

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА КІБЕРФІЗИЧНИХ СИСТЕМ

Кваліфікаційна робота

_____ перший бакалаврський _____
(рівень вищої освіти)

на тему: «Вдосконалення системи тепlopостачання житлових будинків по
вулиці Незалежної України»

Виконав: студент __ IV __ курсу, групи _6.1440-с_
Спеціальності __ 144 «Теплоенергетика»
освітньої програми _Теплоенергетика_____
_____ Гаркуша Олександр Костянтинович _____
(ініціали та прізвище)

Керівник доц. каф., к.т.н. Карпенко Г.В.
(вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент доц., к.т.н. Осаул О.І.
(вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Кафедра _____ Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти _____ перший бакалаврський _____
Спеціальність _____ 144 Теплоенергетика _____
Освітня програма _____ Теплоенергетика _____

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____

« 10 » червня 2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гаркуша Олександр Костянтинович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) «Вдосконалення системи теплопостачання житлових будинків по вулиці Незалежної України» _____

керівник роботи Карпенко Ганна Володимирівна, канд. техн. наук. _____

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом ЗНУ від « 29 » грудня 2022 року № 1893-с _____



















2 Строк подання студентом роботи 22 червня 2023 року.

3 Вихідні дані до роботи: м. Запоріжжя, вулиця Незалежної України

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Загальна характеристика міста, аналіз існуючої системи теплопостачання, гідравлічний розрахунок, підбір мережевих насосів, конструкція трубопроводів, спосіб прокладки теплових мереж, підбір обладнання ІТП, автоматизація

Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Титульний аркуш, мета та завдання роботи, потреби у тепловій енергії по категоріям споживачів, виробництво теплової енергії для ГВП, споживання теплової енергії у 2018-2021 рр, розрахункова схема теплової мережі, результати гідравлічного розрахунку, насос MAGNA3 40-180 F 50 Гц, труби в ППУ ізоляції із поліетилену ПЕ, характеристика обраного теплообмінника, функції автоматичного управління та контролю системи опалення.

5 Консультанти розділів роботи


Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
2	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
3	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
4	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
5	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
6	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
7	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
8	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
9	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		

6 Дата видачі завдання 17.01.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Гідравлічний розрахунок	21.02.2023	
2	Розрахунки та вибір живильних насосів	13.03.2023	
3	Підбір обладнання ІТП	16.03.2023	
4	Графічна частина:		
5	- схема теплової мережі	26.03.2023	
6	- розміщення обладнання	12.04.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	14.05.2023	

Студент


(підпис)

О.К. Гаркуша

(ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)

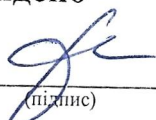

(підпис)

Г.В. Карпенко

(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер


(підпис)

С.Є. Чижов

(ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Розрахунково - пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи на тему «Вдосконалення системи теплопостачання житлових будинків по вулиці Незалежної України» складається з 60 сторінок, 7 таблиць, 1 рисунку, 2 графіків, 40 джерел посилань, 5 додатків на 15 сторінок.

РЕКОНСТРУКЦІЯ, КОТЕЛ, НАСОС, АРМАТУРА, ІЗОЛЯЦІЯ, КАТІОННИЙ ФІЛЬТР, ПОТУЖНІСТЬ, ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ, ЕНЕРГІЯ, ВИРОБНИЦТВО

Метою проекту є розгляд можливості заміни котельні для централізованого теплопостачання на індивідуальні теплові пункти по вулиці Незалежної України м. Запоріжжя

Згідно вихідних даних Джерелами централізованого теплопостачання на розрахунковий період прийняті існуючі опалювальні котельні міста.

Для теплопостачання житлово-комунального сектору широко застосовуються водогрійні котельні установки. Особливістю роботи таких котлів є робота при постійній витраті мережевої води. Навантаження котлів регулюється зміненням температури входу і виходу шляхом зміни форсування топки, тобто шляхом змінення витрати палива на котельну установку.

Кількість зайнятого населення на 01.01.2018 р. у Запоріжжі складала 445,8 тис. чол. з яких 53,5 % зайнятого у матеріальній сфері. Рівень офіційно зареєстрованого безробіття у місті у 2018 р. становив 1,06. Запоріжжя має потужний економічний потенціал, який характеризується масштабністю та різноманітністю галузей, виробництв та видів діяльності.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

Умовні позначення

Q – тепловий потік, кількість теплоти;

k – коефіцієнт теплопередачі;

F – площа поверхні;

Δt – температурний перепад;

t – температура;

L – довжина;

V – об'єм;

G – витрата;

m – кратність повітрообміну;

ρ – густина;

c – теплоємність;

ω – швидкість;

f – площа поперечного перерізу каналу;

d – діаметр трубопроводу.

Індекси

Нижні:

о – опалення;

макс –максимальний;

сер –середній;

вн – внутрішній;

р– розрахункова;

річн –річна;

п – повітря;

гв – гаряча вода; хв – холодна вода;

зовн – зовнішній;

сист – система;

вит – витікання;

м.п – мережевий підігрівник; в.к – водогрійний котел;

пер – перепуск;

рец – рециркуляція; зав – завантаження; м – мережа;

мн – мережний насос; в – вода;

тр – трубопроводи.

Верхні:

л – літній період;

тах – максимальний;

в.п – власні потреби;

гв – гаряча вода;

в – відпуск;

ном – номінальна;

д – дійсна;

м – мережа.

Скорочення

ГВП – гаряче водопостачання;

ТОА – теплообмінний апарат;

ХВО – хімічна водо підготовка;

ККД – коефіцієнт корисної дії

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА	9
1.1 Місто Запоріжжя	9
1.2 Кліматологічні умови	9
1.3 Житлові та громадські будівлі у місті	11
1.4 Водопостачання у місті	12
2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	15
2.1 Опис системи теплопостачання	15
3 ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК	20
3.1 Визначення розрахункових витрат теплоносія	20
3.2 Підбір діаметрів трубопроводів	22
3.3 Кінцевий розрахунок	24
4 БУДУВАННЯ П'ЗОМЕТРИЧНОГО ГРАФІКУ РОЗРАХУНКОВОЇ МАГІСТРАЛІ	29
5 ПІДБІР МЕРЕЖЕВИХ І ЖИВИЛЬНИХ НАСОСІВ	35
6 КОНСТРУКЦІЯ ТРУБОПРОВОДІВ	37
6.1 Нерухомі опори	37
6.2 Трубопроводи, арматура	37
6.3 Теплоізоляція	38
6.4 Розрахунок ділянки із П - образним симетричним компенсатором	40
7 СПОСІБ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ	46
8 ПІДБІР ОБЛАДНАННЯ ІТП	48
8.1 Опис схеми ІТП	48
8.2 Арматура в ІТП	48
8.3 Підбір пластинчастого теплообмінника	49
8.4 Підбір регулюючих клапанів системи ГВП та опалення	49
8.5 Підбір насосного обладнання	51
9 АВТОМАТИЗАЦІЯ	52
9.1 Призначення системи автоматики ІТП	52

9.2	Склад і функціональні можливості системи автоматички вузлів системи опалення та підготовки води на ГВП	53
9.3	Склад і функціональні можливості вузла комерційного обліку тепла	54
9.4	Електропостачання	55
	ВИСНОВОК	56
	СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	57

ВСТУП

Місто Запоріжжя - крупний індустріальний та культурний центр півдня України, адміністративний центр Запорізької області, у якому сконцентровано близько 75 % загально - обласного промислового виробництва та 43 % населення області.

