб обслуговуючого персоналу, навченого та тих що мають посвідчення на право обслуговування котлів, приладів безпеки, контрольно-вимірювальних приладів, хімводоочищення, поживних насосів та іншого допоміжного обладнання;

г) розробити та затвердити виробничу інструкцію для персоналу, який обслуговує котли, на основі «Типової інструкції для персоналу котельні» та «Інструкції заводу-виробника з монтажу та експлуатації котла».

Виробнича інструкція повинна перебувати на робочих місцях і видаватися під розпис обслуговуючого персоналу;

встановити такий порядок, щоб персонал, на який покладено обов'язки з обслуговування котлів, вів ретельні спостереження за дорученим обладнанням шляхом огляду, перевірки справності дії арматури, КВП, запобіжних клапанів, засобів сигналізації та захисту, поживних насосів. Для запису результатів огляду та перевірки повинен вестись змінний журнал;

встановити порядок та забезпечити періодичність перевірки знань керівними та інженерно-технічними працівниками правил, норм та інструкцій з техніки безпеки відповідно до «Типового положення про навчання, інструктаж та перевірку знань працівників з питань охорони праці»;

організувати періодичну перевірку знань персоналом виробничих інструкцій; організувати контроль за станом металу елементів котла відповідно до інструкції з монтажу та експлуатації підприємства-виробника;

забезпечити виконання інженерно-технічними працівниками Правил, а обслуговуючим персоналом інструкцій;

забезпечити проведення технічних оглядів та діагностування котлів у встановлені терміни.

Відповідальний за справний стан та безпечну експлуатацію котлів має право:

а) усувати від обслуговування котлів персонал, що допускає порушення інструкцій або показує незадовільні знання;

б) надавати керівництву підприємства пропозиції щодо притягнення до відповідальності інженерно-технічних працівників та осіб з числа обслуговуючого персоналу, які порушують правила інструкції;

в) надавати керівництву підприємства пропозиції щодо усунення причин, що породжують порушення вимог правил та інструкцій.

8.4 Обслуговування котельні

До обслуговування котлів можуть бути допущені особи не молодші 18 років, які пройшли медичний огляд, навчені, атестовані та мають посвідчення на право обслуговування котлів.

Навчання та атестація машиністів (операторів) котельні проводиться за дозволом органів Держнаглядохоронпраці України у професійно-технічних училищах, а також на курсах, що спеціально створюються підприємствами. Індивідуальна (самостійна) підготовка персоналу заборонена.

Атестація машиністів (операторів) котлів проводиться комісією за участю інспектора Держнаглядохоронпраці України. Особам мають бути видані посвідчення за підписом голови комісії та інспектора Держнаглядохоронпраці України.

Про день проведення атестації адміністрація зобов'язана повідомити місцевий орган Держнаглядохоронпраці України не пізніше ніж за 5 днів.

Періодична перевірка знань персоналу, який обслуговує котли, повинна проводитися не рідше ніж 1 раз на рік.

Крім того, зазначеному персоналу не рідше одного разу на квартал відповідальним за безпечну експлуатацію котлів проводиться повторний інструктаж із перевіркою знань з безпеки праці. Результати перевірки знань обслуговуючого персоналу оформлюються протоколом за підписом голови та членів комісії з позначкою у посвідченні.

Допуск персоналу до самостійного обслуговування котлів повинен оформлятися наказом по цеху чи підприємству.

Забороняється доручати машиністу (оператору) котельні, що перебуває на чергуванні, виконання під час роботи котла будь-яких інших робіт, не передбачених виробничою інструкцією.

Забороняється залишати котел без постійного обслуговуючого персоналу як під час роботи котла, так і після його зупинки до зниження тиску в ньому до атмосферного.

Принципова схема трубопроводів котельні повинна бути виконана на робочому місці та у диспетчера, а також видана на руки персоналу котельні.

Вступ персоналу котельні на чергування та звільнення з чергування повинні проводитися з дотриманням «Правил внутрішнього розпорядку».

При надходженні на чергування персонал котельні зобов'язаний ознайомитися із записами в змінному журналі та перевірити справність обслуговуваних котлів та обладнання, що належить до них, а також справність аварійного освітлення та сигналізації для виклику адміністрації.

Прийом та здавання чергування повинні оформлятися начальником зміни у змінному журналі із зазначенням результатів перевірки котлів та обладнання, що до них належить, водовказівні прилади, сигналізаторів граничних рівнів води, запобіжних клапанів, поживних пристроїв та автоматики.

Забороняється приймати та складати чергування під час ліквідації аварій у котельні.

8.5 Техніка безпеки та протипожежні заходи при експлуатації котелень

Приміщення котельні та все її обладнання повинні міститися у справному стані та належній чистоті. Забороняється захаращувати приміщення котельні, зберігати в ньому будь-які матеріали та предмети. Проходи та виходи з котельні повинні бути завжди вільними. Двері котельні повинні легко відчинятися.

До початку проведення будь-яких робіт усередині котла, з'єданого з іншими працюючими котлами загальними трубопроводами, а також перед оглядом або ремонтом елементів, що працюють під тиском, котел повинен бути відокремлений від усіх трубопроводів заглушками.

Перед роботою топка та газоходи повинні бути добре провентильовані, освітлені та надійно захищені від можливого проникнення газів та пилу з газоходів працюючих котлів.

На вентилях, засувках і шиберах при відключенні ділянок трубопроводів і газоходів, а також на пускових пристроях вентиляторів пальників та живильниках палива повинні бути вивішені плакати «НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ» у пускових пристроїв вентиляторів пальників та живильникам палива.

Якщо в котельні не працювали всі котли, то при вході до неї слід перевірити газосигналізатором наявність газу в приміщенні.

При виявленні ознак загазованості приміщення включення та вимкнення електроосвітлення та електрообладнання забороняється.

Увімкнення електроосвітлення дозволяється лише після того, як перевіркою буде встановлено, що приміщення котельні не загазовано.

Для запобігання нещасних випадків забороняється:

- включати насоси без огороження частин, що обертаються;
- закривати місця припливу повітря в котельню;
- розпочинати роботу при незаземлених корпусах електрообладнання та котельні в цілому.

Обслуговуючому персоналу неухильно виконувати вимоги з техніки безпеки відповідно до «Правил безпеки в газовому господарстві», «Правил пристрою та безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів», «Правила пристрою електроустановок».

Металеві частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою через порушення ізоляції заземлити.

Чалкові та вантажозахоплювальні пристрої (траверса), що застосовуються для навантаження, вивантаження монтажу та демонтажу обладнання котельні, не повинні мати пошкоджень, на кожному з них повинні бути вілмітки про термін випробування та вантажопідйомності.

У приміщенні котельні повинні знаходитися на видному місці два вогнегасники порошкових ОП-10/3. Зовні котельні біля входу повинен бути обладнаний протипожежний щит з наступним набором:

- брут або багор – 1 шт.,

- цебро – 2 шт.,
- ящик з піском 0,5 м³ – 1 шт.,
- лопата – 2 шт.

Джерелом небезпеки при експлуатації пристроїв КВП та А котельні є електричний струм та газоподібне паливо.

При експлуатації КВП та А необхідно дотримуватися «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів» та «Правил техніки безпеки при експлуатації установок споживачів для установок напругою до 1 000 В», а також «Правил безпеки в газовому господарстві». До експлуатації допускається персонал, який пройшов перевірку знань за перерахованими правилами і має кваліфікаційну групу не нижче II. Експлуатація обладнання дозволяється лише за наявності інструкції з техніки безпеки, затвердженої керівником підприємства-споживача.

ЛЕКЦІЯ 9 ВПЛИВ ЯКОСТІ ВОДИ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ ТЕПЛОВИХ СИСТЕМ

В даний час при виборі та реконструкції систем тепlopостачання керуються, як правило, техніко-економічними показниками різних систем. При цьому характер вихідної води, що підлягає нагріву, береться до уваги недостатньо. Якість води, що нагрівається, впливає на стан обладнання та трубопроводів систем тепlopостачання.

У м. Харкові прийнято закриту систему тепlopостачання. Нагрів води для гарячого водопостачання відбувається, переважно, у водопідігрівачах, розташованих у ЦТП. Джерелом води є міський водогін, який нині живиться водою ріки Сіверський Донець (600 000 м³/добу), м. Дніпро (100 000 м³/добу) та артезіанськими джерелами (100 000 м³/добу). Вода міського водопроводу мало окислюється (4 мг/л O₂), сумарний вміст сульфатів і хлоридів 100 мг/л, агресивна та схильна до інтенсивного накипеутворення (карбонатна жорсткість більше 4 мг-екв/л).

Застосування в умовах м. Харкова існуючих систем тепlopостачання спричиняє інтенсивну корозію трубопроводів та засмічення їх продуктами накипуутворення. Для кардинального вирішення питання потрібний серйозний перегляд технології очищення води на міських очисних спорудах.

Цікавою є модифікована схема абонентських введів в індивідуальних теплових пунктах (ІТП), запропонована Н. К. Громовим. Ця схема із розосередженим розміщенням підігрівачів гарячого водопостачання. Попередні економічні зіставлення показали, що за всіма техніко-економічними показниками (наведені витрати, трудомісткість обслуговування, температурні та гідравлічні режими) система з ІТП не поступається системам з двоступеневим послідовним приєднанням підігрівачів гарячого водопостачання при установці останніх в теплорозподільних станціях (ТРС). Передбачається, що розміщення підігрівачів гарячого водопостачання в безпосередній близькості від споживачів гарячої води полегшує проведення заходів щодо

зниження агресивності та накипуутворення. Зокрема, при використанні агресивної води у Харкові стає можливим зниження температури нагрівання води в системах гарячого водопостачання до 55 °С, застосування оцинкованих, полімерних та багат шарових труб, відмова від влаштування циркуляційних ліній. Оскільки водопровідна вода в Харкові має високу карбонатну жорсткість, ці заходи можна доповнити застосуванням недорогих магнітних приладів, що не вимагають жодного обслуговування. Ефект досягається за рахунок застосування у конструкції постійних магнітів, заряджених таким чином, що вода проходить обробку як у багатополосному магнітному апараті. При цьому не потрібне встановлення додаткового обладнання та спеціального обслуговування апаратів. Спроби вирішення проблеми корозії та накипуутворення досі не увінчалися успіхом, зокрема через великий радіус дії сучасних теплорозподільних станцій. Застосування електромагнітних пристроїв на ЦТП супроводжується інтенсифікацією вторинного накипуутворення. Застосування силікатування води або її вакуумної деаерації наштовхується на серйозні організаційні проблеми.

Основні напрямки покращення роботи систем тепlopостачання:

- 1) вдосконалення фізичних методів попередження накипуутворення (магнітні та ультразвукові поля та їх поєднання);
- 2) застосування інгібіторів з антинакипною та антикорозійною дією;
- 3) вдосконалення деаерації місцевої води;
- 4) застосування нових конструкцій та нових матеріалів для обладнання, підігрівальних пристроїв та трубопроводів систем тепlopостачання (трубопроводів легованих оцинкованих, з полімерних матеріалів, металопластикових трубопроводів, застосування захисних покриттів – склоемалевих, кремнійорганічних та інших);
- 5) застосування модернізованої схеми абонентських вводів у ІТП;
- 6) удосконалення технології обробки води на водопровідних очисних спорудах міста з метою зниження агресивності води та її жорсткості.

9.1 Корозія та накип у системах тепlopостачання

Надійність роботи поверхонь нагріву котельних агрегатів та систем тепlopостачання залежить від якості живильної та підживлювальної води. Показниками якості води є прозорість, тобто вміст завислих речовин, що видаляються при механічному фільтруванні; сухий залишок – вміст мінеральних та органічних домішок після випарювання; жорсткість – вміст солей кальцію та магнію; лужність; вміст агресивних газів, насамперед кисню.

Основним завданням підготовки води є боротьба з корозією та накипом. Вимоги до якості води в парових та водогрійних котельнях різні, так як у парових котельнях вода випаровується, а у водогрійних – тільки нагрівається.

Найважливішим показником якості води є її жорсткість. Розрізняють жорсткість постійну (некарбонатну), обумовлену наявністю у воді хлоридів, сульфатів та інших некарбонатних солей кальцію та магнію, та тимчасову (карбонатну), обумовлену присутністю у воді бікарбонатів кальцію та магнію.

Загальна жорсткість дорівнює сумі концентрацій катіонів кальцію та магнію:

$$Ж_0 = Ж_{Ca} + Ж_{Mg} \text{ (мг-екв/кг)}.$$

Для перерахунку концентрацій кальцію і магнію, виражених в мг/кг, мг-екв/кг їх ділять на еквівалентні маси цих катіонів.

Сухим залишком, або солевмістом називають кількість солей, що залишилася після випарювання води, мг/кг.

Норми якості живильної води для парових котлів залежать від типу котла та виду палива. Загальна лужність та сухий залишок поживної води не нормуються, а обумовлюються вибраними методами обробки води.

Джерелами водопостачання для котелень можуть бути поверхневі води річок, озер та штучних водосховищ, а також підземні води з артезіанських свердловин. Поверхневі води завжди містять розчинені речовини та нерозчинені домішки. Підземні води є прозорими, але солей містять більше. Найчастіше для водопостачання використовують води річок і озер.

9.2 Захист теплових мереж від внутрішньої корозії

При виборі способу захисту сталевих труб теплових мереж від внутрішньої корозії та схем підготовки підживлювальної води слід враховувати такі основні параметри:

- жорсткість води;
- водневий показник рН;
- вміст у воді кисню та вільної вугільної кислоти;
- вміст сульфатів та хлоридів, лужність;
- утримання у воді органічних домішок (окислюваність води).

Захист труб від внутрішньої корозії слід виконувати шляхом:

- підвищення рН у межах рекомендацій нормативних документів;
- зменшення вмісту кисню в мережній воді;
- покриття внутрішньої поверхні сталевих труб антикорозійними сполуками або застосування корозійностійких сталей;
- застосування безреагентного електрохімічного способу обробки води;
- застосування водопідготовки та деаерації підживлювальної води;
- застосування інгібіторів корозії.

Для контролю за внутрішньою корозією на трубопроводах, що подають і зворотних водяних теплових мереж для контролю за внутрішньою корозією на вивідах з теплогерела, кінцевих ділянках і в трьох найбільш характерних проміжних вузлах слід передбачити встановлення індикаторів корозії.

9.3 Захист теплових мереж від зовнішньої корозії

При проектуванні повинні передбачатися конструктивні рішення, що запобігають зовнішній корозії труб теплової мережі.

Для конструкцій теплопроводів у пінополіуретановій теплоізоляції з герметичною зовнішньою оболонкою нанесення антикорозійного покриття на

сталеві труби не потрібне, але обов'язково влаштування системи оперативного дистанційного контролю, що сигналізує про проникнення вологи в теплоізоляційний шар.

Для конструкцій теплопроводів з іншими теплоізоляційними матеріалами, незалежно від способів прокладки, повинні застосовуватися антикорозійні покриття, що наносяться безпосередньо на зовнішню поверхню сталевої труби.

Неізольовані в заводських умовах кінці трубних секцій, відводів, трійників та інших металоконструкцій повинні покриватися антикорозійним шаром.

При безканалній прокладці в умовах високої корозійної активності ґрунтів, у полі блукаючих струмів при позитивній і знакозмінній різниці потенціалів між трубопроводами та землею має передбачатися додатковий захист металевих трубопроводів теплових мереж, крім конструкцій з захисним герметичним покриттям. Як додатковий захист сталевих трубопроводів теплових мереж від корозії блукаючими струмами при підземній прокладці (у непрохідних каналах або безканалній) слід передбачати заходи:

- видалення траси теплових мереж від рейкових колій електрифікованого транспорту та зменшення кількості перетинів із ним;

- збільшення перехідного опору будівельних конструкцій теплових мереж шляхом застосування електроізолюючих нерухомих та рухомих опор труб;

- збільшення поздовжньої електропровідності трубопроводів шляхом встановлення електроперемичок на сальникових компенсаторах та на фланцевій арматурі;

- зрівняння потенціалів між паралельними трубопроводами шляхом встановлення поперечних струмопровідних перемичок між суміжними трубопроводами при застосуванні електрохімічного захисту;

- встановлення електроізолюючих фланців на трубопроводах на ввіді теплової мережі (або у найближчій камері) до об'єктів, які можуть бути джерелами блукаючих струмів (трамвайне депо, тягові підстанції, ремонтні бази);

- електрохімічний захист трубопроводів.

Поперечні струмопровідні перемички слід передбачати в камерах з відгалуженнями труб та на транзитних ділянках теплових мереж.

Струмопровідні перемички на сальникових компенсаторах повинні виконуватися з багатожильного мідного дроту, кабелю, сталевого троса, в інших випадках допускається застосування пруткової або смугової сталі.

Перетин перемичок слід визначати розрахунком та приймати не менше 50 мм² по міді. Довжину перемичок слід визначати з урахуванням максимального подовження теплового трубопроводу. Сталеві перемички повинні мати захисне покриття від корозії.

Контрольно-вимірювальні пункти (КВП) для вимірювання потенціалів трубопроводів із поверхні землі слід встановлювати з інтервалом не більше 200 м:

- у камерах або місцях встановлення нерухомих опор труб поза камерами;
- у місцях встановлення електроізолюючих фланців;
- у місцях перетину теплових мереж з рейковими коліями електрифікованого транспорту; при перетині більше двох шляхів КВП встановлюються по обидва боки перетину з пристроєм за необхідності спеціальних камер;
- у місцях перетину або при паралельному прокладанні зі сталевими інженерними мережами та спорудами;
- у місцях зближення траси теплових мереж з пунктами приєднання кабелів, що відсмоктують, до рейок електрифікованих доріг.

При підземному прокладанні теплопроводів для проведення інженерної діагностики корозійного стану сталевих труб неруйнівними методами слід передбачати влаштування місць доступу до труб у камерах теплових мереж.

9.4 Сутність процесу деаерації

Процес деаерації (дегазації) води полягає у видаленні з неї корозійно-агресивних газів кисню та вільної вуглекислоти, що знаходяться як у розчиненому стані, так і утворюються при термічному розкладанні бікарбонатів та карбонатів.

Виходячи з того, що розчинність газу в розчині пропорційна його парціальному тиску над розчином, для глибокого видалення з води розчинених кисню та вуглекислоти, необхідно створити умови, за яких відбувається максимальне зниження їхнього парціального тиску над поверхнею води, що деаерується.

Такі умови досягаються при нагріванні води до температури її кипіння при даному тиску, коли над водою буде тільки водяна пара і, отже, парціальний тиск розчинених газів буде близьким до нуля. Для полегшення і прискорення виходу води з бульбашок газу, що виділився, необхідно забезпечити розпилення деаерируемой води на дрібні краплі. Деаерація здійснюється у спеціальних пристроях – деаераторах.

Найбільшого застосування отримали термічні деаератори і змішувального типу атмосферного низького тиску (0,02–0,025 МПа), барботажні пристрої, а також вакуумні деаератори та декарбонізатори.

Термічні деаератори та барботажні пристрої встановлюються в парових котельнях (або ЦТП за наявності пари) для деаерації поживної та підживлювальної води за допомогою пари (з середньогодинною витратою води, що деаерується, не менше 50 т/год) (рис. 9.1).

Деаератор складається з бака-акумулятора (1) і колонки (13), всередині якої встановлений ряд розподільних тарілок (5), (6), (12), якими стікає вниз тонкими струмочками поживна вода, а назустріч їй по патрубку (14) подається пара, що гріє.

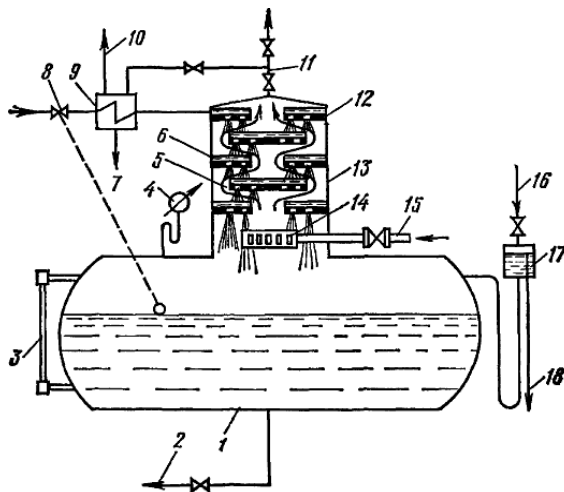


Рисунок 9.1 – Атмосферний деаератор змішувального типу:

1 – бак-акумулятор; 2 – випуск поживної води; 3 - водовказівне скло; 4 – манометр; 5, 6, 12 – тарілки; 7 – спуск води у дренажний бак; 8 – регулятор рівня; 9 - газоохолоджувач; 10 – випуск пари в атмосферу; 11, 14 і 15 – труби та патрубок подачі пари; 13 – колонка деаератора; 16 – впуск води у гідрозатвор; 17 – гідрозатвор; 18 – перелив води з гідрозатвору

Поживна вода нагрівається зустрічною парою до температури 104–105 °С і починає кипіти. Виділяються при цьому розчинені у воді гази (кисень, азот, вуглекислота і частина пари води, що не сконденсувалися) надходять в охолоджувач (9), де пари конденсуються, а гази, що охолодилися, видаляються в атмосферу.

Звільнена від кисню і підігріта до 104–106 °С вода збирається в збірний бак, розташований під колонкою (13) деаератора, звідки витрачається на підживлення котлів, теплових мереж, систем опалення та ін. Замість тарілок в деяких типах деаераторів розміщують спеціальні насадки омегоподібних елементів, похилих або зигзагоподібних елементів, що створюють високу щільність зрошення.

Схему та конструкцію барботажних деаераторів виконують різними. На рисунку 9.2 показана схема барботажного пристрою, що міститься в бак-акумуляторі.

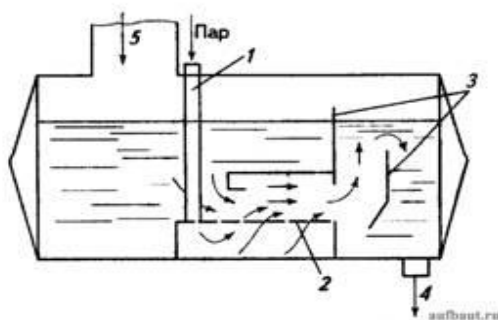


Рисунок 9.2 – Схема барботажного пристрою

Пар по трубі (1) подається під перфорований лист (2) назустріч воді, що надходить з колонки деаераційної (5) і направляється перегородками (3) до вихідного патрубку (4).

Деаераційна колонка складається з циліндричного корпусу із внутрішнім діаметром 500 мм. У верхній частині колонки встановлений перфорований тарілчастий водорозподільник. У корпусі колонки є грати, на які укладаються керамічні кільця Рашига діаметром 252 мм. Висота шару кілець 500 мм.

На колонці передбачено штуцер для розміщення датчиків регулятора рівня. Регулятор рівня впливає на електромагнітний клапан і регулює рівень води в колонці деаерації в інтервалі ± 120 мм від середнього рівня.

Схемою автоматики передбачено два режими роботи: ручний та автоматичний.

Ручне керування установкою здійснюється шляхом включення та вимикання насосів та електромагнітного вентиля за допомогою пускових кнопок та тумблерів. Для цього необхідно перемикач режиму роботи поставити в положення «ручний». Циркуляційний та підживлювальний насоси керуються кнопками, а електромагнітний вентиль тумблером.

Якщо розрядження в деаераційній колонці відсутня, то за нижнім контактом електроконтактного вакуумметра включається циркуляційний насос. При досягненні заданої величини розрядження сигнал від верхнього контакту циркуляційний насос відключається. Якщо в деаераційній колонці відсутня вода, то при наявності в ній заданого розрядження по сигналу датчика нижнього рівня регулятора-сигналізатора рівня відкриється електромагнітний клапан і ввімкнеться циркуляційний насос і залишиться включеним, доки в колонці не буде досягнутий середній рівень. За сигналом середнього рівня електромагнітний вентиль та циркуляційний насос вимикається.

Якщо тиск у зворотній тепломережі низький, то за наявності води в колонці за сигналом від нижнього контакту електроконтактного манометра включається підживлювальний та циркуляційний насоси, а електромагнітний вентиль залишається включеним доти, доки тиск у зворотній лінії тепломережі не підвищиться і замкнеться верхній контакт.

За відсутності пари в котельнях з водогрійними котлами і ЦТП для деаерації води застосовують деаератори вакуумного типу.

Дегазація поживної води в колонках (2) проводиться за рахунок вакууму, створюваного водоструминними ежекторами (4). Не деаерована вода проходить під тиском насоса через сопло водоструминного ежектора, що відсмоктує газу (випар) з головки деаератора. З ежектора водогазова суміш направляється в бакгазоотделитель (5), де газу виходять в атмосферу. З бакгазовідділника вода під дією вакууму надходить у колонку плівкового деаератора (2). Для поліпшення процесу десорбції газів з води в нижню частину колонки подається пара, одержувана з мережної води у вакууміспарителі (1).

За оптимальних умов роботи термічних і вакуумних деаераторів залишковий вміст розчиненого кисню у воді, що виходить з деаератора, вдається довести до величини не нижче 0,02–0,03 мг/кг, що в більшості випадків відповідає вимогам діючих норм.

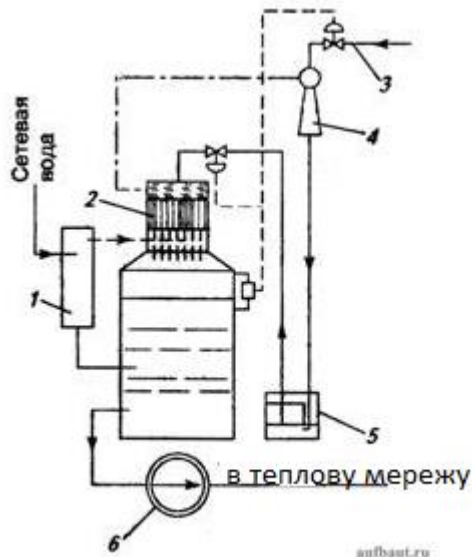


Рисунок 9.3 – Принципова схема вакуум-деаераційної установки:
 1 – вакуум-випарник; 2 – деаераційна головка; 3 – вхід сирової води; 4 – водоструминний ежектор; 5 – баггазовідділювач; 6 – підживлювальний насос тепломережі

Різновидом вакуумних деаераторів є так звані щілинні деаератори, які отримали в останні роки широке застосування.

9.5 Контроль та техніка безпеки під час роботи з деаератором

Для забезпечення заданої якості деаерованої води при експлуатації деаератора необхідно:

- 1) підтримувати температуру після водопідігрівача в межах 60–70 °С;
- 2) стежити за рівнем у деаераційній колонці;
- 3) підтримувати тиск у деаераційній колонці відповідно до температури деаерованої води;
- 4) стежити за роботою циркуляційного насоса, щоб тиск був 2,5–3,0 кгс/см²;
- 5) не рідше двох разів на зміну проводити відбір проб деаерованої води для визначення вмісту в ній кисню та вільної вуглекислоти;

Обслуговування блоку деаераційної установки може бути дозволене особам не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд, інструктаж з техніки безпеки, ознайомлені з чинною інструкцією та допущені кваліфікованою комісією.

До початку проведення будь-яких робіт усередині деаераційної колонки, з'єднаної з іншими працюючими установками загальними трубопроводами (напірними, дренажними, спусковими лініями), роз'єднувальна арматура повинна бути закрита, а при необхідності встановлені заглушки.

Відкривати люк дозволяється лише за повної відсутності розрядження в устаткуванні.

Місце роботи повинно бути добре освітлене, при необхідності повинні бути використані переносні світильники з напругою 12 В. Закривати колонку дозволяється після огляду та відсутності всередині сторонніх предметів.

Графіки капітальних ремонтів установки мають бути розроблені за існуючими нормами. Не допускається захаращувати майданчик навколо установки сторонніми предметами. Монтаж, налагодження та експлуатація системи автоматики повинні проводитися відповідно до «Правил улаштування електричних установок» та «Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачем».

При профілактичних та ремонтних роботах з елементами системи автоматики живлення має бути вимкнене.

Для запобігання нещасним випадкам забороняється:

- 1) включати насоси без огороження частин, що обертаються;
- 2) проводити змащування підшипників під час роботи двигунів насосів;
- 3) розпочинати роботу при незаземленому електрообладнанні.

Деаерація води при низьких рН вдало поєднується також із дозуванням у воду інгібітора корозії – силікату натрію (рідкого скла).

Для попередження внутрішньої корозії металу систем теплопостачання у низці міст країни знайшов успішне застосування метод силікатної обробки підживлювальної та циркулюючої води. Цей метод як самостійний придатний для захисту труб та обладнання як в умовах безперервної експлуатації, так і для консервації при знаходженні його в резерві.

Сутність його полягає в тому, що при певному дозуванні рідкого натрієвого скла у воду (дозою 15–35 мг/л) на внутрішній поверхні трубопроводів та обладнання утворюється довгоживуча (до 30 діб) захисна плівка, що оберігає метал від впливу агресивних газів – кисню та вуглекислоти. Ця плівка товщиною 20–30 мкм утворюється в результаті взаємодії оксидів заліза з силікатом натрію в присутності сульфатів та хлоридів, чим досягається ефект рідкого емальювання металу. Присутня у воді вільна вуглекислота зв'язується силікатом натрію бікарбонат натрію. 1 г силікату натрію, введений у воду, зв'язує 0,36 г вільної вуглекислоти C_2 , утворюючи при цьому 0,7 г бікарбонату натрію $NaHCO_3$, при цьому виділяється 0,75 г оксиду силіцію SiO_2 . Останній вступає в реакцію з оксидами заліза і формує щільну плівку комплексу феросилікату на поверхні металу, що екранує його від корозійних агентів і знижує загальну швидкість корозії.

9.6 Захист систем теплопостачання від накипу

При живленні систем теплопостачання м'якими водами з невеликим вмістом солі накип і шлам, як правило, не випадають, тому немає необхідності в захисті установок від накипу.

При водах середньої жорсткості, як зазначалося, можливо і доцільно створення тонкої захисної окисно-крейдової плівки, що оберігає від корозії, наприклад, шляхом стабілізації або силікатування.