Населення міста на 1 січня 2018 року складало 765,1 тис. чол. За даними Всеукраїнського перепису населення 2019 року чисельність населення м. Запоріжжя становила 817,9 тис. чол. Зменшення населення відбувається починаючи з 2015 р. і за останні п'ять років середньорічне скорочення кількості населення склало біля 7 тис. чол. Починаючи з 2015 року рівень смертності населення міста більш ніж у 2 рази перевищує рівень народжуваності.

Погіршується і вікова структура населення (демографічне навантаження на працездатне населення становить 696 чол. на 1000 населення у працездатному віці). Все це свідчить про складну демографічну ситуацію, що склалася у місті.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1 Місто Запоріжжя

Територія міста у адміністративних межах складає 331,5 км², з них забудовані території дорівнюють 176,0 км², або 53 %. Біля 17 % території міста займають промислові підприємства та комунально-складські об'єкти. Щільність населення складає 2467 чол. /км². Територія міста поділяється на 7 адміністративних районів.

Крім того, самостійною адміністративно-територіальною одиницею є селище міського типу - Тепличне, підпорядковане Шевченківській районній раді.

Кількість зайнятого населення на 01.01.2018 р. у Запоріжжі складала 445,8 тис. чол. з яких 53,5 % зайнятого у матеріальній сфері. Рівень офіційно зареєстрованого безробіття у місті у 2018 р. становив 1,06. Запоріжжя має потужний економічний потенціал, який характеризується масштабністю та різноманітністю галузей, виробництв та видів діяльності.

У місті зосереджено 6,4 % обсягу промислового випуску України. Централізована система теплопостачання міста Запоріжжя є однією з найбільших у Україні та забезпечує теплом більш 70% жителів Запоріжжя. У останні роки у зв'язку з ростом тарифів на природний газ почали швидко накопичуватися проблеми, які ставлять під загрозу подальше існування централізованої системи теплопостачання міста.

1.2 Кліматологічні умови

Місто Запоріжжя розташовано у північно-східній частині України, по обох берегах Дніпра. у цілому клімат міста помірно-континентальний, з м'якою зимою і теплим (іноді спекотним) літом.

Температура зовнішнього повітря

Останні 100 – 120 років температура повітря у Запоріжжі, так як і у цілому на Землі, має тенденцію до підвищення. А протязі цього періоду середньорічна температура піднялася щонайменше на 1,0 °С. Найбільше теплим за весь період нагляду виявився 2018 р. Найбільше підвищення температури пройшло у першій половині року (таблиці 1.1 – 1.3).

Таблиця 1.1 - Кліматичні умови у місті Запоріжжя

Середня температура по місяцях											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-4,9	-4,2	1,0	9,0	16,4	20,1	22,8	21,6	16,0	9,3	2,8	-2,3

Таблиця 1.2 - Температури у місті Запоріжжя

Середньорічна	Абсолютна мінімальна	Абсолютна максимальна	Середня максимальна найбільш жаркого місяця	Найбільш холодної доби за безпеченням		Найбільш холодної п'ятиденки за безпеченням		Період з середньодобовою температурою повітря				Середня температура найбільш холодного	Тривалість періоду із середньодобовою температурою $\leq 0, ^\circ\text{C}$,
				0,98	0,92	0,98	0,92	$\leq 8, ^\circ\text{C}$		$\leq 10, ^\circ\text{C}$			
								тривалість, доби	середня температура, $^\circ\text{C}$	тривалість, доба	середня температура, $^\circ\text{C}$		
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
7,2	-32	39	25,6	-27	-24	-23	-21	187	-1,1	204	-0,2	-10	118

Таблиця 1.3 – Амплітуда температури

Амплітуда температури по місяцях, середня/максимальна											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<u>5,4</u>	<u>5,9</u>	<u>6,9</u>	<u>10</u>	<u>11,3</u>	<u>11,3</u>	<u>11,3</u>	<u>11,6</u>	<u>11,0</u>	<u>8,6</u>	<u>5,9</u>	<u>5,0</u>
19,3	15,3	16,9	19,7	18,9	18,9	19,2	19,6	20,5	18,6	14,8	15,6

Вологість зовнішнього повітря

Відносна вологість повітря складає у середньому 73%, найменша вона у серпні(62%), найбільша – у грудні (87%) (таблиця 1.4) .

Таблиця 1.4 – Вологість зовнішнього повітря

Місяць	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Рік
Відносна вологість, %	84	83	79	68	63	64	63	62	67	75	84	87	73

Атмосферні опади

В середньому за рік у Запоріжжі випадає 510 мм атмосферних опадів, менше всього їх у жовтні, більше всього – у липні (таблиця 1.5).

Таблиця 1.5 – Атмосферні опади.

Опади, мм											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
49	39	36	38	46	60	48	40	32	27	43	52

В середньому за рік у місті спостерігається 121 день з осадками, менше всього їх (по 6 – 7) у серпні та вересні, більше всього (18) у грудні.

1.3 Житлові та громадські будівлі у місті

Більше половини житлового фонду міста знаходиться у приватній власності громадян (55,7%), з нього приватне житло становить 14,0%, приватизоване 41,7%. Житловий фонд, підпорядкований міській раді складає 24,9%, фонд житлових та житлово-будівельних кооперативів - 11,7%, відомчий 7,7%.

Багатоквартирний житловий фонд становить 13,7 млн. м і нараховує

249,4 тис. квартир, серед яких найбільший відсоток (42,9%) припадає на двокімнатні квартири. Комунальні квартири складають 1,7%.

В багатоквартирній житловій забудові переважають 9-ти поверхові будинки (43 %). Середня поверховість житлових будинків м. Запоріжжя становить 3,8 поверхи.

Приватний одноквартирний житловий фонд (2,2 млн. м) нараховує 38,7 тис. будинків, 25% з яких мають двох домовласників.

Існуюча житлова забезпеченість мешканців міста складає 19,4 м², що дещо нижче ніж по міській місцевості України (19,9 м /люд) і більш ніж у два рази нижче у порівнянні з країнами ЄС (35-45 м²/люд).

На сьогодні у м. Запоріжжі біля 1,4 млн.м² (8,8%) загальної площі житлового фонду знаходиться у санітарно - захисних зонах від промислових, комунальних та інших об'єктів, у ньому мешкає біля 72 тис. чол.

Житловий фонд непридатний для проживання, що складається з ветхого (78,1 тис. м) та аварійного (2,5 тис. м) нараховує біля 80,0 тис. м . Житловий фонд гуртожитків - 714,2 тис. м² або 4,5 % від загального обсягу. На квартирному обліку тих, хто потребує поліпшення житлових умов, на 01.01.2016 р. перебуває 42,3 тис. сімей, з яких 7,5 тис. сімей користується правом першочергового одержання житла.

Житловий фонд Запоріжжя має високий ступінь благоустрою: 94,9 % його обладнано централізованими системами водопроводу та каналізації; 94,5 % - центральним опаленням; 92,3 % - ваннами; 92,7 % - газом, 3,5 % - підлоговими електроплитами.

В цілому у м. Запоріжжі сформувався розвинутий соціально - культурний потенціал. Проте кількість та здатність деяких об'єктів не у повній мірі забезпечує потреби населення міста.

1.4 Водопостачання у місті

Сучасні об'єми водоспоживання характеризується такими показниками: за 2015 р. (максимальний рівень) - використання води, усього 478,3 млн.м³, у

т.ч. на госпитні потреби 167,3 млн.м³, на виробничі потреби 310 млн.м³, з них води питної якості 36,2 млн.м³; системи оборотного і повторного водопостачання 1473 млн.м³, економія води природних джерел за рахунок цих систем 82,6 %.

За 2017 р. - усього 291,5 млн.м³, середньодобове - 798,6 тис. м³ (61 % до рівня 2010 р.), у т.ч. на госпитні потреби 105,9 млн.м³ (36 %), на виробничі потреби 160,8 млн.м³ (55 %), з них води питної якості 29,4 млн.м³; системи оборотного і повторного водопостачання 974,5 млн.м³, економія води 85,8 %.

Водопостачання міста здійснюється централізованим комунальним водопрово- дом і локальними системами підприємств і організацій.

Встановлена виробнича продуктивність комунального водопроводу 510 тис.м³/добу. Джерело водопостачання - р. Дніпро. Головні споруди (водозабори, станції очищення та знезаражування води) розташовані на обох берегах Дніпра у північній частині міста та випусків стічних вод. Джерело водопостачання та головні споруди забезпечені нормативними зонами санітарної охорони.

Продуктивність Дніпровської водопровідної станції лівого берега (ДВС-1) 410 тис.м³/добу. Після обробки вода насосами другого підйому подається на ділянки споруд третього підйому "Павло - Кічкас", "Леваневська", "Шевченко". За топографічними та планувальними умовами система водопостачання має три зони. Для водопостачання частини забудови використовуються місцеві насосні станції підкачки.

Продуктивність головних споруд правого берега (ДВС-2) 100 тис.м³/добу. Основний об'єм води споживається у північній частині правобережжя, що практично межує з головними спорудами, у південну частину вода подається транзитним водоводом на ділянку

Рідкі відходи передбачається знешкоджувати на очисних спорудах промпобутової каналізації. На кінець розрахункового періоду генерального плану намічається каналізування усєї забудови міста, тому обсяг відходів має поступово зменшуватися.

В цьому розділі розглянуті основні характеристики міста, а саме:

Територія міста у адміністративних межах складає 331,5 км²

Існуюча житлова забезпеченість мешканців міста складає 19,4 м², що дещо нижче ніж по міській місцевості України (19,9 м /люд) і більш ніж у два рази нижче у порівнянні з країнами ЄС (35-45 м²/люд).

Житловий фонд непридатний для проживання, що складається з ветхого (78,1 тис. м) та аварійного (2,5 тис. м) нараховує біля 80,0 тис. м . Житловий фонд гуртожитків - 714,2 тис. м² або 4,5 % від загального обсягу. На квартирному обліку тих, хто потребує поліпшення житлових умов, на 01.01.2016 р. перебуває 42,3 тис. сімей, з яких 7,5 тис. сімей користується правом першочергового одержання житла.

2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

2.1 Опис системи теплопостачання

Система централізованого теплопостачання міста Запоріжжя поділена на сім районів, згідно з адміністративним розділенням міста. Всього на балансі на 2019 р. по 7 підприємствах теплових мереж знаходиться 48 котелен, загальною встановленою потужністю 2401,9 Гкал/год. Приєднана потужність 1113,0 Гкал/год. Протяжність теплових мереж близько 638,0 км.

Джерелами централізованого теплопостачання на розрахунковий період прийняті існуючі опалювальні котельні міста за умови їх часткової модернізації.

У системі централізованого теплопостачання м. Запоріжжя характерним є використання як джерела теплової енергії потужних опалювальних котелень із водогрійними котлами. Для джерел теплової енергії як основний вид палива використовується природний газ, резервним паливом є мазут.

Централізоване забезпечення тепловою енергією споживачів міста Запоріжжя здійснюється єдиною організацією – концерном «Міські теплові мережі» (Концерн «МТМ»). Концерн «МТМ» був організований у 2002 році рішенням сесії Запорізької міської ради від 11.01.02 № 17. Цим рішенням створені 7 районні комунальні підприємства теплових мереж м. Запоріжжя (є юридичними особами), які і були об'єднані у концерн «МТМ».

Теплопостачання споживачів здійснюється 48 котельнями з різноманітним складом основного і допоміжного устаткування загальною тепловою потужністю 2401,9 Гкал/год, з них:

- до 3 Гкал/год - 20 котелень;
- від 3 до 20 Гкал/год - 8 котелень;
- від 20 до 100 Гкал/год - 11 котелень;
- вище 100 Гкал/год - 9 котелень.

Крім того, Концерном «МТМ» експлуатуються 16 насосних станцій та 52 центральних теплових пункти (ЦТП), на яких здійснюється підігрів води для потреб гарячого водопостачання.

Як паливо на трьох невеликих котельнях Концерну «МТМ» використовується вугілля, а на інших 45 котельнях — природний газ середнього тиску. Газопостачання котельень Концерну «МТМ» забезпечує ДК «Газ України» НАК «Нафтогаз України». Загальне річне споживання природного газу котельнями Концерну «МТМ» у 2015 р. склало 425 млн. nm^3 і 350 млн. nm^3 у 2018 році.

Існуючі схеми теплопостачання споживачів від котелен мають різноманітний характер. У Дніпровському, Заводському, Хортицькому і Шевченківському районах - це, у основному, централізовані чотиритрубні системи подачі теплоносія з приготуванням гарячої води безпосередньо у котельнях. У Коммунарському, Олександрівському та Вознесенівському районах - це, у основному, закриті двотрубні системи.

Підключення систем гарячого водопостачання споживачів до розподільних мереж забезпечується за допомогою центральних теплових пунктів (ЦТП), індивідуальних (ІТП) і групових пунктів приготування гарячої води (бойлерних). Всі котельні (за невеликим винятком) забезпечують виробництво теплової енергії для опалення та гарячого водопостачання споживачів.

Схеми теплопостачання споживачів являють собою централізовані дво- і чотири- трубні системи подачі теплової енергії для опалення та гарячого водопостачання споживачів. Схема підготовки води для цілей гарячого водопостачання споживачів передбачає наявність на котельних баків-акумуляторів і попередньої деаерації вихідної (водопровідної) води.

Загальна структура теплових мереж котелен Концерну «МТМ» - це розвинена схема розподілу теплової енергії з оптимальними гідравлічними режимами. Від котла теплопроводи опалення та гарячого водопостачання

(магістральні і розподільні) про-кладені у підземних прохідних, напівпрохідних і непрохідних каналах, також має місце надземне прокладання.

Загальна довжина теплових мереж у двотрубному обчисленні становить 638,4 км, з них у аварійному стані — 3,8 км. Зношування системи транспортування теплової енергії до споживачів (магістральних і розподільних мереж) становить близько 71,0%.

Для всіх котелень характерним є значний запас фактичної потужності встановлених котлоагрегатів стосовно підключеного навантаження.

Характер підключеного навантаження — опалювальне (близько 85%) і навантаження ГВП (близько 15%). Котельні забезпечують цілорічне гаряче водопостачання споживачів у необхідних обсягах. Річний обсяг відпуску тепла на ГВП споживачів становить 20-40% (для різних котелень) річного обсягу відпустки тепла на опалення. Як основний вид палива на котельнях використовується природний газ середнього тиску. Теплота згоряння газу у 2017 році по місяцях коливалася у межах 8048-8129 ккал/м³.