При жорстких водах виникає небезпека рясного накипеутворення і зашламлення поверхонь нагріву, трубопроводів, з випаданням значної кількості накипу, шламу і суспензій, що призводять до зниження коефіцієнта теплопередачі металеві стінки котла і перевитрати палива. Кожен міліметр шару накипу дає до 1,5–2 % перевитрати палива.

У місцях накипеутворення стінки котла можуть неприпустимо перегріватися, механічна міцність металу знижується, і стінки деформуються - з'являються свищі в сталевих та тріщини в чавунних котлах. У цих випадках у котельнях і центральних теплових пунктах передбачають встановлення захисних пристроїв для обробки підживлювальної води, їх поділяють на апарати докотлової обробки живильної або сирі додаткової води та всередині котлової.

Найпростішими з них є установки фізичного принципу дії – магнітні та електромагнітні апарати для омагнічування води, установки ультразвукової обробки, а також хімічного впливу – комплексонатного (інгібіторного) захисту та встановлення іонообмінного водопом'якшення для зниження карбонатної жорсткості води. Магнітна обробка застосовується за загальної жорсткості вихідної води не більше 10 мг-екв/л і карбонатної жорсткості (лужності) більше 4 мг-екв/л, напруженість магнітного поля в робочому зазорі магнітного апарату не повинна перевищувати 159–103 А/м.

Під впливом силового магнітного поля феромагнітні домішки води поляризуються, укрупнюються і адсорбують на своїй поверхні накипу, що кристалізується, в результаті чого при температурі до 70 °С утворення твердої фази CaCO_3 відбувається в товщі води, а не на поверхні нагріву; кольоровість та органолептичні властивості її не змінюються, чим і досягається позитивний ефект. У ряді випадків досягається ефект деаерації води. Так в електромагнітних апаратах передбачається спеціальна камера деаерації, в якій відбувається видалення агресивних газів, а спеціально розроблений шламовловлювач завершує видалення відкладень.

Ультразвукові установки обробки води та обладнання отримали обмежене застосування через малопотужність та громіздкість ультразвукових генераторів. Їх використовують в основному з метою очищення підігрівачів від накипу та шламу.

В останні роки хімічна промисловість запропонувала енергетикам великий вибір інгібіторів (придушників) солевідкладення та корозії обладнання, які називаються загальним терміном – «комплексони». Що таке комплексони? У спеціальній літературі їм надано таке визначення.

Комплексони – це органічні молекули з великою кількістю реакційних центрів, які, взаємодіючи з металами, замикають п'яти-, чотири- та восьмичленові цикли з утворенням надміцних комплексних сполук. Комплексонами називають фосфонати – фосфорорганічні сполуки, які здатні утворювати міцні комплекси з кальцієм та магнієм, а також із залізом та деякими іншими елементами. При нагріванні води ці комплекси залишаються у розчиненому стані і не випадають в осад на поверхнях нагріву у вигляді накипу.

Важливою властивістю фосфонатів є не тільки запобігання утворенню накипу (шляхом дозування їх у мікродозах у поживну воду – 1–3 г на 1 м³ води), але і можливість відмивання старих залізоокисних та накипних відкладень на обладнанні та трубопроводах (при дозуванні приблизно 3 кг на 1 відкладень), за що отримали образну назву – антинакипіни. Щоправда, є деяке обмеження у їх використанні – комплекси мають обмежену термічну стійкість у жорсткій воді – при температурі вище 120–125 °С комплекси розпадаються.

До теперішнього часу синтезовано велику низку органічних антинакипінів, але найбільшого поширення набули вітчизняні фосфорорганічні комплекси, застосування яких у системах тепlopостачання отримано дозвіл.

Більшість комплексонів виготовляють та постачають у рідкому вигляді, тому введення їх у контур теплоенергетичного обладнання можливе за допомогою дозаторів, розглянутих вище. Перед застосуванням комплексонів рекомендується попереднє промивання котлів, обладнання та трубопроводів.

Накопичений багаторічний позитивний досвід застосування комплексонів у низці підприємств тепlopостачання дозволяє вважати цей напрямок водопідготовки досить перспективним та актуальним.

Катіонітовий метод водопом'якшення набув великого поширення в комунальній енергетиці. Сутність його полягає в заміні накипеобразующих катіонів Са і Mg на катіони солей, що мають хорошу розчинність або утворюють леткі сполуки.

Сира вода фільтрується через шар зернистого катіоніту, що має властивість замінювати іони солей кальцію і магнію на іони натрію або водню в катіоніті.

Як катіоніти застосовують природні глауконіти, сульфовугілля, синтетичні полімерні смоли та інші матеріали.

Найбільшого поширення в котельнях набули установки натрій-катіонування, а на КЕС та ТЕЦ установки водень-катіонування (тут проводиться повне знесолення води з видаленням також аніонів на аніонітових фільтрах).

Залишкова жорсткість пом'якшеної води може бути доведена до 0,01–50,02 мг-екв/л. При перевищенні 0,05 мг-екв/л робота фільтрів зупиняється і виснажена обмінна здатність катіонітового матеріалу відновлюється регенерацією його 6–10 % розчином кухонної солі. Комплектна Na-катіонітова установка водопом'якшення складається з фільтру, завантаженого катіонітом, солерастворителя для розчинення кухонної солі при регенерації фільтра та збірного бака для промивних вод від попередньої регенерації.

Фільтри завантажують катіонітом висотою шару від 1,5 до 3,0 м залежно від якості води, що обробляється. У ряді випадків, для більш надійного пом'якшення води, уловлювання проскоків жорсткості, два фільтри встановлюють послідовно один за одним у два ступені.

У H-катіонітових установках водопом'якшення на ТЕЦ та КЕС для регенерації використовують сильні мінеральні кислоти – соляну та сірчану, через що ці пристрої стають більш складними та дорогими. Реакції заміщення

солей відбуваються аналогічно вищеописаним, лише тут катіоном виступає катіон водню – Н.

Істотним недоліком катіонітових та аніонітових способів пом'якшення води є необхідність утилізації та очищення стоків і скидних вод з високим вмістом солі, що утворюються в результаті регенерації та промивок фільтрів.

Альтернативою катіонітового способу обробки води в комунальних котельнях можуть стати в майбутньому більш прості та дешеві - комплексонатний та метод мембранного очищення води. Останній полягає у фільтрації води під тиском через штучний матеріал – мембрани, що мають здатність затримувати у своїх порах («отворах») молекули солей жорсткості та домішки. Спосіб проходить промислову перевірку та освоєння на ряді ТЕЦ.

ЛЕКЦІЯ 10 СПОСОБИ ПРОКЛАДАННЯ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

10.1 Прокладання трубопроводів теплових мереж

По конструкції розрізняють променеві (тупикові) та кільцеві теплові мережі. Перші простіші, дешевші та зручніші в експлуатації, застосовуються частіше за наявності одного джерела тепlopостачання. Недоліком такої схеми є припинення подачі теплоносія всім споживачам у разі виникнення аварії на будь-якій ділянці. Ця проблема, частино, може бути вирішена встановленням резервних перемичок. Кільцеві тепломережі дорожчі за тупикові, але вони забезпечують повне резервування і безперебійність у подачі теплоти всім споживачам. За нормальних умов кільцеві мережі працюють як променеві, при цьому засувки на кільцях закриті. Кільцеві мережі застосовують для таких споживачів, відключення яких навіть на короткий час неприпустимо.

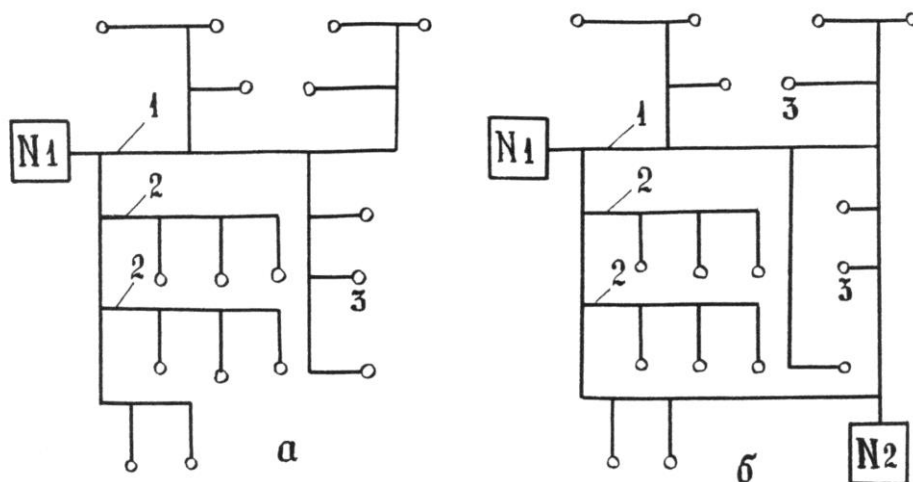


Рисунок 10.1 – Схеми теплових мереж:

а – тупикова; б – кільцева; N1, N2 – джерела тепlopостачання; 1 – магістральні мережі; 2 – розподільчі мережі; 3 – відгалуження

Прокладка може бути наземною та підземною. Наземні теплопроводи дозволяється прокласти лише в малонаселеній місцевості або по території промислового підприємства. Трубопроводи прокладаються по низьких опорах, або на щоглах, естакадах і т.п. Не допускається прокладання фасаду будівлі.

Підземне прокладання може бути каналне або безканалне. Канали можуть бути прохідні, напівпрохідні та непрохідні. Прохідні – при великому скупченні комунікацій. Розміри каналу – з умови вільного проходу людини. Розміри напівпрохідних каналів вибираються з умови проходу людини у напівзігнутому стані. Напівпрохідні канали неефективні під час експлуатації мереж.

Прохідні та напівпрохідні канали повинні бути оснащені системою вентиляції, яка підтримує температуру повітря в каналі не вище 50 °С, мати освітлення, мати пристрій для відведення дренажних вод, через кожні 200 метрів повинні бути люки.

Непрохідні канали – із готових залізобетонних конструкцій. Розмір каналу залежить від діаметра трубопроводу, що прокладається. У місцях скупчення арматури робляться теплофікаційні колодязі, павільйони, камери.

Прокладка безканална може бути в литих, шамотних та засипних конструкціях.

Трубопроводи, що прокладені під землею, знаходяться в умовах, що сприяють корозії. Для захисту трубопроводів від вологи потрібна гідроізоляція трубопроводу (на сам трубопровід): покриття гідрозолом, емальовання, нанесення плівкових покриттів.

Для захисту від зволоження на поверхню теплоізоляції обов'язково накладається покривний шар. Для зниження рівня ґрунтових вод робиться попутний дренаж (з одного або двох сторін трубопроводу укладаються керамічні труби $d > 250$ мм, через кожні 40 метрів споруджують колодязі для очищення дренажу).

Для захисту від блукаючих струмів використовують:

1. Катодний захист. У ґрунт закладають електроди та подають напругу.
2. Електричне секціонування трубопроводів. В цьому випадку елементи трубопроводів з'єднуються з використанням фланців, між якими закладають електроізоляційний матеріал.
3. Збільшення електричного опору. На переході рейки – ґрунт (укладання рейок на шар гравію), збільшення електроопору ґрунту (спец. добавки у ґрунт), застосування електроізоляційних покривних матеріалів, прокладання труби в трубі.

10.2 Схеми теплових мереж

Водяні теплові мережі слід проектувати, як правило, двотрубними, що одночасно подають тепло на опалення, вентиляцію, гаряче водопостачання або технологічні потреби. Багатотрубні та однострубні теплові мережі допускається застосовувати при техніко-економічному обґрунтуванні.

Теплові мережі, що транспортують у відкритих системах теплопостачання мережеву воду в одному напрямку, при надземному прокладанні допускається проектувати в однострубному виконанні при довжині транзиту до 5 км. При більшій протяжності та відсутності резервного підживлення СЦТ від інших джерел теплоти, теплові мережі повинні виконуватись у два (або більше) паралельні теплопроводи.

Самостійні теплові мережі для приєднання технологічних споживачів теплоти слід передбачати, якщо якість та параметри теплоносія відрізняються від прийнятих у теплових мережах.

Схема та конфігурація теплових мереж повинні забезпечувати теплопостачання на рівні заданих показників надійності шляхом:

- застосування найпрогресивніших конструкцій та технічних рішень;
- спільної роботи джерел теплоти;
- прокладання резервних теплопроводів;
- влаштування перемичок між тепловими мережами суміжних теплових районів.

Теплові мережі можуть бути радіальними, кільцевими, тупиковими, резервованими та нерезервованими.

Число та місце розташування резервних трубопровідних зв'язків між суміжними радіальними теплопроводами слід визначати за критерієм ймовірності безвідмовної роботи. Системи опалення та вентиляції споживачів повинні приєднуватись до двотрубних водяних теплових мереж безпосередньо (залежна схема приєднання).

За незалежною схемою, що передбачає встановлення в теплових пунктах водопідігрівачів, допускається приєднувати при обґрунтуванні системи опалення та вентиляції будівель 12 поверхів та вище та інших споживачів, якщо незалежне приєднання зумовлене гідравлічним режимом роботи системи.

Якість вихідної води для поповнення системи для відкритих та закритих систем теплопостачання має відповідати вимогам чинних нормативних документів.

Для закритих систем теплопостачання за наявності термічної деаерації можна використовувати технічну воду.

Розрахункова годинна витрата води для визначення продуктивності водопідготовки та відповідного обладнання для підживлення системи теплопостачання слід приймати:

– у закритих системах теплопостачання – 0,75 % фактичного об'єму води у трубопроводах теплових мереж та приєднаних до них системах опалення та вентиляції будівель. При цьому для ділянок теплових мереж довжиною понад 5 км від джерел теплоти без розподілу теплоти розрахункову витрату води слід приймати рівним 0,5 % об'єму води в цих трубопроводах;

– у відкритих системах теплопостачання – рівним розрахунковим середнім витратам води на гаряче водопостачання з коефіцієнтом 1,2 плюс 0,75 % фактичного обсягу води у трубопроводах теплових мереж та приєднаних до них системах опалення, вентиляції та гарячого водопостачання будівель. При цьому для ділянок теплових мереж довжиною понад 5 км від джерел теплоти без розподілу теплоти розрахункову витрату води слід приймати рівним 0,5 % об'єму води в цих трубопроводах;

– для окремих теплових мереж гарячого водопостачання за наявності баків-акумуляторів – рівним розрахунковій середній витраті води на гаряче водопостачання з коефіцієнтом 1,2; за відсутності баків – за максимальною витратою води на гаряче водопостачання плюс (в обох випадках) 0,75 % фактичного обсягу води у трубопроводах мереж та приєднаних до них системах гарячого водопостачання будівель.

Для відкритих і закритих систем теплопостачання повинно передбачатися додатково аварійне підживлення хімічно не обробленою та не деаерованою водою, витрата якої приймається у кількості 2 % об'єму води у трубопроводах теплових мереж та приєднаних до них системах опалення, вентиляції та в системах гарячого водопостачання для відкритих систем теплопостачання. За наявності кількох окремих теплових мереж, що відходять від колектора теплоджерела, аварійне підживлення допускається визначати лише для однієї найбільшої за обсягом теплової мережі. Для відкритих систем теплопостачання аварійне підживлення має забезпечуватися лише із систем господарсько-питного водопостачання.

Об'єм води в системах теплопостачання за відсутності даних за фактичними обсягами води допускається приймати рівним 65 м³ на 1 МВт розрахункового теплового навантаження при закритій системі теплопостачання, 70 м³ на 1 МВт при відкритій системі та 30 м³ на 1 МВт середнього навантаження при окремих мережах водопостачання.

Для діючих закритих систем теплопостачання, теплові мережі, джерела теплоти та системи тепловикористання яких втратили свій ресурс більш ніж на 60 %, на величину годинної витрати підживлення допускається вводити поправочні коефіцієнти, що враховують збільшення потоку відмов, пов'язаних із втратою теплоносія.

Розміщення баків-акумуляторів гарячої води можливе як у джерелі теплоти, так і у районах теплоспоживання. При цьому на джерелі теплоти повинні передбачатись баки-акумулятори ємністю не менше 25 % загальної розрахункової ємності баків.

Внутрішня поверхня баків має бути захищена від корозії, а вода в них від аерації. Схема включення до системи повинна передбачати безперервне оновлення води в баках.

Для відкритих систем теплопостачання, а також при окремих теплових мережах на гаряче водопостачання повинні передбачатись баки-акумулятори хімічно обробленої та деаерованої підживлювальної води, розрахунковою ємністю, що дорівнює десятикратній величині середньої витрати води на гаряче водопостачання.

У закритих системах теплопостачання на джерелах теплоти потужністю 100 МВт і більше слід передбачати встановлення баків запасу хімічно обробленої та деаерованої підживлювальної води ємністю 3 % об'єму води у системі теплопостачання. Схема включення баків запасу має забезпечувати оновлення води у баках. Для джерел теплоти потужністю менше 100 МВт необхідність встановлення баків запасу води для підживлення вирішується в проекті. Кількість баків, незалежно від системи теплопостачання, приймається не менше двох по 50 % робочого об'єму.

При розміщенні групи баків-акумуляторів поза територією джерел теплоти вона повинна бути огорожена загальним валом заввишки не менше 0,5 м. Обвалована територія повинна вміщувати об'єм води у найбільшому баку та мати відведення води у каналізацію.

Встановлювати баки-акумулятори гарячої води у житлових кварталах не допускається. Відстань від баків-акумуляторів гарячої води до межі житлових кварталів має бути не менше ніж 30 м.

При розміщенні баків-акумуляторів поза територією джерел теплоти слід передбачати їхню огорожу висотою не менше 2,5 м для унеможливлення доступу сторонніх осіб до баків.

Баки-акумулятори гарячої води у споживачів повинні передбачатись у системах гарячого водопостачання промислових підприємств для вирівнювання змінного графіка споживання води об'єктами, що мають зосереджені короткочасні витрати води на гаряче водопостачання.

Для об'єктів промислових підприємств, що мають відношення середнього теплового навантаження до гарячого водопостачання до максимального теплового навантаження на опалення менше 0,2, баки-акумулятори не встановлюються. Для зменшення втрат мережної води і відповідно теплоти при планових або вимушених спорожненнях теплопроводів допускається встановлення в теплових мережах спеціальних баків-накопичувачів, ємність яких визначається довжиною теплопроводів між двома засувками, що секціонують, і найбільшим діаметром теплопроводів.

10.3 Траса та способи прокладання теплових мереж

У населених пунктах для теплових мереж передбачається, як правило, підземне прокладання (безканалне, в каналах або в міських та внутрішньоквартальних тунелях спільно з іншими інженерними мережами).

При обґрунтуванні допускається надземне прокладання теплових мереж крім територій дитячих та лікувальних закладів.

Прокладання теплових мереж територією, яка не підлягає забудові поза населеними пунктами, слід передбачати надземною на низьких опорах.

При виборі траси допускається перетин житлових і громадських будівель транзитними водяними тепловими мережами з діаметрами теплопроводів до 300 мм включно за умови прокладання мереж в технічних підпіллях, технічних коридорах і тунелях (заввишки не менше 1,8 м) з улаштуванням дренажного колодязя у нижній точці на виході із будівлі.

Як виняток допускається перетин транзитними водяними тепловими мережами діаметром 400–600 мм, P_y не більше 1,6 МПа житлових і громадських будівель при дотриманні наступних вимог:

- прокладка повинна передбачатися у прохідних монолітних залізобетонних каналах із посиленою гідроізоляцією. Кінці каналу мають виходити за межі будівлі щонайменше ніж 5 м;

- водовипуски діаметром 300 мм повинні здійснюватися з нижніх точок каналу за межами будівлі до зливової каналізації;

– під час монтажу обов'язкова 100 % перевірка зварних швів сталевих труб теплопроводів;

– запірна та регулювальна арматура повинна встановлюватися за межами будівлі;

– теплопроводи у межах будівлі не повинні мати відгалужень. Перетин транзитними тепловими мережами будівель та споруд дитячих дошкільних, шкільних та лікувально-профілактичних установ не допускається. Прокладка теплових мереж територією перелічених установ допускається лише підземна в прохідних монолітних залізобетонних каналах з посиленою гідроізоляцією. При цьому додатково до перелічених вище вимог слід враховувати:

– влаштування вентиляційних шахт, люків та виходів назовні з каналів у межах території установ не допускається;

– запірна арматура повинна встановлюватися за межами території.

Прокладання теплових мереж при робочому тиску пари вище 2,2 МПа та температурі вище 350 °С у непрохідних каналах та загальних міських або внутрішньоквартальних тунелях не допускається.

Ухил теплових мереж незалежно від напрямку руху теплоносія та способу прокладання має бути не менше 0,002. При каткових та кулькових опорах ухил не повинен перевищувати:

$$i = \frac{0,05}{r}, \quad (10.1)$$

де r – палтус катка чи кулі, см

Ухил теплових мереж до окремих будівель при підземному прокладанні повинен прийматися, як правило, від будівлі до найближчої камери.

На окремих ділянках (при перетині комунікацій, прокладання мостами) допускається приймати прокладання теплових мереж без ухилу.

Підземне прокладання теплових мереж допускається приймати спільно з наведеними нижче інженерними мережами:

– у каналах – з водопроводами, трубопроводами стисненого повітря тиском до 1,6 МПа, мазутопроводами, контрольними кабелями, призначеними для обслуговування теплових мереж;

– у тунелях – з водопроводами діаметром до 500 мм, кабелями зв'язку, силовими кабелями напругою до 10 кВ, трубопроводами стисненого повітря тиском до 1,6 МПа, трубопроводами напірної каналізації. Прокладання трубопроводів теплових мереж у каналах та тунелях з іншими інженерними мережами, крім зазначених, як правило, не допускається.

Прокладання водопроводу спільно з тепловими мережами в тунелях має передбачатися в одному ряду або під трубопроводами теплових мереж, при цьому необхідна тепла ізоляція водопроводу, що унеможливиє конденсацію вологи.

Відстань по горизонталі та вертикалі від зовнішньої грані будівельних конструкцій каналів і тунелів або оболонки ізоляції трубопроводів при безканалній прокладці теплових мереж до будівель, споруд та інженерних мереж слід приймати у відповідність до вимог діючих норм, а по території промислових підприємств – за відповідними спеціалізованими. Перетин

теплових мереж річок, автомобільних доріг, трамвайних колій, а також будівель і споруд слід, як правило, передбачати під прямим кутом. Допускається при обґрунтуванні перетин під меншим кутом, але не менше 45°, а споруд метрополітену, залізниць – не менше 60°.

Перетин підземними тепловими мережами трамвайних колій слід передбачати на відстані від стрілок та хрестовин не менше 3 м (у світлі).

При підземному перетині тепловими мережами залізниць найменші відстані по горизонталі у світлі слід приймати, м:

- до стрілок та хрестовин залізничної колії та місць приєднання відсмоктувальних кабелів до рейок електрифікованих залізниць – 10;
- до стрілок та хрестовин залізничної колії – 20;
- до мостів, труб, тунелів та інших штучних споруд – 30.

Прокладання теплових мереж під час перетину залізниць загальної мережі, і навіть річок, ярів, відкритих водостоків має передбачатися, зазвичай, надземної. При цьому допускається використовувати постійні автодорожні та залізничні мости.

Прокладання теплових мереж при підземному перетині залізниць, автомобільних, магістральних доріг, вулиць, проїздів загальноміського та районного значення, а також вулиць та доріг місцевого значення, трамвайних колій та ліній метрополітену слід передбачати:

- у каналах – при можливості виконання будівельно-монтажних та ремонтних робіт відкритим способом;
- у футлярах – при неможливості виконання робіт відкритим способом, довжиною перетину до 40 м та забезпеченням по одній зі сторін від перетину прямої ділянки траси завдовжки не менше 10 м;
- в тунелях – в інших випадках, а також заглиблення від поверхні землі до перекриття каналу (футляра) 2,5 м і більше.

Під час прокладання теплових мереж під водними перешкодами слід передбачати, як правило, влаштування дюкерів.

Перетин теплових мереж станційних споруд метрополітену не допускається.

При підземному перетині тепловими мережами ліній метрополітену канали та тунелі слід передбачати з монолітного залізобетону із гідроізоляцією.

Довжину каналів, тунелів або футлярів у місцях перетинів необхідно приймати в кожную сторону не менше ніж на 3 м більше розмірів споруд, що перетинаються, у тому числі споруд земляного полотна залізниць та автомобільних доріг. При перетині тепловими мережами залізниць загальної мережі, ліній метрополітену, річок і водойм слід передбачати запірну арматуру з обох сторін перетину, а також пристрої для спуску води з трубопроводів теплових мереж, каналів, тунелів або футлярів на відстані не більше 100 м від кордону споруд, що перетинаються. .

У місцях щільної забудови під час перетину метрополітену допускається збільшення цієї відстані до 1 км.

При прокладанні теплових мереж у футлярах має передбачатися антикорозійний захист труб теплових мереж та футлярів, наведений у нормах.

Крім того, повинен передбачатися електрохімічний захист труб теплових мереж за допомогою протекторів стрижневого типу. У місцях перетину електрифікованих залізниць та трамвайних колій активний електрохімічний захист встановлюється за спеціальним проектом.

Між тепловою ізоляцією та футляром повинен передбачатися проміжок не менше 100 мм.

У місцях перетину при підземному прокладанні теплових мереж із газопроводами не допускається проходження газопроводів через будівельні конструкції камер, непрохідних каналів та ніш теплових мереж.

При перетині тепловими мережами діючих мереж водопроводу і каналізації, розташованими над трубопроводами теплових мереж, на відстані від конструкції теплових мереж до трубопроводів мереж, що перетинаються 300 мм і менше (у світлі), а також при перетині газопроводів, слід передбачати пристрій футлярів на трубопроводах водопроводу, канал та газу на довжині 2 м по обидва боки від перетину (у світлі). На футлярах слід передбачати захисне покриття корозії.

У місцях перетину теплових мереж при їх підземному прокладанні в каналах або тунелях з газопроводами повинні передбачатися на теплових мережах на відстані не більше 15 м по обидва боки від газопроводу пристрою для відбору проб на витік газу.

При прокладанні теплових мереж із попутним дренажем на ділянці перетину з газопроводом дренажні труби слід передбачати без отворів на відстані по 2 м в обидва боки від газопроводу, з герметичною закладенням стиків.

На вводах трубопроводів теплових мереж у будівлі в газифікованих районах необхідно передбачати пристрої, що запобігають проникненню води та газу в будівлі, а не газифікованих – води.

У місцях перетину надземних теплових мереж з повітряними лініями електропередачі та електрифікованими залізницями слід передбачати заземлення всіх електропровідних елементів теплових мереж (з опором заземлювальних пристроїв не більше 10 Ом), що розташовані на відстані по горизонталі по 5 м у кожную сторону від проводів.

Прокладання теплових мереж уздовж бровок терас, ярів, укосів, штучних виїмок має передбачатися за межами призми обвалення ґрунту від замочування. При цьому при розташуванні під укосом будівель та споруд різного призначення слід передбачати заходи щодо відведення аварійних вод з теплових мереж з метою недопущення затоплення території забудови.

У зоні пішохідних переходів, поєднаних із входами до метрополітену, як правило, слід передбачати прокладання теплових мереж на відстані не менше 2 м від стінки сходового сходу з влаштуванням монолітного залізобетонного каналу, що виходить на 5 м за габарит сходу.

При підземних перетинах залізниць, автомобільних, магістральних доріг та інших перешкод рекомендується зберігати ті ж конструкції теплопроводів, що й на основній трасі, якщо матеріали теплоізоляції та захисного покриття відповідають вимогам діючих норм у частині пожежної безпеки.

10.4 Конструкція трубопроводів

Труби та арматуру та вироби зі сталі та чавуну для теплових мереж слід приймати відповідно до чинних нормативних документів.

Для трубопроводів теплових мереж слід передбачати сталеві електрозварювальні труби або безшовні сталеві труби.

Не допускається застосування трубопроводів теплових мереж електрозварювальних труб, виготовлених методом контактного зварювання.

Труби з міцного чавуну з кулястим графітом допускається застосовувати для теплових мереж при температурі води 150 °С і нижче і тиску до 1,6 МПа включно.

Для трубопроводів теплових мереж при робочому тиску 0,07 МПа і нижче та температурі води 115 °С і нижче при тиску до 1,6 МПа включно допускається приймати неметалеві труби, якщо якість та характеристики цих труб задовольняють санітарним вимогам та відповідають параметрам теплоносія в теплових мережах .

Для мереж гарячого водопостачання у закритих системах теплопостачання повинні застосовуватись труби з корозійностійких матеріалів або покриттів. Труби з полімерних матеріалів та неметалеві труби допускається застосовувати як для закритих, так і для відкритих систем теплопостачання.

Максимальні відстані труб між рухомими опорами на прямих ділянках слід визначати розрахунком на міцність, виходячи з можливості максимального використання несучої здатності труб і за прогином, що приймається не більше 0,02 D_y , м. Робочий тиск і температуру теплоносія для вибору труб, арматури, обладнання та деталей трубопроводів, а також для розрахунку трубопроводів на міцність та при визначенні навантажень від трубопроводів на опори труб та будівельні конструкції слід приймати:

а) для парових мереж:

– при отриманні пари безпосередньо від котлів – за номінальними значеннями тиску та температури пари на виході з котлів;

– при отриманні пари з регульованих відборів або протитиску турбін – за тиском та температурою пари, прийнятим на вивідах від ТЕЦ для даної системи паропроводів;

– при отриманні пари після редукційно-охолоджувальних, редукційних або охолоджувальних установок – за тиском та температурою пари після установки;

б) для подавального та зворотного трубопроводів водяних теплових мереж:

– тиск – по найбільшому тиску в подавальному трубопроводі за вихідними засувками на джерелі теплоти при роботі мережевих насосів з урахуванням рельєфу місцевості (без урахування втрат тиску в мережах), але не менше 1,0 МПа;

– температуру – за температурою в подавальному трубопроводі при розрахунковій температурі зовнішнього повітря для проектування опалення;

в) для конденсатних мереж:

– тиск – по найбільшому тиску в мережі під час роботи насосів з урахуванням рельєфу місцевості;

– температуру після конденсаторівідвідників – за температурою насичення при максимально можливому тиску пари безпосередньо перед конденсаторівідвідником, після конденсатних насосів – за температурою конденсату у збірному баку;

г) для подавального та циркуляційного трубопроводів мереж гарячого водопостачання:

– тиск – за найбільшим тиском в подавальному трубопроводі при роботі насосів з урахуванням рельєфу місцевості;

– температуру – до 75 °С.