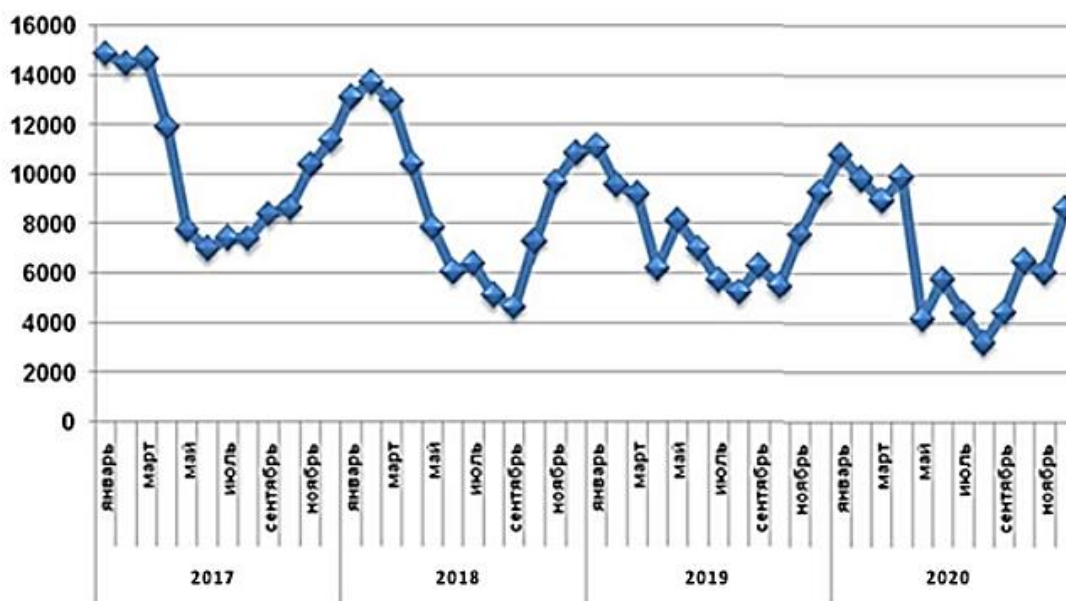
Схема підготовки підживлювальної води для заповнення втрат мережної води у системі опалення у основному передбачає одноступінчасте На-катіонування з наступною вакуумною деаерацією.

Електропостачання котелень забезпечується від двох незалежних джерел живлення, у зв'язку з наявністю на котельнях електроприймачів 1-ої категорії відносно забезпечення надійності електропостачання (мережні та підживлювальні насоси). Основна маса електроприймачів котельні - це низьковольтне встаткування (0,4 кВ). Частина електродвигунів мережних насосів і насосів ГВП на котельнях належить до високовольтного встаткування (6 кВ і 10 кВ).

Так як об'єкт модернізації знаходиться на перетині двох районів, нижче представлені графіки виробництва теплової енергії для двох районів. На графіку 2.1 та 2.2 представлено виробництво теплової енергії для ГВП Вознесенівського та Дніпровського району.



Графік 2.1. Виробництво теплової енергії для ГВП Вознесенівського району.



Графік 2.2. Виробництво теплової енергії для ГВП Дніпровського району

Підводячи підсумки, в цьому розділі основною інформацією є те що система централізованого теплопостачання міста Запоріжжя поділена на сім районів та Централізоване забезпечення тепловою енергією споживачів міста

Запоріжжя здійснюється єдиною організацією – концерном «Міські теплові мережі» (Концерн «МТМ»).

Характер підключеного навантаження — опалювальне (близько 85%) і навантаження ГВП (близько 15%). Котельні забезпечують цілорічне гаряче водопостачання споживачів у необхідних обсягах. Річний обсяг відпуску тепла на ГВП споживачів становить 20-40% (для різних котелень) річного обсягу відпустки тепла на опалення.

3 ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

Складаємо розрахункову схему теплової мережі магістралі на вул. Незалежної України (додаток А).

На схемі показано:

- джерело теплової енергії НСС-2;
- траса теплопроводів у масштабі генплану;
- теплові пункти;
- місцеві опори.

Для розрахункову вибираємо гілку та виконуємо маркування розрахункових ділянок із зазначенням: номера ділянки, теплового навантаження теплоспоживачів даної ділянки та, пізніше, витрати теплоносія у т/год, довжини ділянки у м, діаметра умовного проходу трубопроводу в мм.

3.1 Визначення розрахункових витрат теплоносія

Для оцінки пропускної спроможності теплових мереж магістралі на вул. Незалежної України складено розрахункову схему тепlopостачання див. (Додаток 1). Дані про максимальні теплові потоки за споживачами та за видами теплоспоживання, про параметри теплоносія надані експлуатуючою організацією.

На підставі даних про теплові навантаження та параметри теплоносія необхідно визначити розрахункові витрати теплоносія на потреби теплоспоживання.

Витрата води для систем опалення $G_{оп}$, кг/год, визначаємо за формулою:

$$G_{оп} = \frac{3,6 \cdot Q_{от}^{max} \cdot 10^3}{c \cdot (T_1 - T_2)} \quad (3.1)$$

де $Q_{от}^{max}$ – максимальне теплове навантаження на систему опалення, Вт;

c – питома теплоємність води, 4,19 кДж/кг·°С

T_1, T_2 – розрахункові температури теплоносія у подавальному та зворотньому трубопроводах. Приймаються 150/70 °С.

Розрахункова витрата теплоносія для систем гарячого водопостачання визначається залежно від схеми підключення водопідігрівача ГВП.

Для систем теплоспоживання з безпосереднім водорозбором на гаряче водопостачання розрахункова витрата теплоносія (мережевої води) на гаряче водопостачання, т/год для опалювального періоду визначається за формулою:

$$G_h = \frac{Q_{hm} \cdot 10^3}{t_h - t_c} \quad (3.2)$$

де t_h і t_c - температура гарячої води, що надходить на гаряче водопостачання, та холодної, °С; значення t_h приймається рівним 60 °С, значення t_c приймається для опалювального періоду 5 °С, для неопалювального - рівним 15 °С (за відсутності достовірних відомостей),

Q_{hm} - середнє теплове навантаження гарячого водопостачання в опалювальний період.

Для систем теплоспоживання без безпосереднього водорозбору на гаряче водопостачання.

- при паралельній схемі підключення теплообмінників гарячого водопостачання розрахункова витрата теплоносія (мережевої води) на гаряче водопостачання, т/год для опалювального періоду визначається за формулою:

$$G_h = \frac{Q_{hm} \cdot 10^3}{\tau_1 - \tau_3} \quad (3.3)$$

де τ_1 та τ_3 температура теплоносія в трубопроводі теплової мережі, що подає та у зворотному трубопроводі теплообмінника в точці зламу температурного графіку регулювання теплового навантаження, приймається рівною 30 °С.

- для двоступінчастої схеми підключення теплообмінників гарячого водопостачання Розрахункова витрата теплоносія на гаряче водопостачання, т/год, для опалювального періоду визначається за формулою:

$$G_h = \frac{(t_h - \tau'_2) + \sigma f \cdot 10^3}{(t_h - t_c)(\tau'_1 - \tau'_2)} \quad (3.4)$$

де τ' - температура теплоносія у зворотному трубопроводі системи 2 опалення у точці зламу температурного графіка регулювання теплового навантаження, °С; σf – недогрів водопровідної води в I ступені водонагрівальної установки до температури теплоносія у зворотному трубопроводі системи опалення в точці зламу температурного графіка регулювання теплового навантаження, °С; можна приймати $\sigma f = 10$ °С – для повністю автоматизованого теплового пункту та $\sigma f = 5$ °С - для теплових пунктів без регуляторів сталості витрати теплоносія на опалення.

У проекті проводимо розрахунок для закритої системи ГВП із паралельним підключення теплообмінників.

3.2 Підбір діаметрів трубопроводів

Основним завданням гідравлічного розрахунку трубопроводів теплових мереж є визначення економічно доцільних діаметрів трубопроводів та фактичних втрат тиску в трубопроводах при заданих витратах теплоносія. Розрахунок проводиться у 2 етапи:

Виконуємо попередній підбір оптимальних діаметрів ділянок головної розрахункової гілки, задаючись значеннями середніх питомих втрат тиску.

Підбір роблю у наступному порядку:

а) знаючи витрату на головній ділянці магістралі, визначаємо частку падіння тиску в місцевих опорах:

$$\alpha_{\text{ср}} = z\sqrt{G} \quad (3.5)$$

$$\alpha_{\text{ср}} = 0,01\sqrt{484,77} = 0,22$$

де z - Коефіцієнт, для водяних теплових мереж $z = 0,01$; G – витрата теплоносія в головній ділянці магістралі;

б) визначаємо значення середнього питомого падіння тиску:

$$R_{\text{ср.л.}} = \frac{R_{\text{сн}}}{1+\alpha} \quad (3.6)$$

де $R_{\text{ср.л.}}$ - Середнє питоме падіння тиску, Па/м; $R_{\text{сн}}$ - питоме падіння тиску, що рекомендується, на 1 м трубопроводу по всій довжині розрахункової гілки, визначається розрахунком виходячи з наявного тиску в мережі, за відсутності розрахункових даних (для ділянок головної гілки) приймається, згідно з вказівками [6], рівним $80 \text{ Па/м} = 8 \text{ мм.в.ст.}$

в) за відомими витратами на ділянках за допомогою таблиць та номограм, вибираємо стандартні діаметри труб (калібри), в яких лінійні втрати при фактичних витратах максимально близькі до значення, порохованого за формулою (7). Вибір діаметрів ділянок заносимо до таблиці (Додаток Б).

Розставляємо на розрахунковій схемі усі місцеві опори (додаток Г). Вибираємо для компенсації температурних розширень П-подібні компенсатори та розставляємо їх на розрахунковій схемі. Для цього спочатку

на схемі встановлюються нерухомі опори. Нерухомі опори розставляються обов'язково по одній у кожного трійника і по дві у кожного повороту з дотриманням відстані $l_{\max} < 0,6 * l_{\text{доп.}}$, далі рівномірно, уздовж прямолінійних ділянок з неперевищенням допустимих відстаней $l_{\text{доп.}}$. Допустимі відстані між нерухомими опорами вибираються в залежності від діаметрів та типів компенсаторів [25, табл. 3.7, стор 36]. Фактичні відстані між двома опорами не повинні перевищувати допустимі $l_{\max} < l_{\text{доп.}}$.

Після розстановки нерухомих опор встановлюється по одному П – образному компенсатору між двома опорами на тих ділянках, де немає поворотів (опусків або підйомів) з кутом менше 130° . Ділянки з природними поворотами повинні перевірятися на самокомпенсацію.

На схемі, в місцях переходу діаметрів встановлюємо умовні знаки зменшення.

3.3 Кінцевий розрахунок

Після того, як на розрахунковій схемі будуть вказані всі місцеві опори, приступаємо до остаточного гідравлічного розрахунку головної гілки, який зводимо в таблицю

Результати підбору діаметрів відобразимо розрахункову схему (Додаток А).

На кожній частині визначається кількість і тип місцевих опорів і, по [1; табл. 3.1] знаходиться сума коефіцієнтів $\sum \xi_{\text{м}}$ місцевих опорів. Суми коефіцієнтів місцевих опорів частин мережі наведені в Додатку В.

Після того, як на розрахунковій схемі вкажемо всі місцеві опори, приступаємо до остаточного гідравлічного розрахунку головної гілки, який зводимо в таблицю

За графіками, таблицями або номограмами для гідравлічного розрахунку трубопроводів визначаються фактичні питомі втрати напора на тертя R і швидкість теплоносія на кожній ділянці V м/с. Потім визначаємо лінійні втрати напора на ділянках $\Delta H_{\text{л}}$, м:

$$\Delta H_{\text{л}} = L \cdot R \cdot 10^{-3} \quad (3.7)$$

де L - Довжина участка, м;

R – питомі втрати напору на тертя, мм/м, опр.

Втрати напору в місцевих опорах $\Delta H_{\text{м}}$ визначимо за формулою, м.вод.ст:

$$\Delta H_{\text{м}} = \sum \xi \cdot V^2 / 2q \quad (3.8)$$

Де: $\sum \xi$ – система коефіцієнтів місцевих опорів

q – скорочення вільного падіння = 9,8 м/с². Визначаємо кількість лінійних і місцевих втрат напору:

$$\Delta H = \Delta H_{\text{л}} + \Delta H_{\text{м}} \quad (3.9)$$

Визначаю сумарні втрати напору від кінцевого абонента до розрахункової частини $\sum \Delta H$, результати заносім у таблицю (Додаток Б)

Після розрахунку втрат тиску в головній магістральній гілці проводиться ув'язка відгалужень.

Розрахунок ведемо в наступному порядку:

1) Виконую попередній підбір діаметрів.

Діаметри частинок відгалужень підбираю виходячи з рекомендованого значення $R_{\text{ср}}$ яке визначається розрахунком, але не повинно перевищувати 300 Па/м = 30 мм.в.ст.

Для визначення $R_{\text{ср}}$:

- визначаю розташовуване $P_{\text{розкл}}$ для кожного відгалуження за правилом ув'язування гідравлічного узла: система втрат тиску у всіх гілках що виходять з узла (точки врізання відгалуження) повинна бути однаковою;

- визначаємо розрахункову довжину ділянки відгалуження $l_{отв}$, м;
- визначаємо розрахункові середні питомі втрати на тертя для кожного відгалуження:

$$R_{ср.отв} = \frac{P_{розкл}}{l_{отв} \cdot (1 + \alpha_{ср})} \quad (3.10)$$

За розрахунковими значеннями $R_{ср.отв}$ обираю найбільш підходящі діаметри частинок відгалужень за допомогою номограм або таблиць для гідравлічного розрахунку. При виборі діаметрів вузлів, необхідно пам'ятати, що питомі втрати тиску для вузлів не повинні перевищувати значення 300 Па/м.

$$R_{ср.отв} = \frac{22,2}{488 \cdot (1 + 0,22)} \cdot 10^3 = 37,2, \text{ мм.в.ст}$$

2) Розставляю на відгалуженнях (на розрахунковій схемі) нерухомі опори та компенсатори аналогічно головній галузі.

3) Виконую основний гідравлічний розрахунок у тій таблиці, як і розрахунок для головної гілки.

4) Визначаю нев'язку втрат тиску у відгалуженні з наявним тиском:

$$H_{ев} = \frac{(P_{розкл} - \Delta P_{отв}) \cdot 100\%}{P_{розкл}} \quad (3.11)$$

при цьому має виконуватися умова $H \leq 15\%$.

Якщо $H_{ев} > 15\%$, то на кожному абонентському вводі теплової мережі встановлюється шайба на різницю тиску $P_{ш} = P_{розкл} - \Delta P_{отв}$. На ділянках теплової мережі шайби встановлювати заборонено.

$$H_{ев} = \frac{22,22}{8,49} \cdot 100 = 61,7\%$$

$H_{ев} > 15\%$, оскільки далі зменшувати діаметр труби неможливо, то на абонентському введенні теплової мережі встановлюється шайба на різницю тиску

$$P_{ш} = P_{розкл} - \Delta P_{отв}$$

Застосування дросельних діафрагм не є сучасним рішенням. У сучасних автоматизованих теплових пунктах встановлюється обладнання, що обмежує надлишковий тиск.