Робочий тиск і температура теплоносія повинні прийматися єдиними для всього трубопроводу незалежно від його протяжності від джерела теплоти до теплового пункту кожного споживача або до установок у тепловій мережі, що змінюють параметри теплоносія (водопідігрівачі, регулятори тиску та температури, редуційно-зволожувальні установки, насосні). Після зазначених установок повинні прийматись параметри теплоносія, передбачені для цих установок.

Параметри теплоносія, водяних теплових мереж, що реконструюються, приймаються за параметрами в існуючих мережах.

10.5 Арматура, спускні та дренажні пристрої теплових мереж

Для трубопроводів теплових мереж, крім мереж гарячого водопостачання, не допускається застосовувати арматуру з:

– сірого чавуну – в районах з розрахунковою температурою зовнішнього повітря для проектування опалення нижче за мінус 10 °С;

– ковкого чавуну – в районах з розрахунковою температурою зовнішнього повітря для проектування опалення нижче за мінус 30 °С;

– високоміцного чавуну в районах з розрахунковою температурою зовнішнього повітря для проектування опалення нижче за мінус 40 °С.

На спускних, продувних та дренажних пристроях застосовувати арматуру із сірого чавуну не допускається.

На трубопроводах теплових мереж допускається застосування арматури з латуні та бронзи за температури теплоносія не вище 250 °С.

На виводах теплових мереж від джерел теплоти та на вводах у центральні теплові пункти (ЦТП) має передбачатися сталева запірна арматура.

На вводі в індивідуальний тепловий пункт (ІТП) із сумарним тепловим навантаженням на опалення та вентиляцію 0,2 МВт і більше слід передбачати сталеву запірну арматуру. При навантаженні ІТП менше 0,2 МВт або розрахункової температури теплоносія 115 °С і нижче допускається передбачати на вводі арматуру з ковкого або високоміцного чавуну,

У межах теплових пунктів допускається передбачати арматуру з ковкого, високоміцного та сірого чавуну.

При встановленні чавунної арматури в теплових мережах повинен

передбачитися захист її від навантажень.

Застосовувати запірну арматуру як регулюючу не допускається. Для теплових мереж, як правило, повинна застосовуватись арматура з кінцями під приварювання або фланцева.

Муфтову арматуру допускається застосовувати умовним проходом $D_y \leq 100$ мм при тиску теплоносія 1,6 МПа і нижче та температурі 115 °С і нижче у випадках застосування водогазопровідних труб.

Для засувки і затворів на водяних теплових мережах $D_y \geq 500$ мм при $P_y \geq 1,6$ МПа та $D_y \geq 300$ мм при $P_y \geq 2,5$ МПа, а на парових мережах $D_y \geq 200$ мм при $P_y \geq 1,6$ МПа слід передбачати обвідні трубопроводи із запірною арматурою (розвантажувальні байпаси).

Засувки та затвори $D_y \geq 500$ мм слід передбачати з електроприводом.

При дистанційному телеуправлінні засувками арматуру на байпасах слід також застосовувати з електроприводом.

Засувки та затвори з електроприводом при підземній прокладці повинні розміщуватись у камерах з надземними павільйонами або у підземних камерах з природною вентиляцією, що забезпечує параметри повітря відповідно до технічних умов на електроприводи до арматури.

При надземній прокладці теплових мереж на низьких опорах, що стоять окремо, для засувки і затворів з електроприводом слід передбачати металеві кожухи, що виключають доступ сторонніх осіб і захищають їх від атмосферних опадів, а на транзитних магістралях, як правило, павільйони. При прокладанні на естакадах або високих опорах, що стоять окремо – козири (навіси) для захисту арматури від атмосферних опадів.

У районах будівництва з розрахунковою температурою зовнішнього повітря мінус 40 °С і нижче при застосуванні арматури з вуглецевої сталі повинні передбачатися заходи, що виключають можливість зниження температури сталі нижче мінус 30 °С при транспортуванні, зберіганні, монтажі та експлуатації, а при прокладанні теплових мереж на низьких окремих опорах для засувки і затворів $D_y \geq 500$ мм повинні передбачатися павільйони з електроопаленням, що виключає зниження температури повітря в павільйонах нижче мінус 30 °С при зупинці мереж. Запірну арматуру в теплових мережах слід передбачати:

а) на всіх трубопроводах виводів теплових мереж від джерел теплоти, незалежно від параметрів теплоносія та діаметрів трубопроводів та на конденсатопроводах на ввіді до збірного баку конденсату; при цьому не допускається дублювання арматури всередині та поза будівлею;

б) на трубопроводах водяних теплових мереж $D_y \geq 100$ мм на відстані не більше 1000 м один від одного (секційні засувки) з улаштуванням перемички між трубопроводом, що подає і зворотним трубопроводами діаметром, рівним 0,3 діаметра трубопроводу, але не менше 50 мм; на перемичці слід передбачати дві засувки та контрольний вентиль між ними $D_u = 25$ мм.

Допускається збільшувати відстань між секційними засувками для трубопроводів $D_u = 400$ –500 мм до 1500 м, для трубопроводів $D_u \geq 600$ мм до

3 000 м, а для трубопроводів надземної прокладки $D_y \geq 900$ мм до 5 000 м при забезпеченні спуску води або одного трубопроводу.

На парових та конденсатних теплових мережах секційні засувки допускається не встановлювати.

в) у водяних та парових теплових мережах у вузлах на трубопроводах відгалужень D_y більше 100 мм.

В інших випадках необхідність встановлення арматури визначається проектом.

У нижніх точках трубопроводів водяних теплових мереж і конденсатопроводів, а також ділянок, що секціонуються, необхідно передбачати штуцера із запірною арматурою для спуску води (спускні пристрої). Спускні пристрої водяних теплових мереж слід передбачати, виходячи із забезпечення тривалості спуску води та заповнення секційованої ділянки (одного трубопроводу), год:

для трубопроводів $D_y \leq 300$ мм –	не більше	2;
$D_y = 350–500$	"	4;
$D_y \geq 600$	"	5.

Якщо спуск води з трубопроводів у нижніх точках не забезпечується у вказаний термін, повинні додатково передбачатися проміжні спускові пристрої.

Грязьовики у водяних теплових мережах слід передбачати на трубопроводах перед насосами та перед регуляторами тиску у вузлах розсічки. Грязьовики у вузлах установки секційних засувок передбачати не потрібно.

Влаштування обвідних трубопроводів навколо грязьовиків та регулюючих клапанів не допускається.

У вищих точках трубопроводів теплових мереж, у тому числі на кожній секційній ділянці повинні передбачатися штуцери із запірною арматурою для випуску повітря (повітряники).

У вузлах трубопроводів на відгалуженнях до засувок та місцевих вигинах трубопроводів у вертикальній площині висотою менше 1 м пристрої для випуску повітря не передбачаються.

Спуск води з трубопроводів у нижчих точках водяних теплових мереж при підземній прокладці повинен передбачатися в камерах окремо від кожної труби з розривом струменя в скидні колодязі, встановлені поряд з основною камерою, з наступним відведенням води самопливом або пересувними насосами системи каналізації. Температура води, що скидається, повинна бути знижена до 40 °С за рахунок охолодження в системах споживачів.

Допускається відкачування води безпосередньо із трубопроводів без розриву струменя через скидні колодязі.

Спуск води безпосередньо до камер теплових мереж або на поверхню землі не допускається. При надземній прокладці трубопроводів незабудованою територією для спуску води слід передбачати бетоновані прямки з відведенням з них води кюветами, лотками або трубопроводами.

Допускається передбачати відведення води з скидних колодязів або приямків у природні водоймища та на рельєф місцевості за умови погодження в установленому порядку.

Скидні пристрої та системи дренажу повинні розраховуватися з урахуванням часу спуску води.

При відведенні води в побутову каналізацію на самопливному трубопроводі повинен передбачатися гідрозатвор, а у разі можливості зворотного струму води додатковий відключний клапан.

Допускається злив води безпосередньо з ділянки дренажного трубопроводу в суміжну з ним ділянку подавального трубопроводу, а потім в зворотний.

У нижніх точках парових мереж та перед вертикальними підйомами слід передбачати постійний дренаж паропроводів. У цих місцях, а також на прямих ділянках паропроводів через кожні 400–500 м при попутному ухилі і через кожні 200–300 м при зустрічному ухилі повинен передбачатися пусковий дренаж паропроводів.

Для пускового дренажу парових мереж повинні передбачатися штуцери із запірною арматурою.

На кожному штуцері при робочому тиску пари менш 2,2 МПа слід передбачати по одній засувці або вентилю; при робочому тиску пари вище 2,2 МПа по два послідовно розташовані вентиля.

Для постійного дренажу парових мереж або при суміщенні постійного дренажу з пусковим повинні передбачатися штуцери із заглушками та конденсатовідвідники, підключені до штуцера через дренажний трубопровід. При прокладанні кількох паропроводів для кожного з них (у тому числі за однакових параметрів пари) повинен передбачатися окремий конденсатовідвідник.

Відведення конденсату від постійних дренажів парових мереж до напірного конденсатопроводу допускається за умови, що в місці приєднання тиск конденсату в дренажному конденсатопроводі перевищує тиск у напірному конденсатопроводі не менше ніж на 0,1 МПа; в інших випадках скидання конденсату передбачається назовні. Спеціальних конденсатопроводів для скидання конденсату не передбачається.

10.6 Деталі та елементи теплових мереж

Для теплових мереж повинні прийматися, як правило, деталі та елементи трубопроводів заводського виготовлення.

Для гнучких компенсаторів, кутів поворотів та інших гнутих елементів трубопроводів повинні прийматися крутовигнуті відводи заводського виготовлення з радіусом згинання не менше одного діаметра труби (за умовним проходом).

Допускається застосовувати вигнуті відводи з радіусом згинання не менше 3,5 номінального зовнішнього діаметра труби.

Для трубопроводів водяних теплових мереж з робочим тиском теплоносія до 2,5 МПа та температурою до 200 °С, а також для парових теплових мереж з робочим тиском до 2,2 МПа та температурою до 350 °С допускається приймати зварні секторні відводи.

Штамповарні трійники та відводи допускається приймати для теплоносіїв усіх параметрів.

Зварні секторні відводи допускається приймати за умови виготовлення з внутрішнім підваром зварних швів.

Приймати деталі трубопроводів, у тому числі відводи із електрозварювальних труб зі спіральним швом не допускається

Відстань між сусідніми зварними швами на прямих ділянках трубопроводів із теплоносієм тиском до 1,6 МПа та температурою до 250 °С має бути не менше 50 мм, для теплоносіїв із вищими параметрами – не менше 100 мм.

Відстань від поперечного зварного шва до початку згину повинна бути не менше 100 мм.

Крутовигнуті відведення допускається зварювати між собою без прямої ділянки. Крутовигнуті та зварні відводи вварювати безпосередньо в трубу без штуцера (труби, патрубка) не допускається.

ЛЕКЦІЯ 11 ТЕПЛОВА ІЗОЛЯЦІЯ ТА БУДІВЕЛЬНІ КОНСТРУКЦІЇ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

Економічна ефективність систем теплопостачання залежить від теплової ізоляції обладнання та трубопроводів.

Теплова ізоляція є конструкцією з матеріалів з малою теплопровідністю, що покриває зовнішні поверхні пристроїв, для зменшення теплових втрат.

Застосування теплової ізоляції дозволяє:

– підтримувати необхідні параметри тепло- та холодоносія в апаратах та теплопроводах;

– сприяє підвищенню продуктивності теплових установок, інтенсифікації технологічного процесу;

– покращує умови охорони праці в робочих приміщеннях: знижується температура повітря, зменшується ймовірність опіків обслуговуючого персоналу.

Температура на поверхні ізоляції в зоні постійного обслуговування теплопроводів повинна бути не вищою за 45 °С для закритих приміщень і 60 °С на відкритому повітрі.

У завдання теплового розрахунку ізоляційних конструкцій входить вирішення наступних питань:

1) визначення теплових втрат ізольованого пристрою при заданій ізоляційній конструкції;

2) визначення товщини ізоляції при заданих або допустимих теплових втратах пристрою;

- 3) визначення товщини ізоляції за заданою температурою її поверхні;
- 4) розрахунок температурного поля заданої ізоляційної конструкції, тобто. визначення температури її поверхні чи проміжних шарів;
- 5) розрахунок при заданій ізоляційній конструкції падіння температури теплоносія у часі або вздовж теплопроводу;
- 6) визначення кількості конденсату, що випадає, при транспортуванні насиченої пари.

11.1 Втрати теплоти ізольованим обладнанням та трубопроводами

Для апаратів з плоскими або циліндричними поверхнями з діаметрами більше 2 м годинні втрати теплоти, Вт, складуть:

$$Q = q \cdot F = \frac{t - t_o}{R} \cdot F, \quad (11.1)$$

де Q – теплові втрати, Вт;

$$q = \frac{t - t_o}{R} \text{ – питоми теплові втрати апарата, Вт/м}^2\text{;}$$

R – сумарний термічний опір на шляху потоку теплоносія до зовнішнього середовища, $(\text{м}^2 \cdot \text{К})/\text{Вт}$;

F – площа поверхні апарату, м^2 ;

t – середня температура теплоносія, $^{\circ}\text{C}$;

t_o – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$.

Для циліндричних апаратів діаметром менше 2 м і трубопроводів теплові втрати, Вт, складуть:

$$Q = \frac{t - t_o}{R} \cdot l, \quad (11.2)$$

де l – довжина апарата (трубопровода), м.

Для ізольованого трубопровода загальний термічний опір визначається за формулою

$$R = R_B + R_{TR} + R_{ИЗ} + R_H, \quad (11.3)$$

де R_B – термічний опір внутрішньої поверхні труби;

R_{TR} и $R_{ИЗ}$ – термічні опори стінки труби і шару ізоляції;

R_H – термічний опір зовнішньої поверхні ізоляції.

Зазвичай R_B і R_{TR} внаслідок їх малого значення не враховують.

Термічний опір шару ізоляції визначають за формулою

$$R_{ИЗ} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{ИЗ}} \ln \frac{d_{ИЗ}^H}{d_{ИЗ}^{BH}}, \quad (11.4)$$

де $\lambda_{ИЗ}$ – коефіцієнт теплопровідності ізоляції, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$;

$d_{из}^H$ і $d_{из}^{BH}$ – зовнішній і внутрішній діаметри ізоляції, м.

Виходячи з різних допустимих температур, для застосовуваних ізоляційних матеріалів або з економічних міркувань з метою часткової заміни дорогих матеріалів ізоляції дешевшими, теплову ізоляцію виконують багатошаровою. Термічний опір циліндричної ізоляції збільшується із збільшенням відношення її зовнішнього діаметра до внутрішнього. Тому в багатошаровій ізоляції перші шари доцільно укладати з матеріалу, що має нижчу теплопровідність, що призводить до найбільш ефективного використання ізоляційних матеріалів.

Термічний опір зовнішньої поверхні ізоляції обчислюють за формулою

$$R_H = \frac{1}{\pi \cdot d_{из}^H \cdot \alpha_H}, \quad (11.5)$$

де α_H – коефіцієнт тепловіддачі трубопровода, Вт/(м²·К);

Коефіцієнт тепловіддачі від горизонтальної труби до повітря при природній конвекції можна визначити за формулою Нуссельта:

$$\alpha_H = 1,16 \cdot \sqrt[4]{(t - t_o) / d_{из}^H}. \quad (11.6)$$

При вимусовій конвекції повітря коефіцієнт тепловіддачі:

$$\alpha_H = 4,56 \cdot \omega^{0,7} / d_{из}^H{}^{0,3}, \quad (11.7)$$

де ω – швидкість руху повітря, м/с.

Формула дійсна при $\omega > 1$ м/с і $d > 0,3$ м.

Для приблизних розрахунків коефіцієнта тепловіддачі α_H , коли температура поверхні невідома, може бути рекомендована формула:

$$\alpha_H \approx 11,6 + 7\sqrt{\omega}. \quad (11.8)$$

Теплові втрати теплопроводів залежать від способу прокладання труб, ізоляції, що застосовується, а також від наявності сусідніх теплопроводів (при підземній прокладці).

Загальні теплові втрати мережі, Вт, складаються з лінійних по довжині траси та місцевих втрат теплоти у фасонних частинах, опорних конструкціях, арматурі, фланцях і т.д.;

$$Q = Q_{л} + Q_{м}. \quad (11.9)$$

Лінійні теплові втрати, Вт:

$$Q_{л} = q \cdot l, \quad (11.10)$$

де q – питомі теплові втрати трубопровода по довжині, Вт/м;

l – довжина трубопровода, м.

Місцеві теплові втрати, Вт, прийнято в приблизних розрахунках виражати через еквівалентну довжину теплопровода:

$$Q_M = q \cdot l_3, \quad (11.11)$$

де l_3 – еквівалентна довжина трубопровода, м.
Таким чином, загальні втрати тепла в мережі, Вт:

$$Q = q \cdot l + q \cdot l_3 = q \cdot (l + l_3) = q \cdot l \cdot (1 + \beta), \quad (11.12)$$

де $\beta = l_3/l$ – коефіцієнт, що враховує додаткові (місцеві) втрати теплоти.

В практичних розрахунках можна приймати $\beta = 0,2-0,3$.

Для оцінки ефективності теплоізоляційних конструкцій прийнято користуватись коефіцієнтом ефективності ізоляції:

$$\eta_{и} = \frac{Q_n - Q_{и}}{Q_n}, \quad (11.13)$$

де Q_n и $Q_{и}$ – теплові втрати неізольованих і ізольованих труб.

Для сучасних ізоляційних конструкцій теплопроводів $\eta_{и} = 0,85-0,95$.

Для теплових мереж слід, як правило, приймати теплоізоляційні матеріали та теплоізоляційні конструкції, перевірені практикою експлуатації. Нові матеріали та конструкції допускаються до застосування за позитивних результатів незалежних випробувань, проведених спеціалізованими лабораторіями.

Матеріали теплоізоляційного та покривного шарів теплопроводів повинні відповідати вимогам норм пожежної безпеки та вибиратися залежно від конкретних умов та способів прокладання.

При сумісному підземному прокладанні в тунелях і прохідних каналах теплопроводів з електричними або слаботочними кабелями, трубами, що транспортують горючі речовини, слід застосовувати для теплоізоляції та покривного шару негорючі матеріали (НГ). При окремій прокладці теплопроводів у тунелях та прохідних каналах застосування негорючих матеріалів (НГ) є обов'язковим лише для покривного шару теплоізоляції теплопроводів.

При надземному прокладанні теплопроводів у межах житлової забудови населених пунктів слід застосовувати для покривного шару негорючі (НГ) матеріали.

При надземному прокладанні теплопроводів поза житловою забудовою та за межами населених місць допускається застосовувати для покривного шару теплоізоляції матеріали груп горючості Г1 та Г2.

При безканалній прокладці та в непрохідних каналах допускається застосовувати горючі матеріали теплоізоляційного та покривного шарів.

Тунель (прохідний канал) слід розділяти через кожні 200 м на відсіки 1-го типу із протипожежними дверима другого типу. При прокладанні

теплопроводів у теплоізоляції з горючих матеріалів слід передбачати вставки з негорючих матеріалів завдовжки не менше 3 метрів:

- у непрохідних каналах – у кожній камері теплової мережі та на вводі у будівлі. У цих місцях слід влаштовувати глухі протипожежні перегородки 1-го типу;

- у тунелях та прохідних каналах – на вводі у будівлі та у вузлах установки арматури. Власне тунель (прохідний канал) слід розділяти через кожні 200 метрів на відсіки протипожежними глухими перегородками 1-го типу (з протипожежними дверима другого типу);

- при надземній прокладці – через кожні 100 метрів;

- для вертикальних ділянок розсічення влаштовуються через кожні 10 метрів;

- при безканалній прокладці – у кожній камері теплової мережі та на вводі у будівлі. У місцях виходу теплопроводів із ґрунту на висоті до 1 метра також слід передбачати розсічення з негорючих матеріалів.

При застосуванні конструкцій теплопроводів у теплоізоляції з горючих матеріалів у негорючій оболонці допускається вставка не робити.

Деталі кріплення теплопроводів повинні виконуватися з корозійностійких матеріалів або покриватися антикорозійними покриттями.

Вибір матеріалу теплової ізоляції та конструкції теплопроводу слід проводити за економічним оптимом сумарних експлуатаційних витрат та капіталовкладень у теплові мережі, супутні конструкції та споруди. При виборі теплоізоляційних матеріалів, застосування яких викликає необхідність зміни параметрів теплоносія (розрахункової температури, режимів регулювання), слід порівнювати варіанти систем централізованого теплопостачання в цілому.

Вибір товщини теплоізоляції слід проводити за СНиП 41-03 [6] на задані параметри з урахуванням кліматичних даних пункту будівництва, вартості теплоізоляційної конструкції та теплоти.

При визначенні теплових втрат теплопроводами розрахункова температура внутрішнього середовища приймається для теплопроводів водяних подавальних теплових мереж:

- при постійній температурі мережної води та кількісному регулюванні – максимальна температура теплоносія;

- при змінній температурі мережної води та якісному регулюванні – середньорічна температура теплоносія 110 °С при температурному графіку регулювання 180–70 °С, 90 °С при 150–70 °С та 65 °С при 130–70 °С.

Середньорічна температура для зворотних теплопроводів водяних теплових мереж приймається до 50 °С.

При розміщенні теплопроводів у службових приміщеннях, технічних підпіллях та підвалах житлових будинків температура внутрішнього повітря приймається рівною 20 °С, а температура поверхні конструкції теплопроводів не вище 45 °С.

11.2 Надземна прокладка

При виборі конструкцій теплопроводів слід враховувати такі обов'язкові вимоги до фізико-технічних характеристик конструкцій теплопроводів у збиранні:

- при застосуванні покривний шар теплоізоляції має бути паропроникним та не перешкоджати висиханню зволоженої теплоізоляції;
- при застосуванні конструкцій з герметичними покриттями обов'язково влаштування електронної сигнальної системи зволоження та заміни зволжених ділянок сухими;
- показники термостійкості, протистояння інсоляції повинні знаходитися в заданих межах протягом усього встановленого терміну служби для кожного елемента або конструкції;
- швидкість зовнішньої корозії не повинна перевищувати 0,03 мм/год.

Для надземних прокладок водяних теплових мереж з постійною температурою теплоносія щодо товщини теплоізоляції з урахуванням вимог безпеки за розрахункову температуру зовнішнього повітря приймається середня температура найбільш спекотного місяця.

При розрахунку теплових втрат для надземних прокладок за розрахункову температуру зовнішнього середовища при цілорічній роботі теплової мережі слід приймати середньорічну температуру зовнішнього повітря, а при роботі тільки в період опалення – середню за опалювальний період. Швидкість вітру – трохи більше 10 м/с.

11.3 Підземна прокладка

Для безканалних прокладок теплових мереж слід розглядати дві принципово відмінні групи конструкцій теплопроводів:

1) група «а» – теплопроводи у герметичній паронепроникній гідрозахисній оболонці. Захист труб від корозії внаслідок зволоження повинен здійснюватися шляхом заміни зволоженої ділянки теплоізоляції теплопроводу новим сухим. Представницька конструкція – теплопроводи заводського виготовлення у пінополіуретановій теплоізоляції з поліетиленовою оболонкою;

2) група «б» – теплопроводи з паропроникним гідрозахисним покриттям або монолітною теплоізоляцією, зовнішній ущільнений шар якої повинен мати водовідштовхувальні властивості і одночасно паропроникність, а ущільнений внутрішній, прилеглий до труби, – захищати сталеву трубу від корозії. Представницькі конструкції – теплопроводи заводського виготовлення в пінополімерній або армопінобетонній теплоізоляції.

Обов'язкові вимоги до теплопроводів групи «а» наступні:

- рівномірність щільності заповнення конструкції теплоізоляції теплоізоляційним матеріалом за обов'язкового інструментального контролю заводом-виробником;

- герметичність оболонки та наявність електронної системи, що сигналізує аварійне зволоження. Негайна організація заміни вологої ділянки сухою;

- показники термостійкості повинні знаходитись у заданих межах протягом усього встановленого терміну служби;

- швидкість зовнішньої корозії труб не повинна перевищувати 0,03 мм/рік;

- стійкість до стирання захисного покриття – понад 2 мм/25 років.

Обов'язкові вимоги до фізико-технічних характеристик конструкцій теплопроводів групи «б» такі:

- показники термостійкості повинні знаходитись у заданих межах протягом усього встановленого терміну служби;

- швидкість зовнішньої корозії сталевих труб не повинна перевищувати 0,03 мм/рік;

- стійкість до стирання захисного покриття – понад 2 мм / 25 років.

При розрахунку товщини ізоляції та визначенні річних втрат теплоти теплопроводами, прокладеними безканално на глибині закладення осі теплопроводу понад 0,7 м, за розрахункову температуру навколишнього середовища приймається нижча середньомісячна температура ґрунту на цій глибині.

При глибині закладення осі теплопроводу менше 0,7 м за розрахункову температуру навколишнього середовища приймається та ж температура зовнішнього повітря, що і при надземній прокладці.

Для визначення температури ґрунту в температурному полі підземного теплопроводу температура теплоносія повинна прийматись:

- для водяних теплових мереж – за температурним графіком регулювання за середньої місячної температури зовнішнього повітря розрахункового місяця;

- для мереж гарячого водопостачання – за максимальною температурою гарячої води.

При виборі конструкцій теплопроводів слід враховувати такі обов'язкові вимоги до фізико-технічних характеристик конструкцій теплопроводів у збиранні:

- при прокладанні в непрохідних та прохідних каналах та тунелях гідрозахисне покриття теплоізоляції має бути паропроникним та не перешкоджати висиханню зволоженої теплоізоляції; покривний шар теплоізоляції має бути паропроникним і не перешкоджати висиханню зволоженої теплоізоляції. При застосуванні конструкцій з герметичними покриттями обов'язково влаштування електронної сигнальної системи зволоження та заміни зволожених ділянок сухими;

- показники термостійкості повинні знаходитись у заданих межах протягом усього встановленого терміну служби для кожного елемента або конструкції;

- швидкість зовнішньої корозії сталевих труб не повинна перевищувати 0,03 мм/рік.

При визначенні товщини теплоізоляції теплопроводів, прокладених у прохідних, напівпрохідних каналах та тунелях, слід приймати температуру повітря в них не більше 400 °С.

При визначенні річних втрат теплоти теплопроводами, прокладеними в каналах та тунелях, параметри теплоносія слід приймати за нормативними документами, що діють. При прокладанні теплових мереж у непрохідних каналах та безканално коефіцієнт теплопровідності теплоізоляції повинен прийматися з урахуванням можливого зволоження конструкції теплопроводів.

11.4 Будівельні конструкції при підземній прокладці

Каркаси, кронштейни та інші сталеві конструкції під трубопроводи теплових мереж мають бути захищені від корозії.

Для зовнішніх поверхонь каналів, тунелів, камер та інших конструкцій при прокладанні теплових мереж поза зоною рівня ґрунтових вод повинна передбачатися обмазувальна ізоляція та обклеювальна гідроізоляція перекриттів зазначених споруд. При прокладанні теплових мереж у каналах нижче максимального рівня стояння ґрунтових вод слід передбачати попутний дренаж, а для зовнішніх поверхонь будівельних конструкцій та закладних частин – гідрозахисну ізоляцію.

При неможливості застосування попутного дренажу повинна передбачатися обклеювальна гідроізоляція на висоту, що перевищує максимальний рівень ґрунтових вод на 0,5 м, або інша ефективна гідроізоляція.

При безканалній прокладці теплопроводів з поліетиленовим покривним шаром пристрій супутнього дренажу не потрібний.

Для попутного дренажу повинні прийматись труби зі збірними елементами, а також готові трубофільтри. Діаметр дренажних труб повинен прийматись за розрахунком.

На кутах повороту і на прямих ділянках попутних дренажів слід передбачати пристрій оглядових колодязів не рідше ніж через 50 м. Позначка дна колодязя повинна прийматися на 0,3 м нижче за відмітку закладення дренажної труби, що примикає. Для збору води повинен передбачатись резервуар місткістю не менше 30 % максимальної годинної кількості дренажної води. Відведення води із системи попутного дренажу має передбачатись самопливом або відкачуванням насосами в дощову каналізацію, водойми або яри. Для відкачування води із системи попутного дренажу має передбачатись встановлення в насосній не менше двох насосів, один з яких є резервним. Подача (продуктивність) робочого насоса повинна прийматися за величиною максимальної годинної кількості води, що надходить з коефіцієнтом 1,2, що враховує відвід випадкових вод.

Ухил труб попутного дренажу повинен прийматися щонайменше 0,003.

Конструкції щитових нерухомих опор повинні прийматися тільки з повітряним зазором між трубопроводом та опорою та дозволяти можливість заміни трубопроводу без руйнування залізобетонного тіла опори. У щитових

опорах повинні передбачатися отвори, що забезпечують стік води, та, за необхідності, отвори для вентиляції каналів.

Висота прохідних каналів і тунелів повинна бути не менше 1,8 м. Ширина проходів між теплопроводами повинна дорівнювати зовнішньому діаметру неізольованої труби плюс 100 мм, але не менше 700 мм. Висота камер у світлі від рівня підлоги до низу конструкцій, що виступають, повинна прийматися не менше 2 м. Допускається місцеве зменшення висоти камери до 1,8 м. Для тунелів слід передбачати входи зі сходами на відстані не більше 300 м один від одного, а також аварійні та вхідні люки з відривом трохи більше 200 м для водяних теплових мереж.

Вхідні люки повинні передбачатися у всіх кінцевих точках тупикових ділянок тунелів, на поворотах та у вузлах, де за умовами компоновання трубопроводу та арматура ускладнюють прохід. У тунелях не рідше ніж через 300 м слід передбачати монтажні отвори довжиною не менше 4 м і шириною не менше найбільшого діаметра труби, що прокладається плюс 0,1 м, але не менше 0,7 м.