Для оцінки пропускної спроможності теплових мереж магістралі на вул. Незалежної України складено розрахункову схему тепlopостачання див. (Додаток 1)

На підставі даних про теплові навантаження та параметри теплоносія необхідно визначив розрахункові витрати теплоносія на потреби теплоспоживання.

Завдяки гідравлічному розрахунку, я знаходжу основні гідравлічні параметри – витрати рідини, діаметра трубопроводу, втрат напору та напору, необхідного на початку трубопроводу, щоб подати рідину споживачам. Розрахунок виконано для кожної ділянки трубопроводу.

За результатами гідравлічного розрахунку підбираємо насосне обладнання в кількості 2 шт, один із яких є резервним. Така кількість насосного обладнання забезпечить необхідний напір води системі.

У проекті провів розрахунок для закритої системи ГВП із паралельним підключення теплообмінників.

4 БУДУВАННЯ П'ЕЗОМЕТРИЧНОГО ГРАФІКУ РОЗРАХУНКОВОЇ МАГІСТРАЛІ

Відповідно до вимог [6], при проектуванні нових та реконструкції діючих СЦТ, а також при розробці заходів щодо підвищення експлуатаційної готовності та безвідмовності роботи всіх ланок системи розрахунок гідравлічних режимів є обов'язковим.

Для магістральних водяних теплових мереж слід передбачати такі гідравлічні режими:

розрахунковий - за розрахунковими витратами мережевої води в опалювальний період; літній - при максимальному навантаженні гарячого водопостачання неопалювальний період;

статичний - за відсутності циркуляції теплоносія у тепловій мережі;

Розробка гідравлічних режимів ведеться за допомогою побудови п'езометричних графіків (графіків тиску).

На графік тисків у певному масштабі наносяться рельєф місцевості, висота будівель, що приєднуються і лінії тисків в тепловій мережі. Графік дає наочне уявлення про розподіл натиску (тиску) у всіх точках теплової мережі та в абонентській установці, а також використовується для вирішення наступних питань:

- 1) запобігання закипанню теплоносія в тепловій мережі;
- 2) недопущення гідравлічних ударів та запобігання механічному руйнуванню теплових мереж, а також теплоспоживаючих систем абонентів;
- 3) вибору робочих параметрів насосних установок та місця розташування основних, бустерних та дроселюючих насосних станцій та ін.

П'езометричний графік розробляють всім режимів. У дипломному проекті складаються графіки для статичного та розрахункового (динамічного) режимів.

П'єзометричний графік виконується у масштабах: вертикальному – 1:500, горизонтальному – 1:5000 або 1:10000. Для закритих систем теплопостачання п'єзометричний графік розробляється для опалювального сезону.

Натиск, м, відрахований від осі прокладки теплопроводу, називається п'єзометричним, а графік тисків - п'єзометричним графіком (графіком напорів).

Будується графік на основі даних гідравлічного розрахунку.

Побудова п'єзометричного графіка для опалювального періоду для магістралі по вул. Незалежної України виробляємо в такому порядку:

1) За початок координат магістралі приймаємо місцезнаходження НСС-2.

2) У прийнятих масштабах (вертикальному – 1:500, горизонтальному – 1:10000) будуємо профіль траси. На лінії профілю, тому ж масштабі, наносимо висоти абонентів (будівель), що приєднуються, з вказівкою нижніх і верхніх позначок. За нульову позначку осі ординат (осі напорів) приймаємо позначку нижчої точки теплотраси або позначку мережевих насосів (лінія О-О на кресленні).

Для спрощення графіка покажемо лише найбільш значущих для аналізу графіка споживачів:

- найвища будівля на початку магістралі,
- найвища будівля в найвищій точці рельєфу по трасі тепломагістралі;
- найвища будівля по всій тепломагістралі,
- найвища будівля в кінці магістралі.

3) Будуємо графік статичного режиму

При даному режимі напори в трубопроводах, що подають і зворотних, рівні і характеризуються на графіку горизонтальною лінією (Лінія S-S). Положення лінії S-S визначається з урахуванням наступних вимог до даного режиму:

з метою заповнення абонентських систем підключених за залежною схемою, тиск води у всіх точках теплової мережі має бути надлишковим (не менше 0,05 МПа) щодо висоти абонента;

з метою забезпечення міцності елементів абонентських систем, підключених за залежною схемою - тиск води у всіх точках мережі повинен не перевищувати допустимого тиску ($H_{\text{доп}}$) у системах тепловикористання споживачів, тобто $H_{\text{ст}} < H_{\text{доп}}$.

Значення $H_{\text{доп}}$ для деякого обладнання, що використовує тепло :

- для чавунних радіаторів $H_{\text{доп}} = 60$ м.вод. ст.
- для сталевих конвекторів $H_{\text{доп}} = 80$ м.вод. ст.
- для підігрівачів гарячого водопостачання $H_{\text{доп}} = 100$ м.вод. ст.
- Для калориферів вентиляції $H_{\text{доп}} = 90$ м.вод. ст

Як видно, найміцнішими приладами є чавунні радіатори опалення, тому перевірка умови міцності в теплових мережах повинна виконуватися, в першу чергу, виходячи з можливості приєднання чавунних радіаторів.

$$H_{\text{ст}} \leq 60 \text{ м.вод.ст.}$$

а) Для забезпечення першої умови (заповнення), лінія статичного тиску (Лінія S-S) на графіку проводиться горизонтально, на 5 м вище за відмітку найвищого абонента. Рівень лінії S-S показує натиск, який необхідно створити під час заповнення системи. Цей напір створюється на джерелі підживлювальними насосами.

$$H_{\text{подп.насос}} = H_{\text{стат}} = 24 \text{ м.вод.ст.}$$

б) Для забезпечення другої умови (міцності) проводиться контрольна лінія (Лінія Z-Z) — паралельно лінії S-S і нижче за неї на рівень рівний мінімальному $H_{\text{доп}} = 60$ м.вод. ст. (Для випадку встановлення чавунних радіаторів). Всі елементи абонентів, які на графіку потрапляють у зону між лініями S-S та Z-Z знаходяться у безпечних від руйнування умовах.

Якщо умови безпеки порушуються для окремих абонентів, їх необхідно відключити від теплової мережі, перевівши їх на незалежну схему підключення та підживлення.

З графіка бачимо, що всі абоненти потрапляють у зону між лініями S-S та Z-Z, а отже перебувають у безпечних від руйнування умовах.

4) Побудова графіка динамічного режиму

Динамічним режимом називається основний режим функціонування теплової мережі, який забезпечується роботою циркуляційних мережних насосів. Так як положення положення графіка динамічного режиму щодо рельєфу місцевості визначається цілим набором правил, необхідно побудова графіка динамічного режиму проводити в 2 прийоми.

Спочатку будемо лінію динамічного режиму у тому масштабі, як і профіль траси. Лінія динамічного режиму являє собою фігуру, що складається з графіків втрат напорів на магістралі, що подає, у кінцевого абонента і в зворотній магістралі. Графіки втрат тисків для подавальної та зворотної магістралей будуються за результатами гідравлічного розрахунку ділянок і являють собою ламані лінії, кожна ланка яких відображає втрати тиску на відповідній ділянці (при правильно підібраних діаметрах ухили всіх відрізків ламаної однаково рівні 80 Па/м, а всі 8 до прямої). Втрати тиску кінцевого абонента зображуються вертикальним ділянкою, розмір якого залежить від схеми приєднання цього абонента. Для повноти картини до динамічного графіку теплової мережі додається вертикальний відрізок, що характеризує втрати тиску в обладнанні на джерелі, що дорівнює $\Delta H_i = 5-10\text{м}$.