Число люків для камер слід передбачати не менше двох, розташованих по діагоналі.

З приямків камер і тунелів у нижніх точках повинні передбачатися самопливне відведення випадкових вод у скидні колодязі та пристрій відключаючих клапанів на вході самопливного трубопроводу в колодязь. Відведення води з приямків інших камер (не в нижніх точках) повинно передбачатися пересувними насосами або безпосередньо самопливом у системи каналізації з пристроєм на самопливному трубопроводі гідрозатвору, а у разі можливості зворотного ходу води – додаткових відключаючих клапанів.

У тунелях слід передбачати припливно-витяжну вентиляцію. Вентиляція тунелів повинна забезпечувати як у зимовий, так і літній час температуру повітря в тунелях не вище 40 °С, а на час виконання ремонтних робіт – не вище 33 °С. Температуру повітря в тунелях з 40 до 33 °С допускається знижувати за допомогою пересувних вентиляційних установок.

Необхідність природної вентиляції каналів встановлюється у проектах. При застосуванні для теплоізоляції труб матеріалів, що виділяють у процесі експлуатації шкідливі речовини в кількостях, що перевищують ГДК у повітрі робочої зони, пристрій вентиляції є обов'язковим. Вентиляційні шахти для тунелів можуть поєднуватися з входами до них. Відстань між припливними та витяжними шахтами слід визначати розрахунком.

При безканалній прокладці теплових мереж теплопроводи укладаються на піщану основу при здатності несучих ґрунтів не менше 0,15 МПа. У слабких ґрунтах з несучою здатністю менше 0,15 МПа рекомендується влаштування штучної основи. Безканалне прокладання теплопроводів може проектуватися під непроїжджою частиною вулиць та всередині кварталів житлової забудови, під вулицями та дорогами V категорії та місцевого значення. Прокладання теплопроводів під проїжджою частиною автомобільних доріг I – IV категорій, магістральних доріг та вулиць допускається у каналах чи футлярах.

При підземному перетині доріг та вулиць повинні дотримуватися вимог чинних норм.

При компенсації температурних розширень за рахунок кутів повороту траси, П-подібних, Г-подібних, Z-подібних компенсаторів при безканалній прокладці трубопроводів слід передбачати прокладки, що амортизують, або канали (ніші).

Відгалуження, які розташовані не біля нерухомих опор, також слід передбачати з прокладками, що амортизують.

11.5 Будівельні конструкції при надземній прокладці

На естакадах і опорах, що окремо стоять, у місцях перетину залізниць, річок, ярів та на інших важкодоступних для обслуговування трубопроводів ділянках слід передбачати прохідні містки шириною не менше 0,6 м.

Відстань по вертикалі від планувальної позначки землі до низу трубопроводів слід приймати:

– для низьких опор – від 0,3 м до 1,2 м залежно від планування землі та ухилів теплопроводів;

– для високих опор, що окремо стоять, та естакад – для забезпечення проїзду під теплопроводами та конструкціями естакад залізничного та автомобільного транспорту.

При надземному прокладанні теплових мереж повинен дотримуватися ухил теплопроводів.

Для обслуговування арматури та обладнання, що розташовані на висоті 2,5 м і більше, слід передбачати стаціонарні майданчики шириною 0,6 м з огорожами та сходами.

Сходи з кутом нахилу понад 75° або висотою понад 3 м повинні мати огорожі.

ЛЕКЦІЯ 12 КОМПЕНСАТОРИ ТА ОПОРИ ТРУБОПРОВОДІВ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

12.1 Компенсація теплових подовжень

Найбільш проста компенсація температурних подовження трубопроводів досягається використанням природних поворотів траси під кутом $90-130^\circ$. Для природної компенсації можуть бути використані підйоми та опуски траси. Ділянки трубопроводів із самокомпенсацією найбільш надійні в експлуатації, не мають витоків теплоносія та не вимагають регулярного спостереження за роботою. Найбільше застосування мають такі схеми трубопроводів, що самокомпенсуються: площинні Г-подібні з прямим або тупим кутом повороту, Z-подібні з трьома розрахунковими ділянками, просторові Z-подібні схеми з трьома ділянками, розташованими в трьох різних площинах (застосовуються тільки в межах котелень, бойлерних або при переходах через дороги чи колії).

Відповідно до будівельних норм розміри гнучких компенсаторів повинні задовольняти розрахунку на міцність у холодному та робочому стані трубопроводів. Розрахунок ділянок трубопроводів на самокомпенсацію повинен проводитись для робочого стану трубопроводів без урахування попередньої розтяжки труб на кутах поворотів.

Для теплових мереж повинні прийматись деталі та елементи трубопроводів заводського виготовлення. Для гнучких компенсаторів, кутів повороту та інших гнутих елементів трубопроводів повинні прийматися крутовигнуті відводи заводського виготовлення з радіусом вигину не менше одного діаметра труби (за умовним проходом).

Для компенсації теплових подовжень трубопроводів теплових мереж застосовуються гнучкі та осьові компенсуючі пристрої.

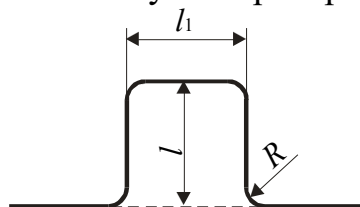


Рисунок 12.1 – Схема П-подібного компенсатора

Гнучкі компенсатори із труб (П-подібні), а також кути повороту трубопроводів від 90 до 130 °С (самокомпенсація) незалежно від параметрів теплоносія, способів прокладання та діаметрів труб, гнучкі П-подібні компенсатори згідно з будівельними нормами можуть застосовуватися для будь-яких діаметрів трубопроводів, при будь-якій прокладці. Вони надійні в роботі та не вимагають обслуговування. Основним недоліком є великі габарити. Тому застосування П-подібних компенсаторів у межах обмежено. П-подібні компенсатори застосовують при прокладанні трубопроводів за містом, усередині кварталів при діаметрі трубопроводів менше 100 мм та на території промислових підприємств.

До осьових компенсаторів відносяться: сальфонні, лінзові, сальникові та манжетні компресори.

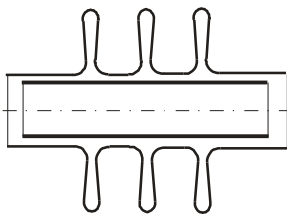


Рисунок 12.2 – Схема лінзового компенсатора

Ділянки трубопроводів із сальниковими компенсаторами між нерухомими опорами повинні бути прямолінійними, оскільки перекося осей корпусу компенсатора призводять до заїдання та заклинювання компенсатора. Тому для полегшення монтажу та подальшої експлуатації на двох прольотах, що примикають до стакана компенсатора, допустимі відстані між рухомими опорами рекомендується зменшувати у 2 рази.

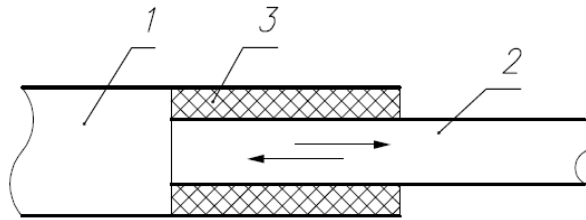


Рисунок 12.3 – Схема сальникового компенсатора:

1 – труба великого діаметра; 2 – труба меншого діаметра; 3 – сальникова набивка

Сальникові компенсатори вимагають постійного обслуговування, тому їх поміщають у спеціальні камери. Сальникові сталеві компенсатори допускається застосовувати при параметрах теплоносія $P_y \leq 2,5$ МПа та $t \leq 300$ °С для трубопроводів діаметром 100 мм і більше при підземній прокладці та надземній при низьких опорах. Розрахункову компенсуючу здатність компенсаторів слід приймати на 50 мм більше передбаченої конструкції компенсатора. Сальникові компенсатори для трубопроводів, що прокладаються на естакадах і високих опорах, що окремо стоять, передбачати, як правило, не допускається. При надземній прокладці слід передбачати металеві кожухи, що унеможливають доступ до сальникових компенсаторів сторонніх осіб і захищають їх від сторонніх опадів. Ділянки трубопроводів із сальниковими компенсаторами між нерухомими опорами повинні бути прямолінійними. В окремих випадках при обґрунтуванні допускаються дрібні вигини трубопроводів за умови виконання заходів, що запобігають заклиненню сальникових компенсаторів.

Розрахункове теплове подовження трубопроводів Δx , мм для визначення розмірів гнучких компенсаторів слід визначати за формулою:

$$\Delta x = \varepsilon \cdot \Delta l, \quad (12.1)$$

де ε – коефіцієнт, що враховує релаксацію компенсаційних напруг і попередню розтяжку компенсатора у розмірі 50 % повного теплового подовження Δl при температурі теплоносія $t \leq 300$ °С та у розмірі 100 % при температурі теплоносія більше 400 °С і що приймається за таблицею;

Δl – повне теплове подовження розрахункової ділянки трубопроводу, мм, що визначається за формулою:

$$\Delta l = \alpha \cdot \Delta t \cdot L, \quad (12.2)$$

де α - середній коефіцієнт лінійного розширення сталі при нагріванні від 0 до t °С, мм/(м °С);

Δt – розрахунковий перепад температур, що приймається як різниця між температурою теплоносія та розрахунковою температурою зовнішнього повітря для проектування опалення, °С;

L – відстань між нерухомими опорами труб, м.

Розміри гнучких компенсаторів повинні задовольняти розрахунку на міцність у холодному та робочому станах трубопроводів. Розрахунок ділянок трубопроводів на самокомпенсацію повинен проводитись для робочого стану трубопроводів без урахування розтяжки труб на кутах поворотів. Розрахункове

теплове подовження цих ділянок трубопроводів слід визначити для кожного напрямку координатних осей.

Таблиця 12.1 – Значення коефіцієнта ε

Температура теплоносія, t°С	Коефіцієнт ε	
	Трубопровід у холодному стані	Трубопровід у робочому стані
До 250	0,5	0,5
251-300	0,6	0,5
301-400	0,7	0,5
401-500	1,0	0,35

Встановлення показників переміщення для контролю за тепловими подовженнями трубопроводів у теплових мережах незалежно від параметрів теплоносія та діаметрів трубопроводів передбачати не потрібно.

На подавальних і зворотних трубопроводах водяних теплових мереж для спостереження за внутрішньою корозією на кінцевих ділянках і в трьох характерних кільцевих вузлах слід передбачати по два індикатори корозії в кожній точці, один з яких служить для спостереження за кисневою корозією, другий – за загальною корозією трубопроводів.

Для теплових мереж повинні прийматися зазвичай деталі та елементи трубопроводів заводського виготовлення. Для гнучких компенсаторів, кутів поворотів та інших гнучких елементів трубопроводів повинні прийматися крутовигнуті відводи міського виготовлення з радіусом вигину не менше одного діаметра труби (за умовним проходом). Допускаються приймати нормально вигнуті відводи з радіусом вигину не менше ніж 3,5 номінального зовнішнього діаметра труби. Для трубопроводів водяних теплових мереж з робочим тиском теплоносія до 2,5 МПа включно та температурою до 200 °С включно, а також для парових теплових мереж з робочим тиском 2,2 Мпа включно, температурою до 350 °С включно допускається приймати зварні секторні. Штамповарні трійники та відводи допускається приймати для теплоносіїв усіх параметрів.

Відстань між сусідніми поперечними зварними швами на прямих ділянках трубопроводів з теплоносним тиском до 1,6 МПа включно та температурою до 250 °С включно має бути не менше 50 мм, для теплоносіїв з вищими параметрами – не менше 100 мм. Відстань від поперечного зварного шва до початку вигину має бути не менше ніж 100 мм.

Крутовигнуті відведення допускається зварювати між собою без прямої ділянки. Крутовигнуті та зварні відводи вварювати безпосередньо в трубу без штуцера (труби, патрубка) не допускається.

12.2 Опори теплових мереж

Рухливі опори труб слід передбачати:

- ковзні – незалежно від напрямку горизонтального переміщення трубопроводів за всіх способів прокладання та для всіх діаметрів труб;
- каткові – для труб діаметром 200мм і більше для всіх діаметрів труб при прокладці в тунелях, на кронштейнах, на опорах, що стоять окремо, і естакадах;
- кулькові – для труб діаметром 200 мм і більше при горизонтальних переміщеннях труб під кутом до осі траси при прокладці в тунелях, на кронштейнах, на опорах, що стоять окремо, і естакадах;
- пружинні опори або підвіски – для труб діаметром 150 мм більше у місцях вертикальних переміщень труб (за потреби);
- жорсткі підвіски – при надземному прокладанні трубопроводів із гнучкими компенсаторами на ділянках самокомпенсації.

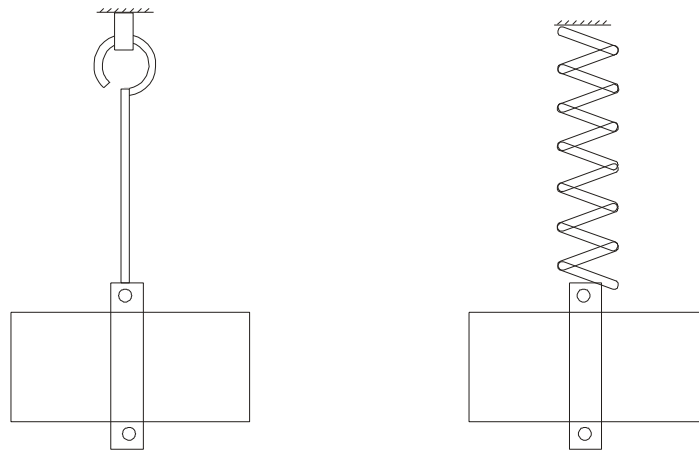


Рисунок 12.4 – Схеми простої і пружинної підвісних опор

Довжина жорстких підвісок повинна прийматися для водяних та конденсатних теплових мереж не менше десятикратного, а для парових – двадцятикратного теплового переміщення підвіски, що найбільш віддалена від нерухомої опори.

Нерухомі опори труб слід передбачати:

- упорні – при всіх способах прокладання трубопроводів;
- щитові – при безканальній прокладці та прокладці в непрохідних каналах при розміщенні опор поза камерами;
- хомутові – при надземній прокладці та прокладці в тунелях (на ділянках з гнучкими компенсаторами та самокомпенсацією).

12.3 Визначення навантажень на опори трубопроводів

Вертикальне нормативне навантаження на опори труб F_v , Н, слід визначати за формулою:

$$F_v = G_v \cdot l, \quad (12.3)$$

де G_v – вага одного трубопровода, яка включає вагу труби, теплоізоляційної конструкції і води (для паропроводів враховується вага води при гідравлічному випробуванні), Н/м;

l – проліт між рухомими опорами, м.

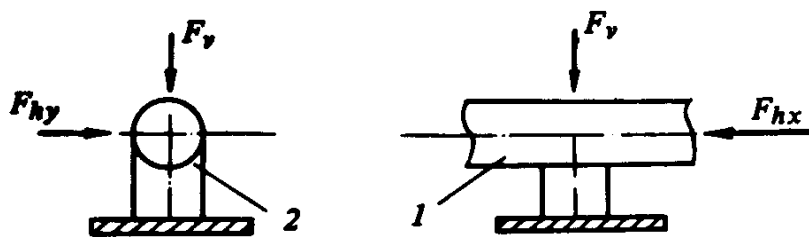


Рисунок 12.5 – Схема навантажень на опору:

1 – труба; 2 – рухома опора труби

Горизонтальні нормативні осьові F_{hx} , Н, і бокові F_{hy} , Н, навантаження на рухомі опори труб від сил тертя в опорах слід визначати за формулами:

$$F_{hx} = \mu_x \cdot G_h \cdot l; \quad (12.4)$$

$$F_{hy} = \mu_y \cdot G_h \cdot l, \quad (12.5)$$

де μ_x і μ_y – коефіцієнти тертя в опорах відповідно при пересуванні опори вздовж осі трубопровода і пі кутом до осі, які приймаються за таблицею;

G_h – вага одного трубопровода в робочому стані, яка включає вагу труби, води для водяних конденсати мереж (вага води в паропроводах не враховується), Н/м.

Таблиця 12.2 – Коефіцієнти тертя

Тип опор	Коефіцієнт тертя (сталь по сталі)	
	μ_x	μ_y
Ковзна	0,3	0,3
Каткова	0,1	0,3
Кулькова	0,1	0,1
Підвіска жорстка	0,4	0,1

При відомій довжині тяги коефіцієнт жорсткої підвіски слід визначати за формулою

$$\mu_x = \frac{0,5\Delta l}{l_t}, \quad (12.6)$$

де Δl – теплове подовження ділянки трубопровода від нерухомої опори до компенсатора, мм;

l_t – робоча довжина тяги, мм.

Горизонтальні бічні навантаження з урахуванням напрямку їх дії повинні враховуватися при розрахунку опор, розташованих під гнучкими компенсаторами, а також на відстані $\leq 40D_y$ трубопроводу від кута повороту або гнучкого компенсатора. Нерухомі опори труб повинні розраховуватись на найбільше горизонтальне навантаження при різних режимах роботи трубопроводів, у тому числі при відкритих та закритих засувках. При кільцевій схемі теплових мереж має враховуватись можливість руху теплоносія з будь-якого боку.

Таблиця 12.3 – Відстань між рухомими опорами трубопроводів, м

Діаметр умовного проходу, D_y , мм	Прокладка надземна і в прохідних каналах при компенсаторах				Прокладка в непрохідних каналах на бетонних подушках
	П - подібних		сальникових		
	Параметри теплоносія (p в кгс/см ² , t в °С)				
	$p = 8 \div 16$ $t = 100 \div 150$	$p = 8 \div 13$ $t = 250 \div 300$	$p = 8 \div 16$ $t = 100 \div 150$	$p = 8 \div 13$ $t = 250 \div 300$	
25	–	2	–	2	1,7
32	2	2	2	2	2
40	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
50	3	3	3	3	3
70	3,5	3,5	3,5	3,5	3
80	4	4	4	4	3,5
100	5	5	5	5	4
125	6	6	6	6	4,5
150	7	8	7	8	5
175	8	9	8	9	5,5
200	9	11	9	11	6
250	11	12	11	12	7
300	12	14	12	14	8
350	14	16	14	16	8
400	14	15	13	15	8,5

Таблиця 12.4 – Відстань між нерухомими опорами, м

Умовний прохід труб D_y , в мм	Компенсатори П-подібні				Компенсатори сальникові	
	Відстань між нерухомими опорами в м при параметрах теплоносія: $P_{раб}$ в кгс/см ² , t в °С					
	$P_{раб}=8,$ $t=100;$ $P_{раб}=16,$ $t=150$	$P_{раб}=8,$ $t=250$	$P_{раб}=16,$ $t=325;$ $P_{раб}=21,$ $t=350$	$P_{раб}=8,$ $t=100;$ $P_{раб}=16,$ $t=150$	$P_{раб}=8,$ $t=250$	$P_{раб}=13,$ $t=300$
1	2	3	4	5	6	7
50	60	60	60	–	–	–
70	70	70	70	–	–	–
80	80	80	80	–	–	–
100	80	80	80	70	60	50
125	90	90	80	70	60	50
150	100	100	80	80	70	60
175	100	100	90	80	70	60

Продовження таблиці 12.4

1	2	3	4	5	6	7
200	120	120	100	80	70	60
250	120	120	100	100	70	60
300	120	120	120	100	70	60
350	140	120	120	120	70	60
400	160	140	120	140	100	80
450	160	140	–	140	100	80
500	180	160	–	140	100	80
600	200	160	–	160	100	80
700	200	160	–	160	100	80
800	200	160	–	160	100	80
900	200	160	–	160	100	80
1000	200	160	–	160	100	80

Примітка Відстань між нерухомими опорами трубопроводів на ділянках самокомпенсації рекомендується приймати не більше 60 % від зазначених у таблиці П-подібних конденсаторів.

ЛЕКЦІЯ 13 СИСТЕМИ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ

13.1 Підігрівачі систем гарячого водопостачання

При незалежному приєднанні систем опалення до теплових мереж, а також для нагрівання холодної води в процесі одержання гарячої в центральних теплових пунктах використовують швидкісні водонагрівачі та пластинчасті теплообмінники.

Пластинчасті теплообмінники виробляють у трьох модифікаціях: розбірні, напіврозбірні та нерозбірні.

Розбірні пластинчасті теплообмінники використовуються в тих випадках, коли необхідно забезпечити доступ до поверхні пластин для періодичного очищення від накипу та забруднень.

Швидкісний водонагрівач (рис.13.1) складається з окремих секцій, які з'єднуються калачами. Корпус секцій виконаний із сталевих труб діаметром 57 – 530 мм. У середині корпусу розміщені трубні решітки, в яких вальцюються латунні трубки діаметром до 16 мм (при підготовці води для систем гарячого водопостачання) або сталеві трубки діаметром 16 мм. В цих водонагрівачах водо, що гріє, або пара проходить усередині трубок, нагріваючись під час свого руху до потрібної температури.

У тих випадках, коли одне з робочих середовищ не залишає на поверхні забруднень (хімічно оброблена вода теплових мереж, водяна пара тощо) та поверхня не потребує механічного очищення, використовуються напіврозбірні пластинчасті теплообмінні апарати. Основним елементом конструкції теплообмінника є блок двох зварних пластин, які збираються на рамі теплообмінника.

Умовою застосування зварних пластинчастих теплообмінників є відсутність у процесі експлуатації нерозчинних відкладень на поверхні

теплообміну. На рисунку 13.2 показано конструкцію розбірного пластинчастого теплообмінника. Апарат складається з групи пластин (15), встановлених на верхній горизонтальній штанзі (7). Кінці верхньої і нижньої штанги закріплені в нерухомій плиті (3) і на стійці (9). Пластини за допомогою натиску плити (8) і гвита (10) з'єднують в загальний пакет. Вода, яка нагрівається, входить в апарат через штуцер (1), розміщений на опорній плиті, і через верхній кутовий отвір (4) надходить до колектора (1), розподіляється каналами, які утворилися між пластинами при їх з'єднанні. Виходячи з каналів, вода, що нагрівається, збирається в колектор (14) і через штуцер (11) виходить з апарату.

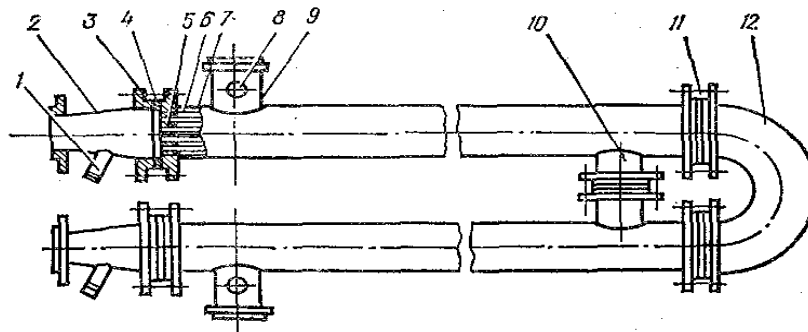


Рисунок 13.1 – Швидкісний водонагрівач:

1, 8 – штуцери; 2 – перехідний патрубок; 3 – фланець, 4 – прокладки, 5 – трубна решітка, 6 – трубка, 7 – корпус, 9 – з'єднувальний патрубок, 10 – перепускний патрубок, 11 – болт з гайкою, 12 – калач

Рух середовищ у теплообміннику організується за протиточною схемою. Вода, що гріє, надходить в апарат через штуцер (12), приходить через нижній колектор і розподіляється по своїх каналах. Через верхній колектор і штуцер (2) вода, що гріє, виходить з апарату.

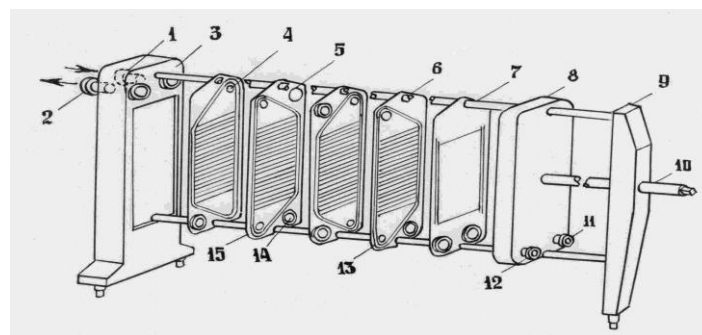


Рисунок 13.2 – Розбірний пластинчастий теплообмінник:

1 – штуцер для входу холодної води; 2 – штуцер для входу води, що гріє; 3 – нерухома плита; 4 – кутовий отвір; 5 – малі гумові прокладки; 6, 15 – група пластин; 7 – горизонтальна штанга; 8 – плита; 9 – стойка; 10 – гвинт; 11, 12 – штуцер; 13 – гумові прокладки; 14 – колектор

13.2 Відкриті та закриті системи тепlopостачання

Водяні системи тепlopостачання за способом приєднання гарячого водопостачання поділяються на дві групи:

- відкриті системи;
- закриті системи.

У закритих системах вода, що циркулює в тепловій мережі, використовується тільки в якості середовища, що гріє, тобто як теплоносії, але з мереж споживачем не розбирається.

У відкритих системах вода може частково або повністю розбиратися споживачами гарячого водопостачання.

У закритих системах тепlopостачання установки гарячого водопостачання приєднуються до теплових мереж за допомогою водо-водяних підігрівачів. У відкритих системах здійснюється безпосереднє приєднання.

При закритій системі тепlopостачання кількість води, що циркулює в тепловій мережі, залишається незмінною, оскільки у всіх абонентських установках вода виконує тільки функції теплоносія, що гріє, і не відбирається з трубопроводів. Гідравлічна ізолюваність водопровідної води, що надходить в установки гарячого водопостачання, від води, що циркулює в тепловій мережі, - перевага закритої системи.

У Харкові переважно застосовуються закриті системи тепlopостачання.

Схеми приєднання систем опалення та вентиляції до теплових мереж можуть бути:

- залежні,
- незалежні.

При залежній схемі вода з теплових мереж безпосередньо надходить до нагрівальних приладів систем опалення.

При незалежній схемі вода з теплових мереж доходить лише до теплових пунктів місцевих систем і не потрапляє в нагрівальні прилади, а в спеціально передбачених підігрівачах нагріває воду, що циркулює в системі опалення, і повертається зворотним теплопроводом до джерела тепlopостачання. Незалежні системи опалення застосовуються в будинках підвищеної поверховості (понад 12 поверхів).

По теплопроводу I вода подається до споживачів теплоти, а по зворотному теплопроводу II охолоджена вода надходить до джерела.

Вузли А, Б, В є залежними схемами приєднання систем опалення до теплових мереж.

Вузол А – схема застосовується переважно для систем опалення промислових будівель. При такій схемі температура в подавальному теплопроводі теплової мережі не перевищує межі, встановленої санітарними нормами для нагрівальних приладів.

За санітарними нормами вода, що надходить у нагрівальні прилади опалювальних систем житлових будинків та побутових приміщень

промислових будівель, не може перевищувати 95–105 °С, тоді як температура води в подавальному теплопроводі теплової мережі доходить до 150 °С.

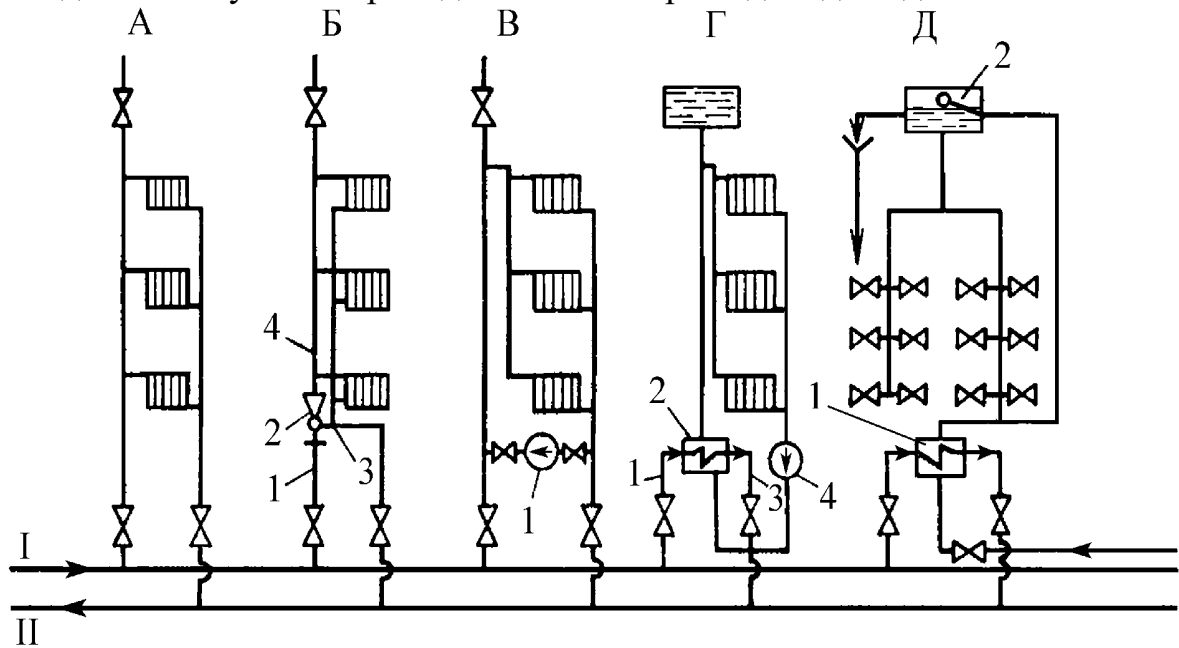


Рисунок 13.3 – Закрита водяна система тепlopостачання:

А – система опалення з безпосереднім приєднанням; Б – система опалення з елеваторним приєднанням; В – система опалення з насосним підмішуванням; Г – система опалення з незалежним приєднанням; Д – система гарячого водопостачання з водонагрівачем (закрита система)

Змішувальний пристрій, встановлений на тепловому пункті, підмішує до гарячої води теплової мережі зворотну воду, що пройшла нагрівальні прилади. Як змішувальні пристрої на абонентських вводах застосовуються струменеві і відцентрові насоси.