У дипломному проекті приймемо 10 м.

Далі з урахуванням основних правил гідравлічного режиму (див. нижче) визначається оптимальна висота розташування графіка динамічного режиму щодо профілю траси.

Зліва від графіка показують необхідний напір, що розвивається мережевими насосами, за допомогою яких підтримуватиметься розрахунковий динамічний режим:

$$H_{\text{сет. нас}} = H_{\text{нагн}} - H_{\text{всаа}} = 97 - 19 = 78\text{м}$$

Основні правила гідродинамічного режиму для тупикових водяних теплових мереж

1. З метою запобігання спорожненню та руйнуванню обладнання абонентських систем, приєднаних за залежною схемою, тиск води в зворотних трубопроводах водяних теплових мереж при роботі мережевих насосів має бути надлишковим (не менше 0,05 МПа) і не перевищувати допустимого тиску ($H_{доп}$) у системах тепловикористання споживачів (межі міцності для обладнання див. «Правила для статичного режиму»), тобто .:

$$H_{обр} \leq 60 \text{ м. вод. Ст}$$

2. Тиск і температура води на всмоктуючих патрубках мережевих, підживлювальних, підкачувальних та змішувальних насосів не повинні бути нижчими від тиску кавітації і повинні бути не менше 5 м.вод.ст., тобто:

$$H_{всасу} \geq 5 \text{ м вод. ст}$$

$$H_{всаса} = 19 \text{ м вод. ст, умова дотримано}$$

3. У точках приєднання абонентів повинен бути забезпечений тиск $H_{расп} \geq H_{аб}$, достатній для подолання втрат тиску в системі абонента, тобто. не нижче за наступні значення для абонентів підключених:

$$\text{- за схемою з елеваторним змішуванням } H_{расп} \geq 15 \text{ м}$$

$$\text{- за схемою з насосним змішуванням та за незалежною схемою } H_{расп} \geq 10 \text{ м}$$

$$\text{- для систем двоступеневим або одноступінчастим послідовним підключенням водопідігрівачів ГВС : } H_{расп} \geq 20-25 \text{ м}$$

У дипломному проекті візьмемо 20 м.

4. Тиск води в трубопроводах подачі водяних теплових мереж при роботі мережевих насосів, при розрахунковій $T_1 > 100 \text{ }^\circ\text{C}$, повинен прийматися виходячи з умов некипання води при її максимальній температурі в будь-якій точці трубопроводу, що подає, в обладнанні джерела теплоти і в приладах систем споживачів, безпосередньо приєднаних до теплових мереж. Ця умова перевіряється побудовою на графіку лінії некипання.

Під час вирішення питань некипання мережної води необхідно враховувати дані, наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Дані для побудови ліній нескіпіння

Розрахункова температура мережевої води, °С	Мінімальний напір, м
110	5
120	10
130	20
140	30
150	40
160	55
170	72
180	93

Вимога нескіпіння теплоносія встановлює нижню межу п'єзометричного напору в теплопідготовчій установці та трубопроводах, що подають. При температурі води, що подається 150 °С мінімальний п'єзометричний напір в лініях, що подають, дорівнює 40 м.

Максимальний напір у тепловій мережі також повинен перевищувати допустимих меж міцності трубопроводів і устаткування, застосовуваних на джерелі приготування теплоносія, тобто.

$$H_{\text{макс}} \leq H_{\text{доп2}}$$

-для трубопроводів теплових мереж $H_{\text{доп2}} = 120-140$ м.вод.ст

-для підігрівачів мережевої води $H_{\text{доп2}} = 140$ м.вод.ст Приймаємо в дипломному проекті 120 м.вод.ст.

5 ПІДБІР МЕРЕЖЕВИХ І ЖИВИЛЬНИХ НАСОСІВ

В результаті побудови п'єзометричного графіка підбираємо насосне обладнання, виходячи з наступних правил:

- напір мережевих насосів слід визначати для опалювального періоду і приймати рівним сумі втрат напору в установках на джерелі теплоти, в трубопроводі, що подає і зворотному, від джерела до найбільш віддаленого споживача і в системі споживання (включаючи втрати в теплових пунктах і насосних) при сумарних розрахункових витратах води.

$$H_{\text{сет.нас.}} = H_{\text{нагн}} - H_{\text{всас}} = 97 - 19 = 78, \text{ м}$$

$$G_{\text{нас.}} = \sum G = 484,77, \text{ т/год}$$

Існуючі насоси в НСС-2 забезпечують $H_{\text{нагн}} - H_{\text{всмок}} = 75 - 25 = 50 \text{ м}$, тому необхідно встановити нове насосне обладнання для забезпечення необхідного напору.

За обчисленими параметрами підбираємо насоси у кількості 2 шт, один із яких є резервним.

- напір підживлювальних насосів повинен визначатися за умов підтримки у водяних теплових мережах статичного тиску та перевірятись для умов роботи мережевих насосів у опалювальний та неопалювальний сезон.

Подачу робочих насосів живлення на джерелі теплоти в закритих системах теплопостачання слід приймати рівною витраті води на компенсацію втрат мережевої води з теплової мережі.

$$H_{\text{жив.насос}} = H_{\text{стат}} = 24, \text{ м. вод. ст}$$

$$G_{\text{нас}} = G_{\text{жив}} = G_{\text{виток}} \quad (5.1)$$

$$V_{\text{води}} = \sum Q \cdot 56 \quad (5.2)$$

$$V_{\text{води}} = 44,362 \cdot 56 = 2484, \text{ м}^3$$

$$G_{\text{виток}} = 0,005 \cdot 4418,4 = 22,092 \text{ м}^3$$

- підкачувальних і змішувальних (в теплових мережах) повинно бути не менше трьох, один з яких є резервним, при цьому резервний насос передбачається незалежно від числа робочих насосів.

Напір змішувальних насосів слід визначити за найбільшим перепадом тисків між подавальним і зворотним трубопроводами.

6 КОНСТРУКЦІЯ ТРУБОПРОВОДІВ

6.1 Нерухомі опори

Одними з найважливіших конструкційних елементів теплових мереж, які забезпечують експлуатаційну надійність, є нерухомі опори. Вони служать для поділу теплопроводів на ділянки, незалежні один від одного у сприйнятті різного виду зусиль. Зазвичай нерухомі опори розміщуються між компенсаторами або дільницями теплопроводів з природною компенсацією температурних подовжень. Вони фіксують положення теплопроводу в певних точках і сприймають зусилля, що виникають у місцях фіксації під дією силових факторів від температурних деформацій та внутрішнього тиску.

Місця встановлення нерухомих опор поєднують як правило, з вузлами відгалужень труб, місцями встановлення на теплопроводах запірної арматури.

Нерухомі опори бувають наступних конструкційних виконань: лобові, щитові та хомутові. У проекті прийняті щитові заводського виготовлення з бетонуванням у процесі монтажу.

6.2 Трубопроводи, арматура

Труби, арматуру та вироби зі сталі та чавуну для теплових мереж з температурою теплоносія вище 115°C слід приймати у відповідності з [15].

У проекті застосовані труби безшовні гарячодформовані по ДБН В.2.5-67:2013; Сталь низьколегована 092С.

У якості відключаючих пристроїв прийнята металева запірна арматура (кульові крани) з системою ОДК. Кульові крани, встановлені в ґрунті, оснащені телескопічним шпинделем вузла управління, розміщеним у захисному футлярі з виходом під килим. Встановлення запірної арматури передбачено підземно у вузлах теплопроводів (УТ) на відгалуження до споживачів.