Вузол Б – застосований водоструминний елеватор. Схема набула широкого поширення, більшість пунктів житлових будівель у містах обладнано елеваторами. Вода з подавального теплопроводу через підвідний трубопровід 1 надходить в елеватор 2. Через патрубок 3 до елеватора підсмоктується охолоджена вода після нагрівальних приладів опалювальної системи. Змішана вода з температурою нижче, ніж температура води в тепловій мережі, трубопроводом 4 подається до споживача.

Вузол В – відцентровий насос. Для роботи елеватора потрібний натиск на введенні не менше 10-15 м. У разі недостатнього напору замість елеватора ставиться на введенні відцентровий насос 1. Він встановлюється на перемичці між подавальним і зворотним теплопроводами. Застосування елеватора вигідніше за насос, оскільки для роботи насоса потрібні витрати електроенергії (установка електродвигуна).

Вузол Г – схема незалежного приєднання опалювальної системи з водопідігрівачем 2. Охолоджена вода, що віддала теплоту, по трубі 3 надходить

у зворотний теплопровід теплової мережі. Циркуляція води в системі опалення створюється насосом 4.

Вузол Д – схема приєднання системи гарячого водопостачання до теплової мережі із застосуванням водопідігрівача. Для гарячого водопостачання підігрівачі випускаються із діаметрами корпусів від 50 до 500 мм. Вода з теплової мережі проходить між латунними трубками підігрівача та нагріває водопровідну воду, що проходить усередині цих трубок. Підігріта водопровідна вода надходить до водозабірних кранів системи гарячого водопостачання. На схемі (рис. 13.3) показаний акумулятор гарячої води (2), який застосовується для згладжування коливань витрати води протягом доби.

Вузли Г, Д можуть бути виконані для кожної окремої будівлі. І тут вони називаються індивідуальними тепловими пунктами (ІТП). У ряді випадків ці ж вузли можуть бути загальними для групи житлових та громадських будівель та обладнати центральний тепловий пункт (ЦТП). Основними недоліками закритих систем теплопостачання є:

а) ускладнення обладнання абонентських введів через встановлення водоводяних підігрівачів;

б) корозія в системах гарячого водопостачання будівель, оскільки до них надходить водопровідна підігріта вода, що містить кисень (відсутність деаерації);

в) випадання накипу в підігрівачах гарячого водопостачання на теплових пунктах за підвищеної жорсткості водопровідної води.

Відкриті системи теплопостачання в Україні застосовуються рідше за закриті.

Основні переваги відкритих систем у порівнянні із закритими:

1) можливість використання для гарячого водопостачання низькопотенційної відпрацьованої теплоти промислових підприємств;

2) спрощення та здешевлення абонентських введів та підвищення довговічності місцевих установок гарячого водопостачання;

3) можливість використання для транзитного транспорту теплоти однострубною системою.

До недоліків відкритих систем теплопостачання можна віднести:

1) ускладнення та збільшення обсягу водопідготовчих установок на ТЕЦ та районних котельнях;

2) ускладнення контролю герметичності системи теплопостачання у зв'язку з тим, що в цих системах витрата підживлення не характеризує щільність системи;

3) ускладнення та збільшення санітарного контролю системи теплопостачання.

13.3 Послідовна двоступенева схема приєднання споживачів

Послідовна двоступінчаста схема приєднання споживачів з різномірним навантаженням використовується для зменшення кількості мережної води на

нагрівання водопровідної води (при цьому зменшено діаметри труб теплових мереж, потужність насосів).

За цією схемою водопровідна вода нагрівається у двох підігрівачах, спочатку у першому (5) – зворотною водою після опалювальної системи, а потім у другому (6) – мережевою водою, яка потім надходить до опалювальної системи будівлі (3), в якій обладнується система гарячого водопостачання. Температура зворотної мережної води в цьому випадку зменшується і на ТЕЦ можна для її нагрівання використовувати пару нижчого тиску (з вакуумних парових турбін), що покращує економіку вироблення електроенергії на тепловому споживанні.

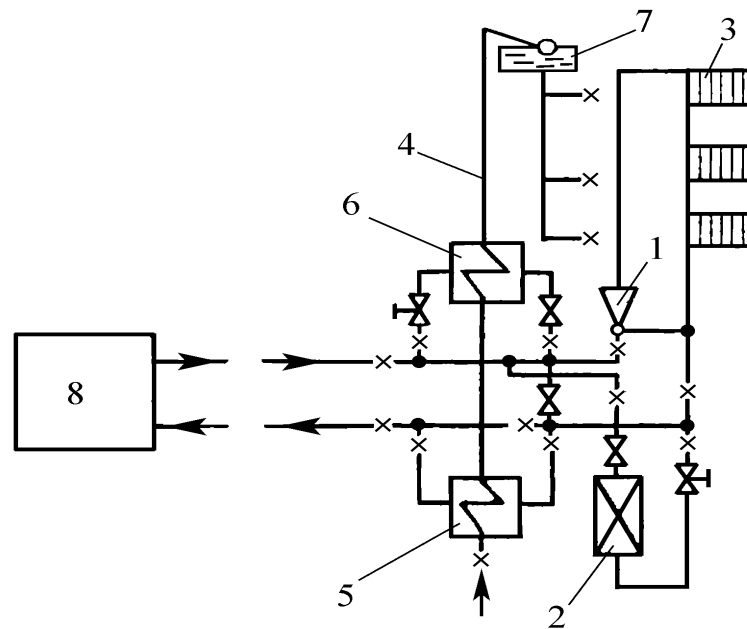


Рисунок 13.4 – Закрита двохступінчаста схема приєднання споживачів:

1 – елеватор; 2 – калорифер; 3 – система опалення; 4 – система гарячого водопостачання; 5 – водопідігрівач першого ступеня; 6 – водопідігрівач другого ступеня; 7 – бак-аккумулятор гарячої води; 8 – джерело теплопостачання

13.4 Схеми систем гарячого водопостачання

Система гарячого водопостачання будівель призначена для безперебійної подачі води з температурою 50–75 °С у кількостях, необхідних для задоволення господарсько-побутових і виробничих потреб. Система гарячого водопостачання може бути місцевою та централізованою.

Місцеву систему гарячого водопостачання влаштовують у невеликих будинках, де вода нагрівається у кожного споживача або у невеликій їхній групі. Вода із системи холодного водопостачання подається до місцевого водонагрівача, де паливо, що згоряє, або інше джерело енергії нагріває воду. Гаряча вода надходить до споживача по розподільчій мережі. Як водонагрівач використовують газовий ємнісний водонагрівач або газовий проточний водонагрівач.

Централізовані системи гарячого водопостачання (ЦСГВ) будівель влаштовують за наявності ТЕЦ або районної котельні та приєднують до теплових мереж за відкритою або закритою схемою.

У відкритій схемі ЦСГВ гаряча вода споживачеві надходить із трубопроводу теплової мережі, попередньо змішуючись із охолодженою водою в терморегуляторі.

У закритій схемі ЦСГВ, що є найбільш поширеною, підготовка води, транспортування її до споживачів та підтримання циркуляції гарячої води з метою запобігання її втратам здійснюються в теплових пунктах: центральних – для групи будівель; індивідуальних – для однієї будівлі. Циркуляційна ЦСГВ будівель складається з розвідних і циркуляційних магістральних подавальних трубопроводів і циркуляційних стояків, що мають сушки для рушників, перемичок, підводок до приладів, арматури, баків-акумуляторів (якщо вони передбачені проектом), контрольно-вимірювальних та регулювальних пристроїв. У ЦСГВ без циркуляції води циркуляційні розвідні магістралі, стояки та перемички відсутні.

У ЦСГВ з нижнім розведенням (рис. 13.5, а, б) циркуляційна магістраль (2) і циркуляційні стояки (4) прокладають паралельно розвідним магістралям (1) і подавальним стоякам (3). Магістралі проходять у підвалах або підлогових каналах. Недоліком цієї схеми є довжина трубопроводів.

У ЦСГВ з нижнім розведенням і секційними вузлами (рис. 13.5, в) на 3-му, 8-му стояків (3) прокладають один циркуляційний стояк (4), що дозволяє зменшити довжину трубопроводів системи. У будинках висотою до 12-ти поверхів включно застосовують секційні вузли з нижньою розводкою, коли подавальні стояки (3) приєднують до розвідної магістралі (1), а циркуляційний стояк (4) – до перемички (7), яка прокладена на технічному поверсі будівлі або під стелею верхнього поверху.

Встановлення водорозбірної арматури на циркуляційних стояках (рис. 13.5, г) знижує металоємність системи.

ЦСГВ з верхнім розведенням та секційними вузлами (рис. 13.5, д) використовують у будівлях висотою понад 12-ти поверхів. У цьому випадку гаряча вода з розвідної магістралі головного стояка (8) надходить до кільцевої перемички (7). При цьому у технічному підпіллі циркуляційні стояки можуть бути за кільцьовані нижньою перемичкою, до якої приєднують магістральний циркуляційний трубопровід.

Проектування системи гарячого водопостачання повинно відповідати вимогам будівельних норм, що діють.

Системи гарячого водопостачання повинні монтуватись з оцинкованих труб на різьбових з'єднаннях. З'єднувати оцинковані труби допускається дуговим зварюванням у середовищі двоокису вуглецю. Розвідні магістралі та стояки системи гарячого водопостачання повинні бути теплоізовані.

У системі гарячого водопостачання використовують водорозбірну та змішувальну арматуру, а також запірну арматуру, за конструкцією, аналогічною тій, яка використовується в системі холодного водопостачання.

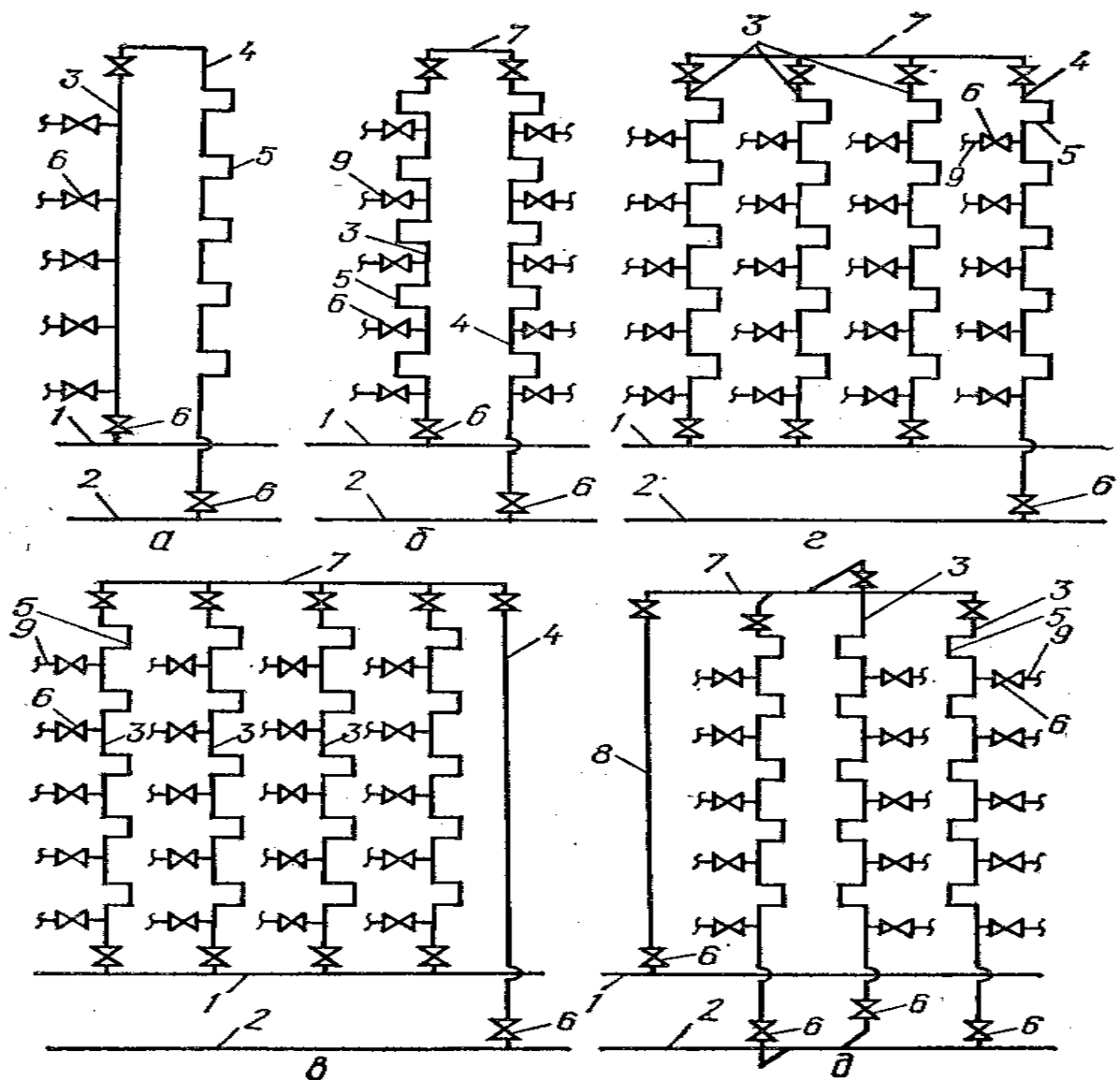


Рисунок 13.5 – Схеми приєднання водорозбірних і циркуляційних стояків системи гарячого водопостачання будівель:

а – з нижньою і парною розводкою, закільцьованими стояками з водорозбірною арматурою на водорозбірному стояку; б – з нижньою розводкою і парними закільцьованими стояками з водорозбірною арматурою, встановленою на водорозбірному і циркуляційному стояках; в – з секційними вузлами з циркуляційним стояком; г – з секційними вузлами з циркуляційно-водорозбірним стояком; д – з верхньою розводкою; 1 – розвідні магістралі; 2 – циркуляційні магістралі; 3 – подавальні стояки; 4 – циркуляційні стояки; 5 – рушникосушарки; 6 – арматура; 7 – перемички; 8 – головний стояк; 9 – підводки

ЛЕКЦІЯ 14 ЦЕНТРАЛЬНІ ТЕПЛОВІ ПУНКТИ

14.1 Призначення та функції центрального теплового пункту

У системі центрального тепlopостачання теплорозподільні станції призначені для розміщення обладнання, арматури, приладів контролю, управління, автоматизації, за допомогою яких здійснюється розподіл теплоносія по системах споживання теплоти, підігрівів та подача гарячої води для гарячого тепlopостачання

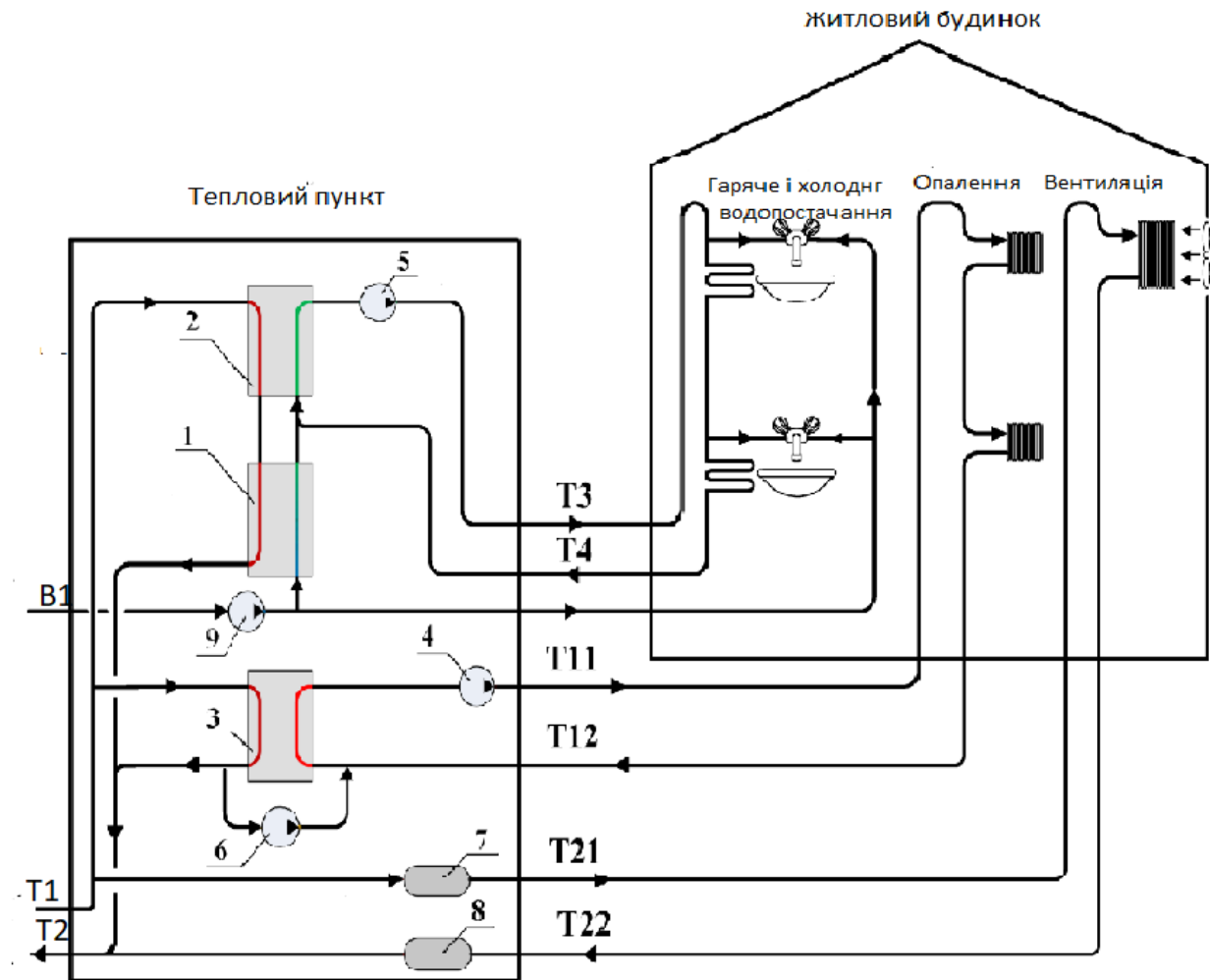


Рисунок 14. 1 – Схема трубопроводів від ЦТП до будівлі:

T1, T2 – подаючий та зворотний трубопроводи теплових мереж;

B1 – водопровід; T3, T4 – подаючий і зворотний трубопроводи ГВП;

T11, T12 – подаючий і зворотний трубопроводи опалення; T21, T22 – подаючий

і зворотний трубопроводи в систему вентиляції. 1 – теплообмінник першого

ступеня ГВП; 2 – теплообмінник другого ступеня ГВП; 3 – теплообмінник

системи опалення; 4 – циркуляційний насос опалення; 5 – циркуляційний насос

ГВП; 6 – підживлювальний насос системи опалення; 7, 8 – системи

регулювання та захисту; 9 – насос холодного водопостачання

Основні функції ЦТП:

- 1) регулювання витрати теплоносія;
- 2) контроль параметрів теплоносія та гарячої води, облік паливно-енергетичних ресурсів;
- 3) захист місцевих систем споживання теплоти (внутрішньобудинкових систем управління) від аварійного підвищення параметрів теплоносія;
- 4) подача гарячої води;
- 5) подача холодної води;
- 6) обробка води для потреб гарячого водопостачання та контроль її якості при використанні пари на нагрівання води за допомогою пароводонагрівачів;
- 7) заповнення, підживлення систем опалення із незалежним приєднанням, робота мережевих насосів;
- 8) акумулювання теплоти з гарячою водою (робота із резервуарами).

ЦТП залежно від її призначення та місцевих умов може здійснювати всі перелічені вище функції або тільки їх частину.

14.2 Технічна характеристика обладнання центрального теплового пункту

Водопідігрівачі.

На ЦТП застосовуються водоводяні та парові підігрівачі кожухотрубні та пластинчасті.

Швидкісні водопідігрівачі випускають із довжиною трубок 2000 та 4000 метра. Матеріал трубок – латунь, діаметр – 16×1 мм. Робочий тиск – до 1,0 МПа, робоча температура – до 180 °С. Пластинчасті теплообмінники виготовляються із штампованих листів завтовшки 1 мм. Матеріал – нержавіюча сталь. Завдяки вищому значенню коефіцієнта теплопередачі поверхня нагріву пластинчастих теплообмінників нижча, ніж у швидкісних у 1,7–2,5 рази.

На станціях встановлюють переважно пластинчасті теплообмінники, розбірні з пластинами поверхнею нагрівання 0,3 і 0,6 м², напіврозбірні з пластинами 0,5 м² і нерозбірні з пластинами 0,1 м².

Насосні установки.

Насосами називаються машини, призначені для створення потоку (переміщення) рідини.

На ЦТП можуть бути такі групи насосів:

- підживлювальні для системи опалення за незалежної схеми теплопостачання (основний, резервний);
- підвищувальні (основний, резервний);
- змішувальні (основний, резервний);
- для системи гарячого водопостачання (основний, резервний);
- для системи холодного водопостачання (основний, резервний);
- пожежні (основний, резервний);
- дренажні та інші.

Найбільшого поширення на ЦТП набули насоси типу К (консольні), які не складні за пристроєм, надійні в роботі та порівняно прості при

обслуговуванні та ремонті. Насоси типу К за ОСТ 26-06-2026-86 мають нове позначення К 80-50-200-С-УКЛ4:

- К – тип насоса (горизонтальний консольний);
- 80 – діаметр вхідного патрубку, мм;
- 50 – діаметр нагнітального патрубку, мм;
- 200 – діаметр робочого колеса, мм;
- С – умовне позначення сальникового ущільнення;
- УКЛ – кліматичне виконання;
- 4 – категорія розміщення;
- Старе позначення К 45/55;
- 45 м³/год – подача;
- 55 м.вод.ст. – тиск.

Основні характеристики насосів:

- 1) подача насоса – об'єм рідини, що подається насосом, в одиницю часу м³/год.;
- 2) напір рідини, що перекачується, м.вод.ст.;
- 3) діаметр робочого колеса, мм.;
- 4) потужність електродвигуна, кВт.

Застосовуються насоси типу Д, які мають позначення: Д 320-70:

- Д – тип насоса (л двостороннім підведенням);
- 320 м³/год – подача;
- 70 м.вод.ст. – тиск.

Трубопроводи та арматура ЦТП.

ЦТП обладнаний на ввіді запірною сталеву арматурою на подаючому і зворотному трубопроводі мережевої води, на трубопроводах пари і конденсату. На решті трубопроводів – згідно з вимогами "Правил влаштування та безпеки експлуатації трубопроводів пари та гарячої води" – застосовуються чавунні засувки.

Колектор вузла управління ЦТП обладнаний:

- а) засувками, що відокремлюють вузол управління від зовнішньої теплової мережі;
- б) засувками, встановленими на всіх подаючих і зворотних трубопроводах;
- в) грязьовиками на подаючому і зворотному;
- г) вентилями для випуску повітря у верхніх точках та дренавання у нижніх точках трубопроводів.

Усі засувки та вентиля, встановлені на ЦТП, мають порядкові номери, що відповідають нумерації їх на технологічній схемі. На засувках та вентилях нанесені покажчики напрямку відкриття та закриття.

Усі трубопроводи, якими проходить теплоносій, повинні мати теплову ізоляцію, що забезпечує температуру на поверхні теплоізоляційної конструкції не більше 45 °С.

Усі трубопроводи, прокладені в ЦТП і не мають металевої обшивки, повинні мати зовнішнє забарвлення та написи згідно з правилами Держтехнагляду (табл. 14.1)

Як прокладний матеріал на фланцевих з'єднаннях застосовується пароніт.
Грязьовики.

Для охолодження та видалення зважених речовин із потоку води, що циркулюється, в системі опалення та холодної води, що надходить на ЦТП, встановлені грязьовики.

Електродвигуни.

Електродвигуни на ЦТП є одним із основних видів обладнання. Для їхнього обслуговування встановлені шафи, в яких зосереджено допоміжне електротехнічне обладнання.

Таблиця 14.1 – Забарвлення та написи трубопроводів систем тепlopостачання

Найменування теплоносія	Умовне позначення	Колір фарби	
		основной	кільця або полоси
Пара насичена.	П.Н.	червоний	жовтий
Вода хімічна, очищена.	В.Х.	зелений	білий
Конденсат.	В.К.	зелений	синій
Дренаж і продувка.	В.Д.	зелений	червоний
Вода технічна.	В.Т.	чорний	без кілець
Подаючий теплопровід теплової мережі.	П.С.	зелений	жовтий
Зворотний трубопровід	О.С.	зелений	коричневий

Обслуговуванням та ремонтом електродвигунів займається електротехнічний персонал.

Контрольно-вимірювальні прилади.

Контрольно-вимірювальні прилади дозволяють забезпечити роботу ЦТП, економічно вигідно дотримуватися її режиму, вести облік роботи систем тепlopостачання та систем гарячого водопостачання.

Показуючі манометри встановлюються до і після запірної арматури на вводі в ЦТП теплових мереж, паропроводів і конденсатопроводів, до і після грязьовиків, на всмоктувальному і нагнітальному патрубках, на вхідному і вихідному трубопроводах гріючої та підігріваної води водопідігрівачів та зворотному трубопроводах.

Під манометри врізані штуцери та встановлені вентиля та триходові крани.

Показуючі термометри встановлюються: після запірної арматури на вводі в ЦТП теплових мереж, паропроводів і конденсатопроводів, на вхідному і вихідному трубопроводах водогрійників, що гріє і підігрівається, на гарячому подавальному і зворотному трубопроводах на квартал, на трубопроводах гарячої і холодної води..

Для вимірювання витрати теплоносія, пари, холодної води на потреби гарячого водопостачання та власні потреби встановлені витратоміри та водоміри.

14.3 Прийом в експлуатацію обладнання центрального теплового пункту

Пуск обладнання повинен проводитися лише після ретельної перевірки справності обладнання.

Перед пуском обладнання необхідно переконатися у відсутності у небезпечних місцях людей, сторонніх предметів та дати попереджувальний сигнал.

Перед пуском необхідно заповнити трубопроводи теплоносієм, для чого відкривається засувка і відкриваються вентиля для випуску повітря у верхніх точках на вузлі управління ЦТП. Після видалення повітря із трубопроводу вентиля закриваються.

Перед пуском водопідігрівачів необхідно виявити нещільності обладнання та трубопроводів (тріщини, нориці, порушення вальцювання). Ремонтним персоналом виконується опресовування, а хімічним персоналом – хімічний аналіз холодної води чи теплоносія залежно від робочого тиску у водопроводі чи тепловій мережі.

Підігрівачі з нещільностями повинні негайно відключатися від теплової мережі. Включають їх після усунення дефектів та отримання позитивного результату перевірки на щільність.

Пуск ЦТП в роботу проводиться за спеціально розробленою інструкцією стосовно кожної станції з урахуванням її особливостей під керівництвом особи, відповідальної за ЦТП.

Пуск підігрівачів з робочим тиском вище 0,6 МПа (6 кгс/см²) виконують обов'язково дві людини у такому порядку:

- відкриваються засувки на вході води, що гріє і нагрівається з теплообмінника,
- повільно одночасно відкриваються засувки на вході води, що гріє і нагрівається. При тиску одного з теплоносія не вище 0,6 Мпа (6 кгс/см²) першими відкривають засувки теплоносія з меншим робочим тиском, а потім з великим робочим тиском.

Водопідігрівальна установка обладнана автоматичним регулятором температури. Для систем гарячого водопостачання температура має бути в межах 55–60 °С. Нагрівання води понад 60 °С не допускається.

Підготовка до роботи та пуск насосного агрегату

При огляді насосної установки перед запуском слід перевірити:

- справний стан насосної арматури на всмоктувальній та нагрівальній лініях та редукторів електроприводних засувок;
- наявність манометрів;
- заливання підшипників олією до верхньої риски масла вказівника;
- стан набивання сальникових ущільнень та ступінь їх затягування;
- надійність зчеплення сполучних муфт та електродвигуна;

- міцність кріплення сполучного кожуха сполучними муфтами;
- дію системи охолодження підшипників;
- короткочасним запуском перевірити правильність обертання.

При пуску насосного агрегату необхідно дотримуватися наступної черговості пускової операції:

- відкрити засувку на всмоктувальному трубопроводі та закрити на нагнітальному;
- увімкнути електродвигун натисканням пускової кнопки пускача;
- засувкою на лінії нагнітання встановити необхідний режим. Тривала робота насоса при закритті засувки більше двох хвилин не допускається.

Після запуску агрегату необхідно переконатися, що насос працює нормально без вібрацій та металевого шуму.

Проводити будь-які роботи на включеному насосі не дозволяється. Пускати обладнання після встановлення має право лише працівник, який робив зупинку або прийняв за зміною його обов'язки та попереджений про стан справ. Час зупинки та причини, а також включення тепловикористовуючої установки та обладнання записати в змінному журналі.

Обслуговування обладнання під час роботи

- стежити за роботою ЦТП із дотриманням правил безпеки;
- спостерігати за роботою водопідігрівальної арматури, регулятора температури, КВП, електрообладнання;
- спостерігати за роботою насосних агрегатів;
- слідкувати за станом підшипників. Встановлена температура не має перевищувати 60–70 °С;
- перевіряти рівень олії у ванні за маслострімом;
- слідкувати за станом сальників насоса.

14.4 Зупинення обладнання центрального теплового пункту

Зупинка пластинчастих водопідігрівачів при робочому тиску понад 0,6 МПа (6 кгс/см²) проводиться одночасно повільним закриттям (діють дві людини) засувки на ввіді води, що гріє і підігрівається. При тиску одного з теплоносія не вище 0,6 МПа першими закриваються засувки на теплоносії з великим тиском, а потім засувки з меншим робочим тиском.

Для зупинки насоса необхідно:

- плавно закрити засувку на нагнітальному патрубку насоса;
- зупинити електродвигун натисканням кнопки «Стоп» пускача.

Аварійна зупинка обладнання.

Аварійне відключення ЦТП з опалення та гарячої води виконується при ліквідації поривів на магістральних теплових мережах підприємства КТС, на ввіді в ЦТП, колекторі управління ЦТП.

Аварійна зупинка водопідігрівачів виконується при виявленні нориць на трубопроводах, фланцевих з'єднаннях, пластинчастих теплообмінників (зварних з'єднаннях, прокладок ущільнювачів), що може викликати вихід з ладу і затоплення ЦТП.

Аварійна зупинка насосних агрегатів виконується у таких випадках:

- при появі вібрації валу та виникненні деренчливого звуку;
- у разі підвищення температури підшипників вище встановленої межі;
- при несправностях окремих деталей, які можуть спричинити поломку або аварію насосного агрегату;
- при zalиванні електродвигуна водою.

Електродвигун аварійно відключають у таких випадках:

- з появою диму з двигуна або його пускової апаратури;
- при сильній вібрації двигуна;
- при неприпустимо високому нагріванні підшипників.

Правила безпеки під час обслуговування обладнання.

Забороняється робота технічного обладнання:

- якщо тиск піднімається вище допустимого;
- при несправності манометра та неможливості визначити тиск іншим приладом;
- при несправності запобіжних клапанів;
- при несправності чи неповній кількості кріпильних деталей, кришок, люків.

Не допускати захаращення проходів та приміщень. Утримувати робоче місце у чистоті.

Оператор не повинен знаходитися безпосередньо біля фланцевих з'єднань та чавунної арматури довше, ніж це потрібно для зняття показань приладів або проведення профілактичного ремонту обладнання.

Підтяжку сальникового ущільнювача на арматурі можна здійснювати, якщо є зазор між фланцями, втулки та стаканом сальникового ущільнення. Щоб уникнути перекосу та поломки, втулки гайки підтягують рівномірним почерговим обертанням.

Несправне ущільнююче набивання сальникового пристрою замінюють на вентилях (у закритому положенні, коли тиск є тільки під клапаном).

Фланцеві з'єднання трубопроводів можна підтягувати при повному знятті тиску трубопроводу.

Для обертання штурвалів арматури зовнішнього діаметра дозволяється застосовувати спеціальні ключі важелі тільки для того діаметра арматури, для якого вони призначені. Забороняється закривати вентиль або засувку, ударяючи штурвалом.

Забороняється вмикати в роботу насос:

- без запобіжного кожуха муфт;
- з несправностями пускорегулюючої апаратури;
- з несправним заземленням корпусу електродвигуна;
- з несправностями трубопроводів, арматури та корпусу насоса.

Оператор, що обслуговує механізми, що обертаються, повинен бути в спецодязі, що застібається на всі гудзики.

Забороняється ставати на бар'єри майданчиків запобіжні кожухи муфт, підшипників, а також на трубопроводи, конструкції, покриття, не призначені для проходження по них і не маючих спеціальних огорож та поручнів.

При обслуговуванні механізмів, що знаходяться в резерві, оператор повинен дотримуватися тих самих заходів безпеки, як і при роботі.

Оператор повинен своєчасно вести записи показників роботи обладнання у відомості, а також записувати у змінному журналі всі помічені відхилення та недоліки роботи обладнання.

ЛЕКЦІЯ 15 ІНДИВІДУАЛЬНІ ТЕПЛОВІ ПУНКТИ

15.1 Обладнання індивідуального теплового пункту

Комплекс інженерного обладнання, що зв'язує теплові мережі з споживачами теплоти, призначений для прийому, підготовки, розподілу, регулювання та виміру теплоносія, називається індивідуальним тепловим пунктом.

До складу обладнання індивідуального теплового пункту (ІТП) входять: труби, насоси, грязьовики, арматура, контрольно-вимірювальні прилади, термометри, манометри, регулятори, лічильники.

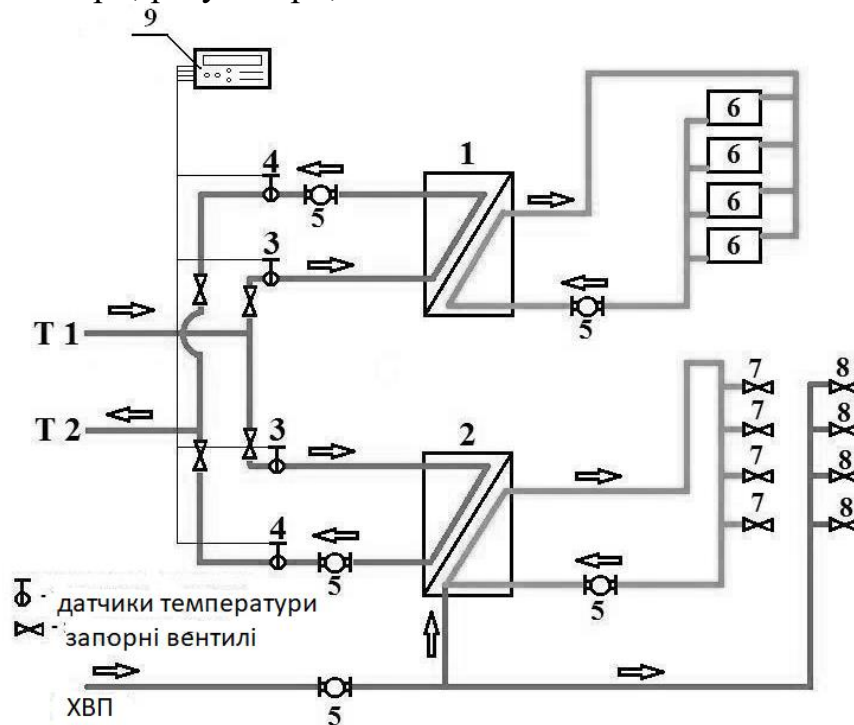


Рисунок 15.1 – Робоча схема ІТП:

T1, T2 – подавальний та зворотний трубопровід тепломережі; ХВП – подача холодної води для потреб холодного і гарячого водопостачання;

1 – пластинчастий теплообмінник системи опалення; 2 – пластинчастий теплообмінник системи ГВП; 3 – температурний датчик подаючого теплоносія;

4 – температурний датчик зворотного теплоносія; 5 – циркуляційний насос системи опалення; 6 – радіатор системи опалення; 7 – вентилі споживання ГВП;

8 – вентилі споживання ХВП; 9 – лічильник теплової енергії

Демонтаж грязьовиків та елеваторів ведуть у такій послідовності: від'єднують прилади від трубопроводу з розбиранням фланцевого або різьбового з'єднання, знімають прилад, видаляють прокладки та очищають місця з'єднання від наростів та бруду. Елеваторний вузол демонтують шляхом від'єднання його від трубопроводів та зняття його з розбиранням кріплень.

Демонтаж насоса зі зняттям його з місця виконують так: від'єднують насос від трубопроводу та електромережі.

Розмітку труб у монтажних умовах роблять, користуючись вимірвальним та розмічальним інструментом.

З'єднання труб на фланцях використовують для з'єднання з'єднань ділянок трубопроводів, труб з фланцевою арматурою і для підключення трубопроводів до різного інженерного обладнання.

При з'єднанні сталевих труб за допомогою зварювання виконують: розмітку, різання, очищення, правку ділянок, що з'єднуються (якщо в цьому є необхідність), підготовку кромки, встановлення деталей в монтажне положення.

Арматуру випробовують на міцність та герметичність гідравлічним тиском $1,5 P_y$ (P_y – умовний надлишковий тиск, який може витримати арматура в умовах експлуатації), при цьому падіння тиску не допускається.

Випробування арматури на щільність (герметичність) запірною пристроєм проводять так само, як і випробування на міцність, але при закритому запірному органі.

Для випробувань використовують спеціальні пристрої, ванни, стенди.

Після монтажу проводять випробування трубопроводів.

Монтаж ізоляції розпочинають після проведення гідравлічних випробувань. Перед теплоізоляційними роботами металеві поверхні, що підлягають теплоізоляції, повинні бути ретельно очищені від пилу, бруду та висушені. Необхідно стежити, щоб основний теплоізоляційний шар щільно прилягав до поверхні, що ізолюється. Поверхня основного шару повинна бути рівною, без вм'ятин.

Усі роботи виконуються кваліфікованими робітниками у кількості двох, трьох осіб.

15.2 Вимоги до теплових пунктів

Теплові пункти споживачів повинні розташовуватися в окремих ізольованих сухих приміщеннях, які легко доступні для обслуговуючого персоналу.

Габарити приміщень теплових пунктів повинні забезпечувати можливість нормального обслуговування устаткування, що розташоване в них, і трубопроводів. Ширина проходу у світлі повинна бути не менше 1 м, висота приміщень не менше 2 м. Двері повинні відчинятися назовні (у бік виходу). Теплові пункти споживачів пари при довжині приміщень понад 12 м повинні мати щонайменше два виходи.

Приміщення теплових пунктів, у яких немає постійного чергового персоналу, мають бути замкнені на замок; ключі від приміщень повинні знаходитись у точно встановлених місцях. Доступ до приміщень теплових пунктів осіб, які не мають відношення до обслуговування та ремонту обладнання, що розташоване в них, забороняється.

Відповідальність за стан обладнання та приміщень теплового пункту, що забезпечує умови безпечної роботи персоналу, несе споживач.

Безпосереднє обслуговування обладнання теплових пунктів споживачів (включення, відключення, регулювання, ремонт тощо) має здійснюватися персоналом споживача.

Контроль за роботою обладнання теплових пунктів та систем споживачів здійснюється енергопостачальною організацією.

Монтаж обладнання теплових пунктів має проводитись за проектом. При цьому необхідно, щоб:

- розташування запірної арматури забезпечувало вільну роботу ключем на фланцевих з'єднаннях;

- розташування контрольно-вимірювальних приладів було зручним для зняття показань;

- розташування насосів не ускладнювало обслуговування іншого обладнання (засувок, елеваторів тощо);

- електродвигуни та щитки електроживлення мали надійне заземлення;

- було передбачено найпростішу механізацію (талі з кріпленням до перекриття приміщення теплового пункту тощо) для зняття та встановлення окремих елементів обладнання та трубопроводів;

- для обслуговування обладнання та трубопроводів на висоті понад 2,5 м були майданчики з поручнями та постійними сходами.

Усі гарячі поверхні трубопроводів та обладнання теплового пункту мають бути ізольовані та пофарбовані.

Усі з'єднання трубопроводів та обладнання теплового пункту з каналізацією повинні виконуватися з розривом (через раковину, лійку або приямок).

Вимикати, вмикати та перемикаємі місцеві системи в періоди пуску та зупинки або в процесі нормальної експлуатації слід поступово та повільно, діючи поперемінно засувками на лінії подачі та зворотної лінії теплопроводу. При цьому необхідно безперервно стежити за тим, щоб тиск у системі ні за яких обставин не опускався нижче статичного для даної системи і не піднімався вище ніж допускається.

За відсутності небезпеки зниження тиску в системі нижче статичного або підвищення тиску в ній вище за допустиме відключення та включення системи можуть проводитися почерговим закриттям або відкриттям засувок. У цьому випадку відключення системи проводять почерговим закриттям засувок, починаючи з лінії подачі, а включення системи навпаки – з відкриття засувки на зворотній лінії.

Поточні ремонтні роботи на теплових пунктах споживачів повинні проводитися, як правило, за температури теплоносія у зовнішній тепловій

мережі не вище 75 °С. Відключення обладнання при цьому може здійснюватись лише головними засувками на тепловому пункті споживача.

При температурі теплоносія у зовнішній тепловій мережі вище 75 °С. ремонт та зміна обладнання на тепловому пункті повинні проводитися за умови попереднього відключення системи як головними засувками на тепловому пункті, так і засувками на відгалуженні до споживача (найближчої теплової камери). Відключення здійснюється персоналом енергопостачальної організації.

При нещільності арматури, що відключає, до ремонту обладнання теплового пункту можна приступати тільки після установки заглушок.

Затяжку болтів фланцевих з'єднань і підтяжку сальникових ущільнень арматури слід проводити повільно і рівномірно по контуру, щоб уникати створення напруги в чавунних деталях та їх пошкодження. Різьблення болтів фланцевих з'єднань і сальників повинні регулярно змащуватися графітом, розведеним в маслі.

При зміні конуса елеватора слюсар, який виконує цю роботу, повинен зняти болти на двох найближчих фланцях та вставку перед елеватором. Виймати конус шляхом відтягування ділянок труби перед елеватором, щоб уникнути пошкодження чавунної арматури, забороняється.

Обслуговуючий персонал при користуванні ртутними приладами повинен пам'ятати, що невелика кількість пролитої ртуті в приміщенні теплового пункту шкідливо відбивається на здоров'ї людей.

Обслуговуючий персонал не повинен знаходитися безпосередньо біля фланцевих з'єднань та чавунної арматури довше, ніж це потрібно для зняття показання приладів або проведення профілактичного ремонту обладнання.

Для водяних систем споживачів з температурою води в системі вище 100 °С тиск у верхніх точках системи повинен бути вищим за тиск, необхідний для запобігання закипанню води, не менше ніж на 0,2-0,3 кг/см².

Устаткування теплового пункту має щорічно проходити ремонт. Обсяг та час проведення ремонту мають бути узгоджені з енергопостачальною організацією.

Теплові пункти споживачів пари, обладнані автоматичними регуляторами тиску (редукторами), повинні бути обладнані також запобіжними клапанами з боку пари, що дрослює (після редуктора).

При включенні теплового пункту та систем, що живляться парою, повинні бути попередньо відкриті відповідні пускові дренажі та проведений прогрів трубопроводів та обладнання. Швидкість прогріву повинна бути такою, щоб унеможливилася виникнення гідравлічних ударів.

ЛЕКЦІЯ 16 ОБЛІК ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ У СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Процес енергозбереження в будинках необхідно починати з енергетичного обстеження, виконувати який мають досвідчені та добре оснащені енергодіагностичним обладнанням фахівці-професіонали. В даний час впровадження системи енергетичного менеджменту в будинках є необхідним.

Що мається на увазі під терміном «Енергоменеджмент»? Це постійно діюча система аналізу та управління енергоспоживанням будівлі з метою оптимізації витрат на енергоресурси. Без системи енергетичного менеджменту неможливо говорити про оптимізацію споживання енергоресурсів та запровадження будь-яких енергозберігаючих заходів.

Енергетичний менеджмент умовно складається з таких складових:

Перша складова – це навчений, підготовлений персонал – енергоменеджер будівлі. Для цього у Києві та Харкові є центри підготовки енергоменеджерів.

Друга складова – це система обліку споживання енергоресурсів.

Третя складова – це система аналізу енергоспоживання та впровадження енергозберігаючих заходів.

Головне завдання енергетичного менеджменту на початковому етапі – створення картки (балансу) енергоспоживання. Далі систему енергетичного менеджменту слід розглядати як цикл, що складається з наступних етапів:

Перший етап

- моніторинг енергоспоживання за допомогою системи обліку;
- реєстрація базової лінії енергоспоживання.

Другий етап

- аналіз фактичного енергоспоживання.

Третій етап

- розробка заходів щодо зниження енергоспоживання та витрат на енергоресурси (заходи розробляються фахівцями-енергоменеджерами).
- бізнес планування заходів;
- пошук джерел фінансування;
- визначення складу обладнання та виконавців.

Четвертий етап

- впровадження запланованих заходів.

Основне завдання полягає в тому, щоб циклічність енергетичного менеджменту не переривалася.

Тільки при системі енергоменеджменту, що постійно функціонує, можна буде отримати бажані результати.

Без системи енергоменеджменту будівлі матимуть невиправдані витрати на надмірно спожиті енергоресурси.

Наслідки цього:

- перевищення бюджету утримання будівлі;
- зниження комфортності;
- зниження продуктивності праці працівників та учнів.

При запровадженні інвестиційних проектів наявність енергетичного менеджменту дозволяє відстежувати процес роботи інвестицій.

Початок енергоефективності – це детальний енергоаудит із подальшим впровадженням енергетичного менеджменту у повному обсязі. Тільки після цього фінансові організації охоче братимуть участь у інвестиційних енергоефективних проектах.

Енергозбереження – це проблема, зумовлена зростанням вартості та дефіцитності окремих видів сировини, матеріалів, палива.

Лише суворий облік та контроль витрат енергії можуть забезпечити ефективну економію. Без урахування інших заходів, спрямованих на енергозбереження, не дадуть бажаних результатів.

Згідно із Законом України «Про енергозбереження», затвердженим Постановою КМ України від 08.10.1992, та Постановою КМ України від 27.11.1995 № 947 «Про програму поетапного оснащення готівкового фонду пристроями обліку та регулювання споживання води та теплової енергії на 1996–2000 рр.» встановлення лічильників теплової енергії є однією з необхідних умов виконання програми енергозбереження.

Облік теплової енергії може бути здійснений шляхом встановлення пристрою обліку теплової енергії в тепловому пункті будівлі.

Установка пристроїв обліку теплової енергії призводить до зниження споживання теплової енергії, так як споживач може знижувати споживання енергії з допомогою регулювання. Крім того, встановлення лічильника дозволяє отримати точну картину споживання тепла та скоротити витрати за його оплату.

16.1 Розміщення вузлів обліку теплової енергії у теплових пунктах

Сучасні ІТП та ЦТП мають бути обладнані вузлами обліку теплової енергії. Наявність лічильника тепла дозволяє розраховуватись за реально спожиту кількість тепла.

Системи гарячого водопостачання та вентиляції підключаються, як правило, через теплообмінники. Поширені залежні схеми з'єднання опалювальних систем через елеватор не мають можливості оперативного регулювання.

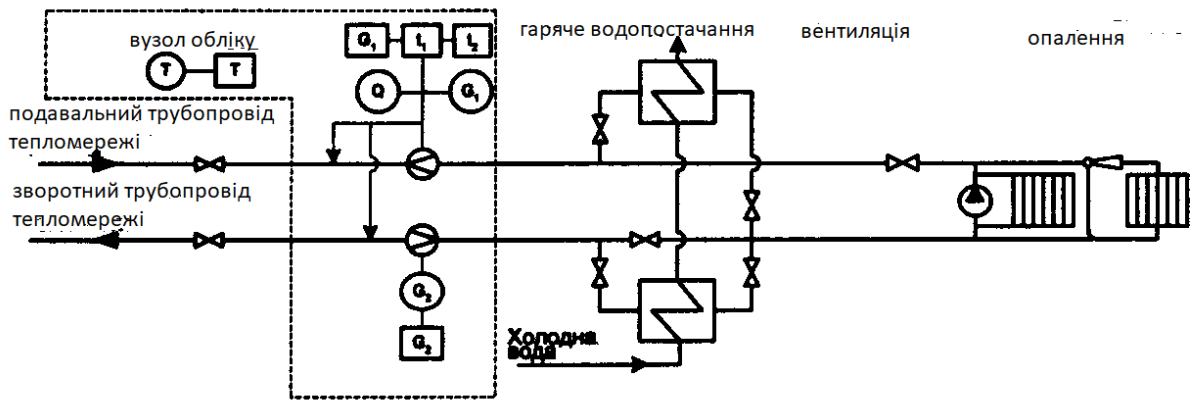


Рисунок 16.1 – Схема ІТТ із залежним підімкненням системи опалення

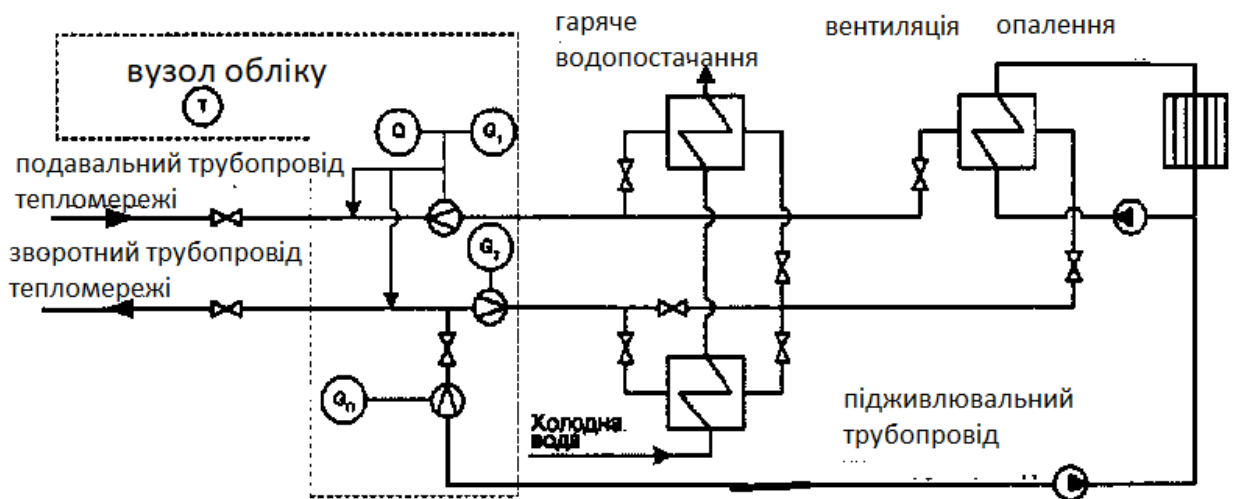


Рисунок 16.2 – Схема ІТТ із незалежним підімкненням системи опалення

16.2 Лічильники тепла

Лічильник тепла – це прилад для комерційного обліку споживаної теплової енергії у системах тепlopостачання. Залежно від потреби може використовуватися в індивідуальних будинках, на промислових побутових та інших об'єктах.

Основні комплектуючі елементи лічильника тепла:

- мікропроцесорний інтегратор, що обчислює теплову енергію на підставі вимірюваних величин;
- витратомір;
- пари температурних датчиків.

Теплолічильник вимірює, обчислює та фіксує наступні параметри системи тепlopостачання:

- витрата теплоносія у трубопроводах у т/год;
- сумарне споживання теплової енергії в МВт та Гкал;
- температура теплоносія в подавальному і зворотному трубопроводі;

- різниця температур у трубопроводах;
- середньогодинні та середньодобові значення параметрів теплоносія;
- календар із зазначенням року, місяця, числа, години, хвилин та секунд.

В Україні широко представлені різноманітні види теплотічильників. Найпоширеніші – це турбінні, ультразвукові та електромагнітні теплотічильники. Лічильник тепла можуть встановлюватися перед або за теплообмінником, на подавальному або зворотному трубопроводі системи тепlopостачання.

Турбінні теплотічильники.

У Харкові найбільш поширені турбінні теплотічильники SUPERCAL, які легалізовані в Україні та відповідають міжнародним вимогам. Теплотічильники складаються з інтегратора SUPERCAL, турбінного водоміру та датчиків температури. Номінальні діаметри: 15–250 мм, витрати води: 0,6– 400 м³/год. Додатково рекомендується встановлювати перед водоміром сітчастий фільтр, а перед та за водоміром – запірні крани.

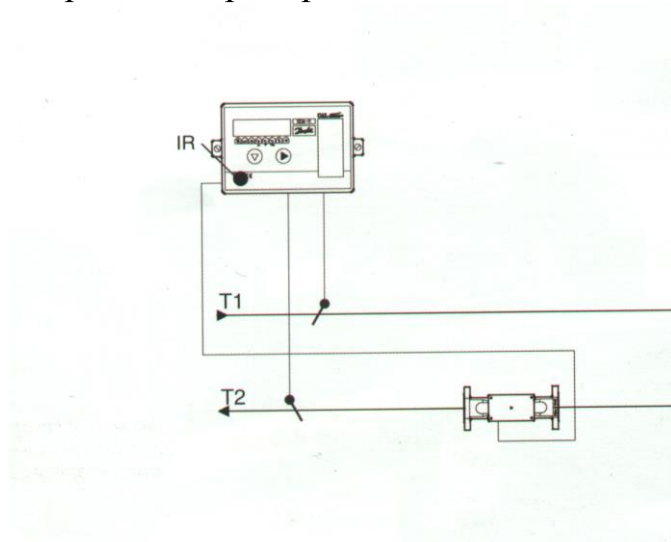


Рисунок 16.3 – Схема установки теплообчислювача, витратоміра та датчиків температури

Ультразвукові теплотічильники.

Ультразвукові теплотічильники SONOCAL розроблені для точних вимірювань у теплових системах діаметром від 15 до 1 200 мм, для витрат води від 18 до 3 000 м³/год. Ультразвукові витратоміри SONOFLO не порушують потік теплоносія та забезпечують надійність та точність вимірювань витрати, не залежать від якості води та її провідності. Відсутність рухомих елементів означає відсутність витрат за технічне обслуговування. Цілком автоматизований процес виключає ризик помилок оператора.

Електромагнітні теплотічильники.

Електромагнітні теплотічильники СА-97 призначені для вимірювання теплових параметрів у системах тепlopостачання. Номінальні діаметри 15–400 мм. Діапазон вимірюваних витрат: 0,01–4 000 м³/год. У приладі використано ультразвуковий датчик витрати, що не має рухомих частин, що

забезпечує максимальний термін служби. Теплолічильник відповідає правилам обліку тепла та внесений до Держреєстру України.

16.3 Встановлення вузла обліку теплової енергії

Оскільки вартість приладів вузла обліку тепла та їх монтаж досить високі, необхідно звернути увагу на надійність встановлених дверей, дверних замків, рекомендується влаштування внутрішньої сигналізації (для запобігання можливому розкраданню приладів обліку тепла).

З'єднання приладів та арматури вузла обліку – фланцеве, різьбове. Для установки датчиків температури необхідно на подавальному і зворотному трубопроводі за грязьовиком вварити заставну деталь під кутом 90 градусів.

Змонтовані прилади та арматуру вузла обліку перед встановленням на трубопроводі ІТП необхідно промити водою.

Електронний обчислювач встановлюється на стіні у зручному доступному місці.

Прилади вузла обліку тепла, фільтр, кульові крани мають заводське антикорозійне покриття або виконані зі стійких сплавів від корозії.

При теплоізоляції вузла обліку тепла використовувати теплоізоляційний шнур з мінеральної вати в оплетці з нитки скляної, товщина шару теплоізоляції – 40 мм.

Захисне покриття – склопластик рулонний. Трубопроводи перед теплоізоляцією покрити антикорозійним покриттям.

Звернути увагу на якісне виконання теплоізоляції на ділянках трубопроводів (подавальному та зворотному), де встановлені датчики температури, щоб уникнути похибок вимірювання.

Робота з обладнання вузла обліку тепла здійснюється відповідно до чинних нормативних документів, а також технічним паспортом приладу обліку теплової енергії. Після монтажу, випробування та налагодження обладнання, вузол обліку повинен бути зданий тепlopостачальній організації та пред'являється їй щорічно до початку опалювального періоду.

Термін експлуатації вузла комерційного обліку теплової енергії визначається терміном, зазначеним у техдокументації заводу-виробника теплолічильника та результатами періодичної держперевірки (атестації).

Водомір, термометрорегулювачі опору та тепловочишувач повинні мати відбитки діючих клейм про держперевірку територіального органу Держстандарту України або заводу-виробника (при випуску з виробництва), а також пломби заводу-виробника та теплозбутової організації згідно з паспортом теплолічильника.

Вузол обліку приймається в експлуатацію за наявності наступних документів:

- заводського паспорта теплолічильника з наявністю діючих клейм про державне приймання;
- погодженням з енергопостачальною організацією проекту встановлення теплолічильника на предмет його відповідності «Правилам обліку відпуску

теплової енергії» та протоколу про порядок та строки розрахунків за показаннями розрахункових пристроїв теплотічильника;

– технічного опису та інструкції з експлуатації приладу обліку теплової енергії;

– акту приймання встановленої форми;

– наявності журналу обліку параметрів.

Прийом вузла обліку провадиться постачальником теплової енергії спільно з територіальним органом Держстандарту (для Харківської області – ХЦСМС); за результатами приймання складається спільний акт і за позитивних результатів приймання постачальником у присутності держпovірника (або держпovірником у присутності постачальника) пломбується теплообчислювач та термopеретворювачі опору.

ЛЕКЦІЯ 17 ГІДРАВЛІЧНИЙ РЕЖИМ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

Схема теплової мережі визначається розміщенням джерел тепла по відношенню до району споживання, характером теплового навантаження та видом теплоносія.

Питома довжина парових мереж на одиницю розрахункового теплового навантаження невелика, оскільки споживачі пари – зазвичай промислові споживачі – перебувають у невеликій відстані від джерела тепла.

Більш складним завданням є вибір схеми водяних теплових мереж унаслідок великої протяжності, великої кількості абонентів. Водяні ТС менш довговічні, ніж парові внаслідок більшої корозії, більш чутливі до аварій через велику щільність води.

Водяні мережі поділяють на магістральні та розподільні. По магістральних мережах теплоносії подається від джерел тепла в райони споживання. По розподільних мереж вода подається на теплові пункти та до абонентів. Безпосередньо до магістральних мереж абоненти приєднуються вкрай рідко. У вузлах приєднання розподільних мереж до магістральних встановлюються секційні камери із засувками. Секційні засувки на магістральних мережах зазвичай встановлюються через 2–3 км. Завдяки встановленню секційних засувок зменшуються втрати води при аваріях теплових мереж. Розподільчі та магістральні теплові мережі з діаметром менше 700 мм робляться зазвичай тупиковими. У разі аварій для більшості території країни допустимо перерву в теплопостачанні будівель до 24 годин. Якщо ж перерва в теплопостачанні неприпустима, необхідно передбачати дублювання або закольцювання теплових мереж. При теплопостачанні великих міст від кількох ТЕЦ доцільно передбачити взаємне блокування ТЕЦ шляхом з'єднання їх магістралей блокувальними зв'язками. У цьому випадку виходить кільцева теплова мережа з кількома джерелами живлення. Подібна схема має більш високу надійність, що забезпечує передачу резервуючих потоків води при аварії на якійсь ділянці мережі. При діаметрах магістралей, що відходять від джерела тепла 700 мм і менше, зазвичай застосовують радіальну схему теплової мережі

з поступовим зменшенням діаметра труби при віддаленні від джерела і зниження приєданого навантаження. Така мережа найдешевша, але при аварії теплопостачання абонентів припиняється.

17.1 Гідравлічний розрахунок теплових мереж

До завдання гідравлічного розрахунку входять:

- визначення діаметра трубопроводів;
- визначення падіння тиску (напору);
- визначення тисків (напорів) у різних точках мережі;
- ув'язування всіх точок мережі при статичному та динамічному режимах

з метою забезпечення допустимих тисків та необхідних напорів у мережі та абонентських системах.

За результатами гідравлічного розрахунку можна вирішити такі завдання.

1. Визначення капітальних витрат, витрати металу (труб) та основного обсягу робіт з прокладання теплової мережі.
2. Визначення характеристик циркуляційних та підживлювальних насосів.
3. Визначення умов роботи теплової мережі та вибору схем приєднання абонентів.
4. Вибір автоматики для теплової мережі та абонентів.
5. Розробка режимів експлуатації.

У містах та населених пунктах тепла мережа повинна прокладатися у відведених для інженерних мереж технічних смугах паралельно червоним лініям вулиць, дорогам та проїздам, поза проїжджою частиною та в зоні зелених насаджень. При цьому необхідно витримувати нормативні відстані від будівельних конструкцій теплової мережі до будівель, споруд та інженерних комунікацій. Після розробки траси теплової мережі складається розрахункова схема теплової мережі та розбиття її на розрахункові ділянки. На схемі мають бути показані джерело тепла та тепловий пункт. Нумерацію слід починати з віддаленого від джерела тепла теплового пункту. Для кожної з розрахункових ділянок має бути проставлена довжина та розрахункова витрата теплоносія. При гідравлічному розрахунку теплових мереж визначаються втрати тиску на ділянках трубопроводів для подальшої розробки гідравлічного режиму та виявлення наявних напорів на теплових пунктах споживачів.

При гідравлічному розрахунку трубопроводів визначають сумарну розрахункову витрату мережної води, що складається з розрахункових витрат на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання. Перед гідравлічним розрахунком складають розрахункову схему теплової мережі з нанесенням на ній довжин та діаметрів трубопроводів, місцевих опорів та розрахункових витрат теплоносія по всіх ділянках мережі.

Втрати тиску на ділянці трубопроводу складаються з лінійних втрат (на тертя) та втрат у місцевих опорах:

$$\Delta H = \Delta H_{\text{л}} + \Delta H_{\text{м}}, \text{ м.} \quad (17.1)$$

Лінійні втрати пропорційні довжині труб і дорівнюють

$$\Delta H_n = \beta \cdot R \cdot l, \text{ м}, \quad (17.2)$$

де R – питома втрата тиску на тертя, кгс/м²;

l – довжина трубопроводу, м;

β – коефіцієнт шорсткості, (для нових труб $\beta = 1$).

Діаметри кожної ділянки підбираються так, щоб питомі втрати напору R були в межах 30–80 Па/м або (3–8 мм/п.м).

Втрати напору у місцевих опорах визначаються залежно від суми коефіцієнтів опорів $\Sigma \xi$ та швидкості води, м/с.

Спочатку проводиться перевірочний розрахунок. Для кінцевих ділянок слід перевірити режим руху. Якщо виявиться, що режим перехідний, то, якщо є можливість, потрібно зменшити діаметр труби. Якщо це неможливо, потрібно вести розрахунок за формулами перехідного режиму.

Уточнюються типи місцевих опорів та їх еквівалентні довжини. Засувки встановлюються на виході та вході колектора, у місцях приєднання розподільчих мереж до магістральних, відгалужень до споживача та у споживачів. Якщо довжина відгалуження менша за 25 м, то допускається встановлювати засувку тільки у споживача. Крім засувок можливі й інші місцеві опори – повороти, зміни перерізу, трійники, злиття та розгалуження потоку тощо.

Для визначення кількості температурних компенсаторів довжини ділянок поділяються на допустиму відстань між нерухомими опорами. Результат заокруглюється до найближчого цілого числа. Якщо на ділянці є повороти, всі вони можуть бути використані для самокомпенсації температурних подовжень. При цьому кількість компенсаторів зменшується на кількість поворотів.

При остаточному гідравлічному розрахунку враховуються фактичні еквівалентні довжини еквівалентів опорів, які визначається за монтажною схемою. Розробка монтажною схемою полягає у розстановці запірної арматури, теплофікаційних камер, нерухомих опор та компенсаторів. Запірна арматура встановлюється:

- на виході теплової мережі із джерела тепла (ТЕЦ);
- у вузлах розгалужень на трубопроводах відгалужень.
- крім основної запірної арматури передбачається встановлення секційних засувок, відстань між якими приймається при D_y більше 100 мм. не менше 1000 м, а при D_y більше 400 мм. не менше 1500 м. Перед секційними засувками, по ходу теплоносія, між подавальним і зворотним трубопроводами встановлюється перемичка $d = 0,3D_y$.

Нерухомі опори встановлюються по всій довжині трубопроводу та у вузлах розгалужень трубопроводів, на трубопроводах більшого діаметра.

Гранично допустимі відстані між нерухомими опорами приймаються відповідно до даних таблиці 17.1.

Як нерухомі опори при прокладці в непрохідних каналах і безканалній прокладці застосовуються щитові нерухомі опори. У теплофікаційних камерах також застосовуються щитові нерухомі опори.

Таблиця 17.1 – Гранично допустимі відстані між нерухомими опорами

D_y (мм)	32	40	50	80	100	125	150	200	250	300	350	400	500
$l_{пр}$ (м)	50	60	60	80	80	90	100	120	120	120	140	160	180

У разі повороту траси під кутом не більше 130° він може бути використаний для цілей самокомпенсації деформацій. Тупіший кут закріплюється нерухомою опорою. Довжина плечей ділянок самокомпенсації має перевищувати 60 % від наведеної довжини.

17.2 Побудова п'єзометричного графіка

Після закінчення гідравлічного розрахунку будується п'єзометричний графік.

На п'єзометричному графіку в масштабі нанесено рельєф місцевості, висота приєднаних будівель, тиск у мережі. За цим графіком легко визначити напір і наявний напір у будь-якій точці мережі та абонентських системах.

По горизонтальній осі нанесено довжини окремих ділянок мережі, показано взаємне розташування по горизонталі характерних споживачів теплоти.

Усі відліки напорів роблять від рівня П, що відповідає зазвичай позначці осі мережевих насосів, що приймаються за геодезичну позначку 0.

Під графіком показана принципова схема теплової мережі, на яку ведуть побудови. Точка А характеризує розташування мережного насоса, точка L відповідає розташування останнього споживача теплоти, висота опалювальної системи якого дорівнює у вертикальному масштабі відрізьку LM. Споживач теплоти віддалений від мережевого насоса на відстань, що дорівнює горизонтальному масштабу відрізьку AL в метрах.

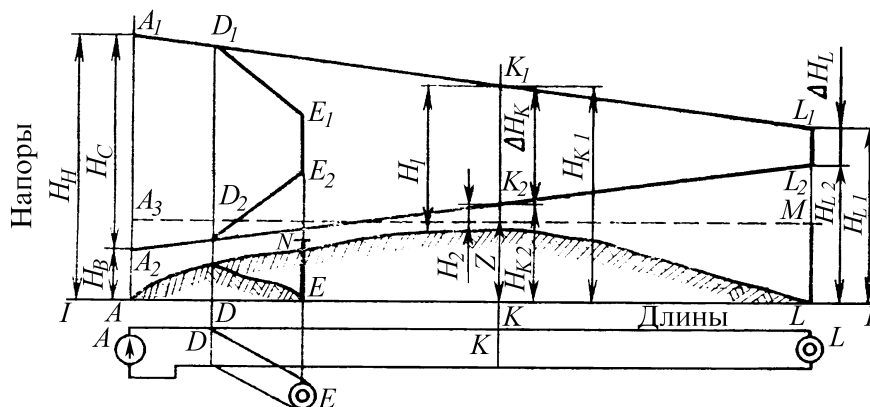


Рисунок 17.1 – П'єзометричний графік двотрубної теплової мережі

У точці D є відгалуження споживача E ; висота опалювальної системи споживача характеризується відрізком EN у вертикальному масштабі. Насос у точці A створює напір у подавальній магістралі H_H , напір у зворотній магістралі H_B . Різниця напорів $H_H - H_B = H_C$ називається напором, що розвивається мережевим насосом. Зміна напорів в подавальній магістралі на графіку показано похилою лінією A_1H_1 . Перевищення точки A_1 над L_1 являє собою втрати напору в подавальному теплопроводі від точки A до точки L .

Втрати напору визначаються гідравлічним розрахунком і складають у подавальному теплопроводі $\Delta H_1 = H_H - H_{L_1}$ і в зворотному теплопроводі $\Delta H_2 = H_{L_2} - H_B$, м. Лінія A_2L_2 показує характер змін напорів в зворотній магістралі. Зміна напорів в теплопроводах відгалуження показана лініями D_1E_1 і D_2E_2 .

В точці D є відгалуження до соживача E ; висота опалювальної системи споживача характеризується відрізком EN у вертикальному масштабі. Насос в точці A створює напір в подавальній магістралі H_H , напір у зворотній магістралі H_B . Різниця напорів $H_H - H_B = H_C$ називається напором, що утворюється мережевим насосом. Зміна напорів в подавальній магістралі на графіку показано похилою лінією A_1H_1 . Перевищення точки A_1 над L_1 представляє собою втрати напора в подавальному теплопроводі відт точки A до точки L .

Різниця напорів в подавальному і зворотному трубопроводах називається наявним напором в точці мережі.

Напір в подавальному теплопроводі в точці K :

$$H_1 = H_{K_1} - Z, \text{ м}, \quad (17.3)$$

де Z – геодезична висота трубопроводу в точці K , м.

Напір у зворотному теплопроводі:

$$H_2 = H_{K_2} - Z, \text{ м}. \quad (17.4)$$

Наявний напір в точці K :

$$\Delta H_K = H_1 - H_2 = (H_{K_1} - Z) - (H_{K_2} - Z) = H_{K_1} - H_{K_2}, \text{ м}. \quad (17.5)$$

По аналогії з вищенаведеною формулою наявний напір в точці L дорівнює:

$$\Delta H_L = H_{L_1} - H_{L_2}, \text{ м}. \quad (17.6)$$

Зміна напорів в теплопроводах, що показано лініями A_1L_1 і L_2A_2 відповідає динамічному режиму системи теплопостачання, тобто при працюючому мережевому насосі та русі теплоносія. При зупинці мережевого насоса та припинення циркуляції теплоносія напори в обох магістралях зрівнюються та встановлюються по верхній позначці найвищої будівлі.

На рисунку 17.1 лінія A_3M – лінія статичного тиску.

При побудові п'єзометричного графіка в період проектування повинні дотримуватися таких умов.

Напори в приєднаних до мережі системах теплоспоживачів не повинні бути більшими за допустимі. В опалювальних абонентських системах напір, що допускається, не повинен перевищувати 60 м. Напір 60 м є граничним для зворотної магістралі; в подавальній магістралі він може бути вище 60 м, так як його завжди можна зменшити (дроселювати) в межі до натиску в зворотній магістралі.

Забезпечення надмірного напору у всіх точках мережі та абонентських систем для попередження підсмоктування повітря.

Забезпечення напорів, що відповідають температурі насичення, у мережі для запобігання закипанню води. У жодній з точок мережі напір у подавальній магістралі не повинен бути нижче статичного напору, тобто п'єзометричний графік подавальної магістралі не повинен перетинати лінію статичного напору.

Мінімальний напір перед мережевими насосами має бути не менше 5 – 10 м.

Напір у місцевих системах споживачів не повинен бути нижчим за статичний самих місцевих систем (статичний напір дорівнює висоті системи). В іншому випадку можливе спорожнення верхньої частини систем та засмоктування повітря.

У точках приєднання споживачів напори повинні відповідати втратам напору в місцевих системах при пропуску теплоносія в розрахункових кількостях.

Підбір мережевого насоса.

Насоси підбираються на витрату G , т/год и напір ΔH , м. ККД насосів не повинен бути меншим 80 % від максимального паспортного ККД.

У закритих системах теплопостачання, приєднаних за залежною схемою, витрата мережевого насоса дорівнює витраті на головній ділянці мережі.

Напір насосу:

$$\Delta H_H = \Delta H_{ТЭЦ} + \Delta H_1 + \Delta H_2 + \Delta H_{аб}, \text{ м}, \quad (17.7)$$

де $\Delta H_{ТЭЦ}$ – втрати напору на ТЕЦ, м;

ΔH_1 – втрати напору в подавальному трубопроводі, м;

ΔH_2 – втрати напору у зворотному трубопроводі, м;

$\Delta H_{аб}$ – втрати напору у абонента.

17.3 Прийом в експлуатацію водяних теплових мереж

Заповнення, промивання, включення циркуляції, прогрів та інші операції з пуску водяних теплових мереж повинні проводитись відповідно до місцевої інструкції, в якій повинні бути наведені необхідні заходи безпеки персоналу пускової бригади.

Швидкість наповнення трубопроводів та підвищення температури води, що подається в теплову мережу, повинна вибиратися залежно від зовнішньої

температури. Заповнення ділянок теплопроводу, що входить у діючу мережу, повинно здійснюватися через зворотну лінію.

Підвищення температури в тепловій мережі при підігріві трубопроводів повинно здійснюватися, щоб уникнути порушення щільності фланцевих з'єднань та пошкоджень зварних стиків, поступово та рівномірно зі швидкістю, що не перевищує 30 °С/год. Заповнення теплової мережі водою із температурою вище 70 °С не допускається.

Заповнення зовнішніх теплопроводів повинно проводитися при відключених системах споживачів під тиском, що не перевищує статичного тиску заповнюваної частини теплової мережі більш ніж на 10 м вод.ст.

Повітряна арматура повинна мати відводи, спрямовані вниз у бік, протилежний робочому місцю спостерігача.

Відкривати та закривати повітряники слід маховиками від руки. Застосування для цих цілей ключів та інших важільних пристроїв не допускається. Щільність запірної арматури повітряників та можливість її відкриття та закриття від руки повинні бути перевірені до початку заповнення теплової мережі.

Промивання трубопроводів теплових мереж із застосуванням стиснутого повітря (гідропневматична) повинно проводитися за нарядом під безпосереднім керівництвом начальника або його заступника відповідно до програми, затвердженої головним енергетиком (механіком).

Температура води, яка використовується для гідропневматичного промивання, не повинна перевищувати 40 °С.

З дозволу начальника керівництво проведенням гідропневматичного промивання трубопроводів діаметром менше 250 мм може бути доручено майстру.

Гідропневматична промивка теплових мереж повинна здійснюватися при відключених системах та теплових пунктах споживачів. Одночасне гідропневматичне промивання теплових мереж та систем споживачів не допускається.

Тиск у тепловій мережі при гідропневматичному промиванні повинен бути нижчим за випробувальний тиск для відповідного трубопроводу (подавального та зворотного) не менше ніж на 3–5 кгс/см². За тиском у характерних (вузлових) точках теплової мережі, що промивається, а також за станом трубопроводів і арматури повинно проводитися безперервне спостереження. Кількість спостерігачів на підземних ділянках теплової мережі має бути не меншою за два, з яких один повинен знаходитися на поверхні землі і стежити за станом спостерігача, що знаходиться в камері.

Спостерігач, що робить вимірювання показань манометрів, повинен виходити з камери після кожного виміру (має знаходитися в камері тільки під час виміру).

До початку гідропневматичного промивання трубопроводів допускаючий до робіт спільно з відповідальним керівником і виробником робіт повинен перевірити стан наміченої до промивання ділянки теплової мережі, правильність установки контрольно-вимірювальної апаратури в пунктах

спостереження, положення запірної арматури на основній магістралі та відгалуженнях, наявність та правильність встановлення заглушки у місцях, передбачених програмою.

До початку робіт з усіх камер ділянки теплової мережі, що промивається, повинна бути повністю відкачана вода і видалені всі сторонні предмети.

Виконання ремонтних робіт та будь-яких інших робіт на ділянках теплової мережі під час їх гідропневматичного промивання, а також перебування поблизу трубопроводів, що промиваються, осіб, які не беруть участь безпосередньо у проведенні промивання, забороняється.

Дренаж водоповітряної суміші з промивних трубопроводів повинен бути виведений з камер і тунелів і відведений у колодязі зливової або фекальної каналізації або в інші водоприймачі за погодженням з місцевими організаціями. Місця скидання повітряної суміші повинні бути захищені та охоронятися від наближення сторонніх осіб.

Скидні трубопроводи на всьому протязі мають бути надійно закріплені. У місця скидання води має бути підкладена плита для запобігання розмиву ґрунту.

Лінія підведення стисненого повітря в трубопровід теплової мережі, що промивається, повинна бути обладнана запірним органом, зворотним клапаном і манометрами, встановленими до і після запірного органу.

Підведення стисненого повітря від компресора здійснюється по сталевих трубах або шлангах, випробуванням на відповідний тиск.

17.4 Увімкнення та вимкнення парових теплових мереж

Прогрів та пуск паропроводів відносяться до небезпечних робіт і повинні проводитися відповідно до місцевої інструкції з наряду.

Наряд на пуск і прогрів паропроводу повинен видаватися відповідальному керівнику робіт (начальнику пуску) у день погодження заявки з теплопостачальним цехом.

Того ж дня відповідальний керівник робіт із пуску паропроводу погоджує порядок прогріву відгалужень із відповідальними представниками споживачів.

До початку прогріву відповідальний працівник зобов'язаний:

а) перевірити стан та забезпечити повне відкриття всієї спускної арматури на ділянці паропроводу, що підлягає пуску;

б) перевірити положення всіх запірних органів (засувок та вентилів) на ділянках паропроводу, що підлягають прогріву, та відгалуженнях до споживачів та привести їх у стан (відкриття або закриття), що відповідає програмі пуску;

в) перевірити стан обладнання на ділянках паропроводу, що підлягають прогріву, та відгалуженнях від нього.

Про результати перевірки майстер повідомляє відповідального керівника робіт.

Перед прогріванням паропроводу відповідальний керівник робіт повинен перевірити готовність його до прогріву, провести інструктаж виробників робіт

та персоналу, пускових бригад, встановити місце свого перебування у різні періоди пуску, порядок зв'язку з виробниками робіт та ін.

Порядок та тривалість прогріву окремих ділянок паропроводів мають бути встановлені місцевою інструкцією.

Прогрів магістральних паропроводів проводиться шляхом подачі пари в паропровід через обвідну лінію головної засувки, а за відсутності обведення - повільним відкриттям самої засувки.

Збільшення ступеня відкриття головної засувки може здійснюватися лише після того, як відповідальний керівник робіт переконається у нормальному перебігу прогріву паропроводу.

При появі гідравлічних ударів персонал, який бере участь у прогріві паропроводу, повинен негайно повідомити про це відповідального керівника робіт.

Відповідальний керівник робіт при отриманні повідомлень про гідравлічні удари повинен зменшити подачу пари на прогрів до повного припинення прогріву. Відновлення прогріву дозволяється лише після виявлення та усунення причин, що спричинили гідравлічні удари в паропроводі. Відновлювати прогрівання паропроводу до виявлення та усунення причин виникнення ударів забороняється.

Пускова бригада повинна складатися не менше ніж з 3 осіб, з яких бригадир – робітник – регулює дренаж конденсату при прогріві, а молодший є помічником, який виконує доручення виробника робіт і підтримує зв'язок з відповідальним керівником робіт.

У камерах, в яких крім ділянки паропроводу, що прогрівається, розміщені інші діючі теплопроводи, до початку прогріву повинна бути знижена температура навколишнього повітря шляхом природної або примусової вентиляції.

Щоб уникнути опіків персоналу під час прогрівання, всі дренажні засувки, вентиляти та крани на паропроводах повинні мати відводи конденсату і пари у бік, протилежний робочому місцю особи, що дренує конденсат.

Робочі, які спостерігають за дренажною арматурою при прогріванні паропроводів, не повинні відволікатися від свого основного обов'язку (дренаж конденсату), поступово прикривати спускную арматуру в міру зменшення кількості конденсату з паропроводу.

У разі якщо в процесі прогрівання паропроводу або при підйомі тиску в ньому виявиться засмічення дренажного штуцера, що може бути встановлено зі зменшення або припинення стоку конденсату або ширяння, дренажний штуцер слід продути шляхом швидкого закриття та подальшого повторного відкриття запірною органу, роблячи ці операції при необхідності 3–4 рази. Якщо продути дренажний штуцер вказаним способом не вдається, його слід прочистити дротом після попереднього зниження тиску паропроводу до 1 кгс/см².

За відсутності можливості визначення тиску в паропроводі очищення дренажного штуцера може здійснюватись тільки після повного відключення паропроводу. Робочий, який проводить прочищення дренажного штуцера, повинен виконувати цю роботу в брезентових рукавицях і розташуватися на

стороні, протилежній виходу конденсату або пари, що дренується, застосовуючи для прочищення відповідно вигнутий дріт.

Операція з продування та прочищення засмічених дренажних штуцерів повинна проводитися з особливою обережністю.

За прогрів відгалужень паропроводів відповідають працівники споживачів, прізвища яких повинні бути повідомлені відповідальному керівнику робіт до початку прогрівання паропроводів споживача.

Подача пари для прогріву відгалужень споживачів здійснюється відкриванням розділової засувки персоналом, відповідальним за пуск, за обов'язкової постійної присутності у розділової засувки представника споживача.

Збільшення або зменшення подачі пари на прогрівання відгалужень може здійснюватися лише за вказівкою відповідального представника споживача.

Про початок та закінчення прогріву кожної окремої ділянки паропроводу відповідальний керівник робіт повинен негайно повідомити відповідального чергового персоналу теплопостачальної організації.

Якщо під час прогрівання паропроводу передбачається його продування для видалення бруду, скидні патрубки повинні бути виведені з камери або тунелю назовні і захищені відбійними щитками. У місцях випуску пари мають бути встановлені контрольні пости.

При зупинці паропроводу після відключення його головною засувкою приступити до дренажу пари через спускную арматуру допускається лише після природного зниження тиску в паропроводі до 1 кгс/см^2 .

Усі дренажні засувки, вентиля та крани повинні залишатися відкритими до наступного прогріву паропроводу.

ЛЕКЦІЯ 18 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА РЕМОНТ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

18.1 Підземні теплопроводи та камери

Обслуговування підземних теплопроводів дозволяється проводити бригадою слюсарів-обхідників (не менше двох осіб). За кожною парою слюсарів-обхідників розпорядженням по цеху має бути закріплена певна ділянка теплової мережі з точним вказівкою меж обслуговування.

До виходу на ділянку старший обхідник повинен ознайомитись зі схемою роботи теплових мереж та параметрами теплоносіїв. Після цього він має отримати дозвіл начальника цеху (майстра) на обхід обладнання за затвердженим графіком.

Слюсар-обхідник повинен мати набір справного інструменту, спецодяг та взуття відповідно до умов обслуговування.

Елементи обладнання, арматура та прилади підземних прокладок, що потребують періодичного огляду, повинні розміщуватись у спеціальних камерах або у нежитлових підвальних приміщеннях, доступних для обслуговуючого персоналу.

Ширина бічних проходів камер (від виступаючих частин арматури) має бути у світлі щонайменше 600, висота камер – щонайменше 2 000 мм.

Для переходу над або під трубами відстань у світлі від зовнішньої поверхні теплової ізоляції до перекриття або дна камери повинна бути не менше 700 мм. При влаштуванні переходу на висоті 800 мм і більше камери повинні обладнуватися перехідними майданчиками та сходами з обох боків майданчика.

Люки повинні мати надійні запори та не допускати пропуску через них поверхневих вод. У відкритих люків повинні встановлюватися огорожі, обладнані дорожніми сигнальними знаками відповідно до існуючих державних норм та «Правил дорожнього руху», а з настанням темряви і при тумані, крім того, червоними ліхтарями. При тривалості робіт у камері до 2 годин як огорожі можуть бути використані переносні триноги, що встановлюються у кожного відкритого люка, а при великій тривалості робіт – пересувні дерев'яні щити.

При виході з камер, розташованих у місцях можливого проїзду транспорту, слід виявляти особливу обережність.

При обслуговуванні обладнання в камерах необхідно проводити природну або штучну вентиляцію. Природна вентиляція проводиться шляхом відкриття не менше двох люків та встановлення в них спеціальних козирків. Штучна вентиляція повинна проводитися за наявності в камерах та тунелях газу та при температурі повітря в них вище 50 °С.

При обслуговуванні чавунної арматури підтягування болтів фланцевих з'єднань дозволяється проводити за температури теплоносія не вище 90 °С. При необхідності підтягування болтів при більш високих температурах теплоносія тиск у трубопроводі не повинен перевищувати 3 кгс/см².

Щоб уникнути зриву різьблення підтягування муфтової арматури і контрольно-вимірювальної апаратури (для усунення течі через різьблення) слід проводити гайковими ключами, розмір яких повинен відповідати граням елементів, що підтягуються, при тиску, що не перевищує 3 кгс/см², дотримуючись при цьому особливої обережності. Застосування для цих цілей газових та інших ключів, а також важелів, що подовжують, забороняється. Перед підтягуванням слід перевірити стан видимої частини різьблення, особливо у штуцерах повітровиків.

Під час роботи теплопроводів слід уникати перебування біля фланцевих з'єднань, запобіжних клапанів та чавунної арматури довше, ніж це необхідно для обслуговування або проведення будь-яких інших робіт.

Стаціонарне електричне освітлення камер повинне виконуватися на напругу 12 В. Для освітлення камер, в які може проникати горючий газ, слід застосовувати вибухобезпечну арматуру.

Для освітлення камер, у яких немає стаціонарного штучного освітлення, повинні застосовуватися акумуляторні ліхтарі.

Використання відкритого вогню для освітлення камер, а також перевірка наявності газу в камерах за допомогою запаленого сірника, паперу забороняються.

На ділянці (у цеху) має бути вивішений список камер, у яких зазначено постійну чи періодичну присутність газу. Перелік камер повинен бути повідомлений під розписку всього обслуговуючого персоналу.

Газонебезпечні камери повинні мати знаки, фарбування люків і утримуватися під надійним запором. Усі газонебезпечні камери та ділянки траси теплової мережі мають бути відмічені на оперативній схемі мережі.

Небезпечними щодо загазованості вважаються камери, в яких можуть спостерігатися концентрації газу вище гранично допустимих за санітарними нормами або що утворюють вибухонебезпечні суміші..

При відкачуванні гарячої води з камер теплової мережі персонал зобов'язаний організувати стік води, що відкачується в зливову каналізацію або інший водосток. Не можна допускати людей у зону відкачування на ділянці, де температура води вища за 40 °С.

Обслуговувати теплопроводи надземної прокладки, розташовані на висоті до 2,5 м від рівня землі, дозволяється зі драбин або приставних сходів.

На ділянках естакад, а також під кронштейнами, де на висоті 2,5 м і більше встановлені елементи обладнання, що потребують обслуговування, мають бути влаштовані майданчики з поручнями та постійними сходами. У разі відсутності майданчиків або риштування роботи виконуються із застосуванням запобіжного пояса, яким робітник повинен прикріпити себе до труби.

Перебування робітників у траншеї під час спуску до неї труб або інших елементів обладнання та арматури, а також під встановленим обладнанням та вузлами трубопроводів до їхнього остаточного закріплення забороняється.

Монтаж обладнання та трубопроводу поблизу електричних проводів (у межах відстані, що дорівнює найбільшій довжині вузла, що монтується, або ланки трубопроводу) повинен проводитися при знятій нарузі. Підйом труб, арматури та інших матеріалів на естакади та інші надземні конструкції теплової мережі може бути дозволений лише після попередньої перевірки (оглядом та розрахунком) міцності несучих конструкцій.

Ходіння трубами, що не мають спеціальних огорож, а також проведення робіт (стоячи або сидячи) на трубах забороняється.

18.2 Випробування теплопроводів

Випробування теплових мереж на розрахунковий тиск і температуру повинно проводитись під безпосереднім керівництвом начальника цеху або його заступника відповідно до програми, затвердженої головним енергетиком (механіком) та погодженої з енергопостачальним цехом.

Випробування на розрахунковий тиск повинно проводитися за температури води в мережі не вище 40 °С.

Одночасне проведення випробувань на розрахунковий тиск та температуру не допускається.

Час проведення випробувань теплової мережі на розрахунковий тиск і температуру теплоносія повинен бути не менше ніж за 48 год повідомлений під

розписку відповідальним уповноваженим споживачів (цехів), приєднаних до ділянки мережі, що випробовується.

На час проведення випробувань теплової мережі на розрахунковий тиск теплові пункти та місцеві системи споживання повинні бути відключені від мережі, що випробовується.

Відключення повинно проводитися першими засувками (з боку теплової мережі), встановленими на подавальному та зворотному трубопроводі теплового пункту, а всі спускні і повітряні крани на тепловому пункті повинні бути повністю відкриті.

При відсутності необхідної щільності арматури, що відключає на тепловому пункті, відключення споживачів слід проводити засувками, встановленими в камерах приєднання споживачів до теплової мережі, або встановленням заглушок на теплових пунктах.

На час випробувань теплової мережі на розрахункові параметри теплоносія має бути організовано постійне чергування персоналу на теплових пунктах та місцевих системах споживачів. На час випробувань теплової мережі на розрахункову температуру встановлюється спостереження за всією трасою теплової мережі, для чого трасою за вказівкою керівника випробувань, виходячи з місцевих умов, повинні бути розставлені спостерігачі з числа експлуатаційного персоналу теплової мережі та споживача за участю відповідних служб підприємства.

Особлива увага має приділятися дільницям мережі у місцях руху пішоходів та транспорту, дільницям, де раніше спостерігалися випадки корозійного руйнування труб.

При випробуванні теплової мережі на розрахункові параметри теплоносія забороняється:

а) проводити на ділянках, що випробовуються, будь-яких робіт, не пов'язаних з випробуваннями;

б) перебувати в камерах та на теплових пунктах особам, які не беруть участь у випробуваннях;

в) розташовуватися проти фланцевих з'єднань трубопроводів та арматури;

г) при випробуванні теплової мережі на розрахункову температуру опускається персоналу в теплові камери дозволяється у разі нагальної потреби лише за вказівкою особи, яка керує випробуваннями.

При випробуванні теплової мережі на розрахунковий тиск теплоносія забороняється також проводити різке підйом тиску і підвищувати тиск вище межі, передбаченої програмою випробування.

Підвищення або зниження температури повинно проводитися зі швидкістю не більше ніж 30 °С/год. Забороняється підвищення температури теплоносія вище передбаченого програмою випробувань та існуючих правил. До початку випробувань на розрахункові параметри теплоносія допускаючий до робіт повинен перевірити правильність встановлення та стан запірної арматури та контрольно-вимірювальних приладів, а також відповідність встановлення заглушок програмі випробувань та існуючим правилам. Обхід

камер та тунелів теплових мереж під час випробувань на розрахункові параметри теплоносія (температура, тиск) повинен проводитись за затвердженою програмою відповідно до правил обслуговування камер з високою температурою.

18.3 Ремонт теплових мереж

До ремонту можуть допускатися робітники, знайомі з обладнанням теплових мереж та спеціально навчені. До початку робіт відповідальний керівник повинен особисто провести інструктаж усіх робочих ремонтних бригад про особливості майбутнього ремонту, звернувши увагу на дотримання правил техніки безпеки.

Забороняється проведення ремонтних робіт на устаткуванні, що знаходиться під тиском та напругою.

Ремонтні роботи у темний час доби можуть проводитися лише за достатнього освітлення відповідно до чинних норм освітлення будівельних, монтажних та ремонтних робіт.

Машини та механізми, що використовуються на ремонтних роботах по трасі теплових мереж, повинні бути встановлені та закріплені у стійкому положенні, що виключає їх перекидання або мимовільне зміщення.

Перед допуском робітників у місця, небезпечні у зв'язку з можливою появою шкідливого газу, у тому числі в камери та шурфи, необхідно ці місця ретельно перевірити. Виявлений газ має бути видалено, після чого проводиться повторна перевірка.

При несподіваній появі шкідливого газу роботи слід негайно припинити та вивести робітників із небезпечної зони.

При роботі в загазованому середовищі повинні застосовуватись молотки, кувалди та інший інструмент із кольорового металу. Інструмент та пристрої, виготовлені з чорного металу, повинні мати покриття, що виключає іскроутворення при ударі. Ріжуча частина зубила повинна рясно змащуватися тавотом або іншим аналогічним густим мастилом. Застосування електродрилів та іншого електричного інструменту, що дає іскріння, у загазованому середовищі забороняється.

Перед початком зварювальних робіт у місцях, де можлива наявність газу, повинна проводитися перевірка повітря на загазованість. Зміст кисню повітря має бути при цьому щонайменше 20,5 % за обсягом. Відбір проб повітря повинен проводитися в місцях, що найбільш погано вентилуються.

Залежно від частки газу відбір повинен проводитися на висоті:

- для газу легше повітря (природного та ін) – з верхньої зони;
- для газу важче за повітря (пропан, бутан та ін.) – з нижньої зони.

Протягом усього часу виконання зварювальних робіт камера повинна добре вентилуватися.

Проведення зварювальних та інших робіт, пов'язаних із застосуванням вогневих засобів, у загазованому середовищі (атмосфері) забороняється.

Виконувати ремонт обладнання та трубопроводів одночасно на різних рівнях по одній вертикалі можна лише за крайньої необхідності та за умови влаштування захисних настилів, що забезпечують безпеку робочих на всіх нижніх позначках.

У процесі виконання ремонтних робіт, пов'язаних з демонтажем обладнання та трубопроводів, повинна бути встановлена послідовність проведення операцій, що забезпечує стійкість вузлів, що залишилися, та елементів обладнання. За стійкістю елементів обладнання і ділянок трубопроводів, що залишилися, повинно вестися безперервне спостереження. Тимчасову електропроводку на місці виконання ремонтних робіт слід виконувати ізольованим проводом та підвішувати на надійних опорах на висоті не менше 2,5 м над робочим місцем, 3 м над проходами та 5 м над проїздами. На висоті менше 2,5 м від землі, підлоги або настилу електричні дроти повинні бути поміщені в труби або короби.

Перевірку збігу болтових отворів фланцевих з'єднань слід проводити лише за допомогою ломиків або оправок. Виконувати цю роботу забороняється пальцями.

Перед початком ремонту теплопроводів допускаючий майстер цеху, дільниці (начальник зміни, цеху) зобов'язаний підготувати робоче місце для забезпечення виконання ремонтних робіт:

- перевірити камеру на загазованість газоаналізатором;
- зробити необхідні перемикання;
- замкнути на ланцюг із замком у присутності відповідального керівника та виробника робіт засувки та вентиля з обох сторін ділянки теплової мережі, що відключається, та з боку відгалужень від нього, а також з боку дренажних та обвідних ліній та перемичок;
- вивісити плакат з написом «Не відкривати: працюють люди» на засувках і вентилях, що відключають ділянку теплової мережі, що підлягає ремонту; з електроприводом засувок і з кабелю, що живить їх, повинна бути знята напруга і видалені запобіжники.

Ключі від замків на засувках і вентилях, що відключають ділянку теплової мережі, що ремонтується, до закінчення ремонту повинні зберігатися у допускаючої особи.

У випадках, коли засувки і вентиля, що відключають, не мають необхідної щільності перед допуском до робіт, дільниця теплової мережі, що ремонтується, повинна бути з'єднана установкою заглушок. Товщина заглушок повинна відповідати тиску робочого середовища (пара чи води).

Заглушки повинні мати ясно видимі хвостовики і встановлюватись, як правило, хвостовиками вгору.

Відповідальний керівник і робітник до початку робіт повинні особисто переконатися в щільному закритті засувок і вентилів і відсутності тиску в трубопроводах. За наявності надлишкового тиску у трубопроводі приступати до ремонтних робіт забороняється.

Дренування води та пари повинно проводитись через спускні арматури. Зниження тиску в трубах та їх дренування шляхом ослаблення частини болтів

фланцевих з'єднань може бути допущене лише у виняткових випадках за відсутності можливості спорожнення трубопроводу через спускні (дренажні) пристрої. Послаблення болтових з'єднань у цих випадках слід проводити з боку, протилежної позиції робітника, який виконує ці роботи.

При роботах у камерах з паралельно діючими теплопроводами відповідальний керівник та виробник робіт повинні вжити заходів щодо охорони людей від опіків та високої температури (огорожі діючого обладнання, вентиляція, спецодяг тощо)

Ремонт важкого обладнання в камерах повинен проводитись з використанням підйомних механізмів (талі, домкрати тощо) із застосуванням відповідних заходів безпеки в особливо обмежених умовах.

Вивезені на трасу труби повинні бути розкладені вздовж траншеї на відстані не менше ніж 1 м від її брівки.

Забороняється монтаж та зварювання труб у підвішеному стані без встановлення підкладок у місцях з'єднання. Монтаж кривих вставок та запірної арматури повинен проводитись під безпосереднім керівництвом відповідального керівника робіт.

Місця виконання зварювальних робіт повинні бути захищені від атмосферних опадів, сильного вітру та сонячних променів навісами, наметами та іншими пристроями.

Під час грози всі роботи на трасі теплових мереж мають бути припинені, а працюючі віддалені від труб та механізмів у безпечне місце.

Роботи з контролю зварних швів із застосуванням джерела рентгенівських та гамма-випромінювань виконуються відповідно до діючих санітарних правил роботи з радіоактивними речовинами та джерелами іонізуючих випромінювань.

Перебування робітників у траншеї під час спуску до неї труб або інших елементів обладнання та арматури, а також під встановленим обладнанням та вузлами трубопроводів до їхнього остаточного закріплення забороняється.

Монтаж обладнання та трубопроводу поблизу електричних проводів (у межах відстані, що дорівнює найбільшій довжині вузла, що монтується, або ланки трубопроводу) повинен проводитися при знятій напрузі.

Підйом труб, арматури та інших матеріалів на естакади та інші надземні конструкції теплової мережі може бути дозволений лише після попередньої перевірки (оглядом та розрахунком) міцності несучих конструкцій.

Ходіння трубами, що не мають спеціальних огорож, а також проведення робіт (стоячи або сидячи) на трубах забороняється.

18.4 Вимоги до персоналу з експлуатації теплових мереж

Особи, що обслуговують теплові установки, теплові мережі та теплові пункти:

а) не повинні мати каліцтв або хвороб (стійкої форми), що заважають виробничій роботі;

б) повинні знати «Правила техніки безпеки при експлуатації тепловикористовувальних установок та теплових мереж», додатково відомчі правила та інструкції стосовно займаної посади або виконуваної роботи, пройти навчання безпечним методам роботи на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника та перевірку знань у кваліфікаційній комісії. Результати атестації оперативного-ремонтного персоналу, а також інженерно-технічного персоналу, що має безпосереднє відношення до експлуатації, ремонту, налагодження, випробування установок і теплових мереж, що користуються теплом, оформлюються протоколом, підписаним головою кваліфікаційної комісії.

Особам, які склали випробування, мають бути видані посвідчення встановленої форми.

Результати атестації технологічного персоналу заносяться до журналу без видачі посвідчень. Особи, які не досягли 18-річного віку, не можуть бути допущені:

- а) до роботи з обслуговування судин, які працюють під тиском;
- б) до робіт на висоті;
- в) до газо- та електрозварювальних робіт;
- г) до робіт з обслуговування підйомних кранів (кранівниками);
- д) до такелажних робіт;
- е) до малярських робіт, пов'язаних із застосуванням нітрофарб, нітроемалей та асфальтових лаків, що проводяться тривало та систематично;
- ж) до робіт з накладення ізоляції, пов'язаних із застосуванням епоксидних смол та лаків;
- и) до земляних робіт, що проводяться тривало та систематично.

Особи, винні у порушенні «Правил техніки безпеки під час експлуатації тепловикористовуючих установок та теплових мереж», піддаються дисциплінарним стягненням або притягуються до адміністративної чи судової відповідальності.

Персонал, що допускається до експлуатації та ремонту тепловикористовувального обладнання в цехах, де для технологічних потреб застосовуються горючі та отруйні матеріали, а також при обслуговуванні камер, у яких можлива присутність газу, повинен знати:

а) отруйна дія газу, пари, допустимі та небезпечні для людини концентрації в повітрі, межі вибухової концентрації горючих газів та методи їх визначення;

б) правила виконання робіт у місцях, небезпечних щодо накопичення газів.

На підприємстві має бути список і план розташування камер, схильних до небезпеки проникнення газів. Адміністрація підприємства зобов'язана забезпечити проведення організаційних та технічних заходів для створення безпечних умов праці, інструктаж та навчання робітників безпечним методам роботи та контроль за виконанням персоналом правил та інструкцій з техніки безпеки.

Персонал, який обслуговує тепловикористовуючі установки та теплові мережі, має бути практично навчений прийомам надання долікарської допомоги постраждалим від нещасних випадків.

Організаційними заходами, що забезпечують безпеку робіт під час експлуатації та ремонту тепловикористовувальних установок, теплових мереж та обладнання, є:

- оформлення роботи нарядом чи усним розпорядженням;
- допуск на роботу;
- нагляд під час роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерви роботи;
- оформлення закінчення роботи.

Для забезпечення безпечної експлуатації тепловикористовувальні установки, теплові мережі та системи повинні бути обладнані арматурою та приладами відповідно до «Правил технічної експлуатації тепловикористовуючих установок та теплових мереж».

При недостатній щільності відключаючої арматури устаткування, що ремонтується, повинно бути відокремлене від діючого за допомогою заглушок. Товщина заглушок повинна відповідати тиску робочого середовища. Для забезпечення швидкого визначення місця встановлення заглушок останні повинні мати добре видимі хвостовики. Після закінчення ремонтних робіт відповідальний керівник і виробник робіт спільно з допускаючим (начальником зміни) зобов'язаний особисто переконатися в тому, що всі роботи дійсно закінчені, заглушки зняті, з ділянки, що ремонтується, видалений робочий персонал і робоче місце прибрано. Тільки після цього можна зняти замки з вентилів та засувок та подати напругу на електроприводи.

Підтяжку болтів фланцевих з'єднань після ремонту допускається проводити при тиску не вище 3 кгс/см².

Увімкнення тепловикористовувальних установок після закінчення ремонтних робіт може бути здійснено лише з дозволу начальника або його заступника.

ЛЕКЦІЯ 19 СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ВІДПУСТКИ ТЕПЛОТИ

19.1 Методи регулювання

Теплове навантаження у теплоспоживачів непостійне і змінюється в залежності від метеорологічних умов, кількості тих, що користуються гарячою водою в системах побутового гарячого водопостачання, режиму роботи технологічного обладнання, режимів систем кондиціонування повітря та вентиляції для калориферних установок та інших факторів.

Для забезпечення високої якості тепlopостачання, економічних режимів вироблення теплоти на котельнях або ТЕЦ та транспортування її тепловими мережами вибирається відповідний метод регулювання.

Методика зміни кількості теплоти, що подається споживачам відповідно до графіків їхнього теплоспоживання, називається *системою регулювання відпустки теплоти*.

Залежно від пункту здійснення регулювання розрізняють *центральне, групове, місцеве та індивідуальне регулювання відпустки теплоти*.

Центральне регулювання теплового навантаження здійснюється біля джерела теплоти – на ТЕЦ чи котельні.

Групове – на групових теплових підстанціях (ГРП), теплових пунктах промислових підприємств.

Місьцеве – на місцевих теплових підстанціях (МРП), у нагрівальних приладах систем теплоспоживання.

Індивідуальне – у споживачів теплоти на приладах, що використовують тепло.

Для забезпечення високої економічності тепlopостачання слід використовувати комбіноване регулювання.

Центральне регулювання застосовується для основного теплового навантаження (наприклад, для опалення та вентиляції), а для регулювання інших видів навантажень використовується групове або місцеве регулювання. Ефективне регулювання може бути досягнуто лише за допомогою відповідних систем автоматичного регулювання (САР).

Групове та місцеве регулювання найбільш зручно здійснювати при застосуванні групових або індивідуальних автоматичних регуляторів, що встановлюються на кожному нагрівальному приладі.

Основна кількість теплоти споживачів витрачається для нагрівальних цілей, тому теплове навантаження залежить від режиму тепловіддачі нагрівальних приладів. Незважаючи на значну конструктивну різноманітність застосовуваних нагрівальних приладів, всі вони зазвичай є теплообмінниками поверхневого типу.

Регулювання відпустки тепла в широких межах впливом на коефіцієнт теплопередачі практично важко здійснити, оскільки він є досить стійким.

Зміна тепловіддачі вимиканням та включенням частини поверхні нагріву можлива лише у споживачів, у цьому випадку неможливо скористатися вигодами центрального регулювання. Зміна часу роботи нагрівальних приладів з метою зміни тепловіддачі може застосовуватися при місцевому способі регулювання, але при різнорідному тепловому навантаженні на цьому принципі неможливо побудувати центральне регулювання.

Найбільші можливості дає регулювання відпуску теплоти у водяних теплових мережах. У *водяних теплових мережах* основне регулювання відпуску теплоти здійснюється центрально наступними способами:

– зміною температури води в подавальному трубопроводі без регулювання витрати води (якісне регулювання);

- зміною витрати мережної води при збереженні постійної температури води в подавальному трубопроводі (кількісне регулювання);
- зміною температури води в подавальному трубопроводі з відповідною зміною витрати води (якісно-кількісне регулювання).

Для коригування центрального регулювання водяних теплових мережах проводять додатково групове або місцеве регулювання.

У *парових мережах* здійснюється лише місцеве регулювання відпустки теплоти. Основні методи регулювання відпуску теплоти при паровому теплоносії полягають у зміні числа годин роботи n та температури конденсації шляхом дроселювання. Перший метод здійснюється роботою "перепустками", а другий метод обмежений, при неможливості знизити тиск в нагрівальних приладах нижче 0,1 МПа, а температуру нижче 100 °С.

Для отримання широкого діапазону регулювання необхідно переводити установку працювати під вакуумом, що завжди можливо.

Центральному регулюванню теплового навантаження має надаватися перевага у всіх випадках. Вибір методу регулювання та виду температурного графіка залежить від превалюючого навантаження в системі теплопостачання. У житлових районах це теплове навантаження водяних систем опалення в промислових районах переважає навантаження повітряного опалення та вентиляції. При різнорідному тепловому навантаженні з центральним регулюванням повинно проводитись регулювання всіх видів теплового навантаження: групове або місцеве у вузлах приєднання груп однотипних приладів та індивідуальне – на теплоспоживаючих приладах.

У закритих системах теплопостачання за наявності в районі навантаження на опалення та гаряче водопостачання застосовується центральне якісне регулювання за суміщеним навантаженням.

У відкритих системах теплопостачання, в мережах з підвищеною гідравлічною стійкістю за наявності у абонентів навантаження на опалення та гаряче водопостачання застосовується якісно-кількісне регулювання за суміщеним навантаженням.

У мережах зі зниженою гідравлічною стійкістю доцільно застосовувати якісне регулювання.

19.2 Керованість тепловими мережами

Основні засади проєктування теплових мереж:

- простота;
- надійність;
- економічність;
- керованість;
- резервування.

Під керованістю розуміють можливість узгоджені зміни режиму роботи всіх ланок системи теплопостачання. Керованість визначається трьома факторами:

- 1) наявністю авторегуляторів. Будь-яка автоматизована система керована;

- 2) гідравлічною стійкістю;
- 3) кількістю самостійних елементів системи.

Можливо два типи структури теплової мережі:

1) знеособлена – відгалуження до розподільних ліній та розподільні лінії до магістралей приєднуються через засувку. Для системи характерний жорсткий гідравлічний зв'язок всіх елементів;

2) секційована – відгалуження до розподільних ліній приєднуються через засувку, а розподільні лінії до магістралей – через контрольні розподільчі пункти (КРП). В цьому випадку в розподільній лінії за допомогою засобів автоматизації на КРП встановлюється режим тиску, не пов'язаний з режимом тиску в магістралі.

Якщо порівняти між собою секціоновану та знеособлену мережі за трьома наведеними вище показниками, то краще мережа секціонована.

КРП може приєднуватися до трубопроводів мережі з двох сторін секційної засувки. КРП можуть бути індивідуальні (на одну будівлю), групові (на 5 - 10 будівель) та районні (до 100 будівель). КРП дозволяє:

- підтримувати постійний тиск у зворотній лінії і перепад тиску в розподільній лінії;
- підвищити температуру води в магістральній лінії та знизити витрату води в магістралі;
- швидко виявити аварію та відсікати аварійну розподільчу лінію від магістралі, що дозволяє знизити втрати в аварійній ситуації.

Резервування магістральних та розподільчих ліній вирішується за допомогою перемичок. Вважається, що системи мають резерв, якщо перерозподіл води в аварійних ситуаціях займає трохи більше 3 годин.

Виконання перемичок:

– при резервуванні магістральних ліній перемички роблять однотрубними, але приєднують до подавального і зворотного трубопроводів. Перемички виконуються в районі секційних засувок. В аварійних режимах допускається зниження витрати води до 65 % від розрахункового при одночасному збільшенні перепаду температури в мережі;

– при резервуванні розподільчих ліній перемички робляться двотрубними, оскільки можуть бути використані під час літніх ремонтів. При резервуванні розподільчих ліній витрати води повинні зберігатися 100 %. Резервування з допомогою перемичок вирішується у радіальних розподільних лініях. З метою резервування розподілу доцільно виконувати за кільцевими схемами, приєднуючи їх до одного або двох КРП і до однієї або двох магістралей.

ЛЕКЦІЯ 20 ОСНОВНІ НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

20.1 Основні причини поганого стану систем тепlopостачання

Джерело тепла.

Котли в більшості котелень країни виробили свій ресурс і потрібна їхня заміна. Навіть парові котли, що відпрацювали свій ресурс, можуть служити ще до 15 років, якщо їх перевести у водогрійний режим. При зниженні максимальної температури на виході котла до 115 °С їхня теплова продуктивність не падає, а навіть зростає на 10–15 %. Використання дахових котелень не вирішує загальної проблеми міст, оскільки згодом збільшуються експлуатаційні витрати.

Обладнання хіміводопідготовки (ХВП) фізично застаріло і потрібна його реконструкція або заміна ХВП більш сучасними технологіями. Деаератори у багатьох котелень вийшли з ладу і не працюють. В результаті вода на живлення котлів та підживлення мереж подається з великим вмістом кисню, що призводить до інтенсивної корозії котлів, теплових мереж та опалювальних систем. З хіміводопідготовки та деаерації в залежності від стану обладнання проводяться реконструкція та режимно-налагоджувальні випробування. Якщо стан обладнання ХВП незадовільний, то показано впровадження комплексної обробки води, тобто автоматичне дозування реагенту в живильну воду. Проводиться навчання персоналу. Ця технологія настільки ефективна, що вона окупається за 4-5 місяців.

Теплові мережі.

У м. Харкові втрати тепла через корродовані трубопроводи та відсутність (або виходу з ладу) ізоляції на окремих ділянках мереж досягають 40 % і в середньому оцінюються у 20 %. Шлях зниження втрат один – планова заміна всіх труб теплових мереж на попередньо ізольовані у пінополіуретані. Трубопроводи прийшли в старий стан і в більшості міст навіть не піддаються гідравлічним випробуванням не тільки на тиск на 1,25 від робітника, але навіть і на робочий тиск. І, як результат, підвищена аварійність у теплових мережах, при цьому вся встановлена в мережах запірна арматура морально та фізично застаріла і часом неможливо відключити окремі ділянки.

Теплові мережі розрегульовані. Більшість систем тепlopостачання міст, особливо малих, працюють за нестійких режимів. Споживачі, підключені до мережі в найбільш віддалених точках від джерела тепла, не догріваються і для забезпечення циркуляції мережна вода з систем опалення зливається в каналізацію. Проводиться розробка оптимальних режимів з подальшим впровадженням та регулюванням теплової мережі з навчанням персоналу правильним методам експлуатації. Ця технологія вкрай необхідна, тому що припиняються скарги на незадовільне тепlopостачання і кожен споживач отримує стільки тепла, скільки йому необхідно.

Теплові пункти

Навіть якщо обладнання ЦТП ще перебуває у функціональному стані, воно морально застаріло та потребує термінової заміни. Реконструкція ЦТП має комплексний характер через те, що пункти, побудовані 20–30 років тому, вже встигли застаріти на всіх рівнях.

Якщо вузол вводу теплового пункту немає належної системи фільтрації, його реконструюють насамперед. В даному випадку мається на увазі установка сіткових фільтрів та грязьовика. Механізм установки фільтрів залежить від того, в якій системі проводиться реконструкція – у відкритій чи закритій.

У 90 % випадків реконструкції теплових пунктів вона неминуче стосується вузла приладу обліку. Так, змінюється як сам прилад обліку на більш сучасний, так і вся супутня арматура.

Реконструкцію вузла регулювання тиску також проводиться в обов'язковому порядку, але в даному випадку реконструкція буде пов'язана з автоматизацією теплового пункту, так як контроль за тиском систем, захист від перегріву теплоносія і багато інших показників можуть виконуватися тільки за допомогою автоматичного контролю надточних приладів.

Як правило, також потрібна установка насосів, що підкачують, автоматичних відсікаючих клапанів і регуляторів підпору.

Комплексна реконструкція ЦТП не буде повною без заміни водонагрівальних елементів. Як сучасні швидкісні водонагрівачі рекомендується використовувати пластинчасті моделі. Якщо йдеться про обслуговування невеликих будівель, можна використовувати ємнісні водопідігрівачі для забезпечення мешканців гарантованим запасом гарячої води. Пластинчасті водонагрівачі можуть приєднуватися до системи теплопостачання за одно- або двоступінчастою схемою.

Ну і звісно важко уявити реконструкцію ЦТП без впровадження автоматизації. Сучасні системи дозволяють підтримувати необхідну температуру та тиск у трубопроводі залежно від заданих параметрів. Автоматика виконує керування основним та резервним насосом водопостачання, а також наносами підживлення та опалення. Алгоритм керування опалювальними системами, системами гарячого водопостачання дозволяє застосовувати обладнання автоматизації, яке унеможливає програмування. Універсальність автоматичних регуляторів, які відповідають за контроль вищезазначених параметрів, дозволяє звести до мінімуму втручання людини в їхню роботу, що скорочує ймовірність помилки, продиктованої людським фактором.

20.2 Напрями розвитку систем теплопостачання

Україна належить до енергодефіцитних країн та забезпечує свої потреби у паливно-енергетичних ресурсах (ПЕР) за рахунок власного видобутку менш ніж на 50 %. Водночас ефективність використання ПЕР в економіці України та

соціальной сфері дуже низька. Енергоємність валового внутрішнього продукту в Україні сьогодні більш ніж удвічі перевищує енергоємність у промислових країнах Західної Європи і продовжує зростати.

У 1997 р. КМ України затвердив Комплексну державну програму енергозбереження, в якій ключовим є питання ефективного використання ПЕР для подолання кризових явищ у нашій економіці, вирішення соціальних проблем, збереження довкілля.

Сьогодні ми не можемо застосовувати стандарти західних країн, оскільки Україна має застарілу технологічну базу. Це одна з причин, інша – в умовах спаду економіки, коли обладнання завантажено не повністю, питомі енерговитрати зростають. Ось чому необхідно поступово знижувати витрати за рахунок впровадження нових енергозберігаючих технологій, обладнання та матеріалів. Ці заходи повинні мати невеликий термін окупності та високу економічну ефективність.

У невиробничій сфері також є проблеми енергоспоживання, зокрема велике споживання тепла на опалення та гаряче водопостачання. Враховуючи високі ціни на енергоносії, витрати на створення комфортних умов у громадських будинках стають непомірно більшими. Зменшення витрат у галузі енергопостачання можливе як в організаціях та підприємствах, що виробляють теплову енергію, так і у споживачів тепла. При цьому слід зазначити, що підвищення ефективності використання палива виробниками теплової енергії можливе за їхнього рівня техніки на 2–4 %, а зменшення теплоспоживання споживачами теплоенергії можливе на 20–40 %.

Охорона навколишнього середовища має займати важливе місце у виробництві теплової енергії. Тому при виборі централізованого чи децентралізованого теплопостачання необхідно враховувати екологічний аспект. Гідравлічний та тепловий режими визначають економічну та надійну роботу систем теплопостачання. Це зумовлює необхідність застосування двотрубної системи теплопостачання з установкою в ІТП пластинчастих теплообмінників, підключенням місцевих систем опалення за незалежною схемою, а систем гарячого водопостачання за одноступінчастою схемою. Застосування ІТП дозволяє підтримувати в зовнішніх теплових мережах оптимальний гідравлічний режим, а внутрішні системи у зв'язку з низькими температурами і тиском теплоносія виконувати з полімерних матеріалів. Комбінована вироблення електричної та теплової енергії вимагає зниження температури теплоносія, що повертається на джерело. Це можливо, якщо прийняти розрахункові температури в системах опалення будівель не $95-70^{\circ}\text{C}$, як це вимагають норми, а нижче: $95-50^{\circ}\text{C}$. Це знизить витрати теплоносія та втрати тепла під час транспортування. Найбільша економія тепла до 50 % може бути отримана при застосуванні сучасних будівельних конструкцій з підвищеними термічними опорами теплопередачі. Такі конструкції слід закладати у нове будівництво та застосовувати при реконструкції будівель.

За оцінкою підприємства «Харківські теплові мережі», потенціал енергозбереження систем централізованого теплопостачання в м. Харкові

оцінюється в сотні тисяч тонн умовного палива. Для реалізації наявного потенціалу енергозбереження пропонується:

- модернізація теплових мереж за новими технологіями;
- встановлення приладів обліку у споживачів та на джерелах;
- встановлення нового обладнання на ТЕЦ;
- реконструкція опалювальних котелень із заміною існуючих котлів на більш ефективні;
- децентралізоване розподілення тепла через індивідуальні теплові пункти (ІТП).

Основні напрямки розвитку систем теплопостачання

Максимальне наближення джерела енергопостачання до споживача зменшення втрат при транспортуванні.

Застосування двотрубних теплових систем із встановленням в ІТП пластинчастих теплообмінників.

Системи опалення для можливості індивідуального регулювання повинні виконуватись у двотрубному виконанні.

Підвищення теплотехнічних властивостей захисних конструкцій будівель.

Безканальна зовнішня прокладка теплових мереж із попередньо ізолюваних труб.

Максимальна автоматизація технологічного устаткування.

Застосування індивідуальних та групових засобів обліку споживання енергоресурсів.

Підвищення рівня екологічного захисту довкілля. Гнучка паливна технологія застосування природного газу, вугілля, нафти та біомаси.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Єнін П. М. Теплопостачання : навч. посіб. / П. М. Єнін, Н. А. Швачко. – Київ : Кондор, 2007. – 302 с.
2. Прядко М. О. Теплові мережі : навч. посіб. / М. О. Прядко, В. І. Павелко. – Київ : Алеута, 2005. – 187 с.
3. Бережнов І. О. Улаштування і експлуатація теплових і газових мереж : навч. посіб. / І. О. Бережнов, М. О. Шульга. – Київ : НМК ВО, 1992. – 123 с.
4. Пешехонов М. І. Проектування теплопостачання : підручник – М. І. Пешехонов. – Київ : Вища школа, 1982. – 328 с.
5. Методичні вказівки до практичних завдань та самостійної роботи з дисципліни «Теплопостачання» : для студентів 4–5 курсів усіх форм навчання за напрямом підготовки «Теплогазопостачання і вентиляція» / Харків. нац. акад. міськ. госп-ва ; [уклад. Т. О. Євсєєва, О. М. Лобко]. – Харків : ХНАМГ, 2009. – 15 с.
6. Боженко М.Ф. Джерела теплопостачання та споживачі теплоти : навч. посіб. / М. Ф. Боженко, В. П. Сало. – Київ : ІВЦ «Політехніка», 2004. – 192 с.
7. Алабовський О. М. Проектування котелень промислових підприємств: Курсове проектування з елементами САПР : навч. посіб. / О. М. Алабовський, М. Ф. Боженко, Ю. В.Хоренженко. – Київ : Вища шк., 1992. – 207с.

Електронне навчальне видання

МАЛЯВІНА Ольга Миколаївна
МІЛАНКО Вікторія Анатоліївна

ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського)
рівня вищої освіти денної і заочної форм навчання зі
спеціальності 192 – Будівництво та цивільна інженерія,
освітньо-професійна програма «Теплогазопостачання і вентиляція»)*

Відповідальний за випуск *В. В. Гранкіна*
За авторською редакцією
Комп'ютерне верстання *В. А. Міланко*

План 2022, поз. 111Л

Підп. до друку 12.04.2023. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 8,5

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
№ ДК 5328 від 11.04.2017.