6.3 Теплоізоляція

Матеріали теплової ізоляції та покривного шару теплопроводів повинні відповідати вимогам СП 61.13330, норм пожежної безпеки та вибиратися залежно від конкретних умов та способів прокладання.

Вибір матеріалу теплової ізоляції та конструкції теплопроводу слід проводити за економічним оптимом сумарних експлуатаційних витрат та капіталовкладень у теплові мережі, супутні конструкції та споруди. Вибір товщини теплоізоляції слід проводити за СП 61.13330 на задані параметри з урахуванням кліматичних даних пункту будівництва, вартості теплоізоляційної конструкції та теплоти.

При розрахунку теплового потоку через ізоляційний шар розрахункова температура теплоносія приймається для теплопроводів водяних теплових мереж, що подають:

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

при змінній температурі мережної води та якісному регулюванні -
середньорічна температура теплоносія приймається:

110°C при температурному графіку регулювання 180-70°C,

90°C при 150-70°C,

65°C при 130-70°C,

55° при 95-70°C.

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

При виборі конструкцій підземних безканалних прокладок теплових мереж слід розглядати дві групи конструкцій теплопроводів:

група "а" - теплопроводи у герметичній паронепроникній гідрозахисній оболонці. Представницька конструкція - теплопроводи заводського виготовлення в пінополіуретановій теплоізоляції з поліетиленовою оболонкою [9];

група "б" - теплопроводи з паропроникним гідрозахисним покриттям або монолітною теплоізоляцією, зовнішній ущільнений шар якої повинен бути водонепроникним і одночасно паропроникним, а внутрішній шар, прилеглий до труби, - захищати сталеву трубу від корозії. Представницькі конструкції - теплопроводи заводського виготовлення в пінополімермінеральній або армопенобетонній теплоізоляції.

Проектом передбачено підземне бетонне прокладання трубопроводів із сталевих труб теплоізолюваних пінополіуретаном (ППУ) з гідрозахисним покриттям (у поліетиленовій оболонці ПЕ) 2-го типу за ДБН В.2.3-14-2006, виготовлених у заводських умовах (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1 - Труби в ППУ ізоляції із поліетилену ПЕ

Зовнішній діаметр сталеві труби	Уловний діаметр сталевий труби	Стандартна товщина стінки сталеві труби	ТИП 1		ТИП 2	
			Діаметр ПЕ оболонки	Товщина стінки ПЕ оболонки	Діаметр ПЕ оболонки	Товщина стінки ПЕ оболонки
32	25	2,0	90	3,0	110	3,0
38	32	2,8	110	2,5	125	3,0
45	40	2,8	110	2,5	125	3,0
57	50	3,5	125	3,0	140	3,0
76	70	3,5	140	3,0	160	3,0
89	80	4,0	160	3,0	180	3,0
108	100	4,0	180	3,2	200	3,2
133	125	4,5	225	3,5	250	3,9
159	150	4,5	250	3,9	280	5,6
219	200	6,0	315	4,9	355	5,6
273	250	7,0	400	5,6	450	5,6
325	300	7,0	450	5,6	500	6,2
426	400	7,0	560	7,0	630	7,9
530	500	7,0	630	7,9	-	-
630	600	8,0	800	8,9	-	-
720	700	8,0	900	10,0	-	-
820	800	8,0	1000	11,2	1100	13,8
920	900	10,0	1100	12,4	1200	14,9
1020	1000	11,0	1200	13,8	-	-

Всі трубопроводи та їх елементи забезпечені проводами системи оперативного дистанційного контролю (ОДК) стану теплоізоляційного шару.

При розрахунку товщини ізоляції та визначенні річних втрат теплоти теплопроводами, прокладеними безпечно на глибині закладення осі теплопроводу більше 0,7 м, за розрахункову температуру навколишнього середовища приймається середня за рік температура ґрунту на цій глибині.

Для визначення температури ґрунту в температурному полі підземного теплопроводу температура теплоносія для водяних теплових мереж повинна прийматися за температурним графіком регулювання за середньої місячної температури зовнішнього повітря розрахункового місяця.

6.4 Розрахунок ділянки із П - образним симетричним компенсатором

Розрахунок штучного компенсатора виконується для ділянок трубопроводу всіх діаметрів, на яких немає можливості для природної компенсації за допомогою кутів повороту траси менше 1500 підйомів, відпусток або вигинів трубопроводу для подолання перешкод. У дипломному проекті розрахунок виконується для однієї ділянки трубопроводу із симетричним П-подібним компенсатором із гнутими гладкими відводами. Вибирається довільно ділянку з діаметром D_u менше 450 мм.

Метою розрахунку є підбор та перевірка розмірів компенсатора, при яких напруги стиснення, що виникають на спинці і на ділянках, прилеглих до компенсатора, були б меншими за допустимі.

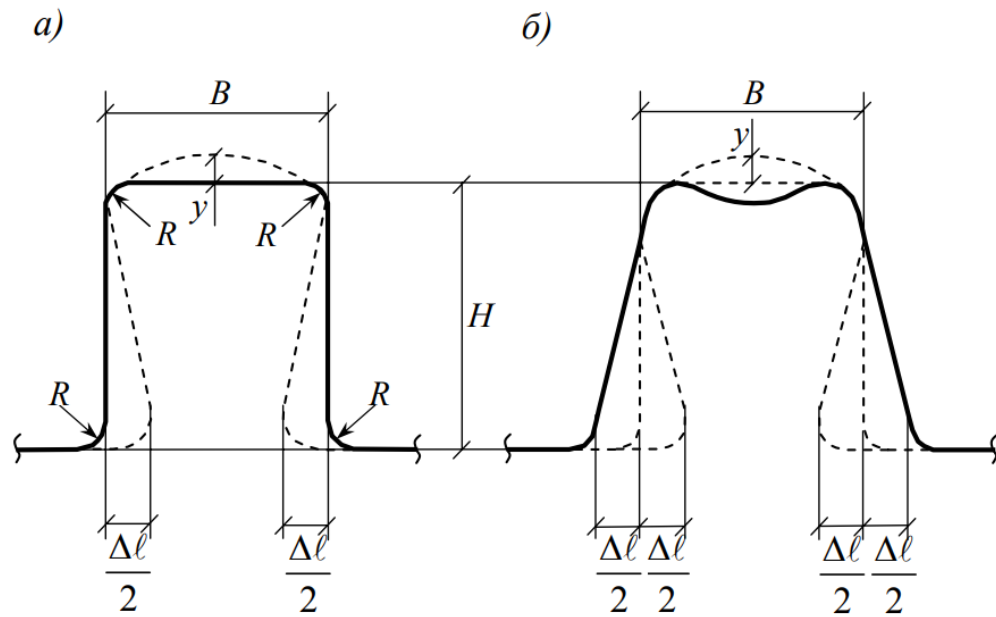


Рисунок 6.1 - Схема роботи П-подібного компенсатора (а) без попереднього розтягування; (б) з попереднім розтягуванням

Розрахуємо компенсатор К20.

Задаємося габаритними розмірами компенсатора:

- діаметр трубопроводу, Ду 350 мм;
- спинка компенсатора, $B = 5$ м;
- виліт компенсатора, $H = 3,5$ м.

Напишемо основні характеристики гнутих відводів:

- радіус вигину осі трубопроводу, $R = 1,2$ м;
- розрахунковий коефіцієнт гнучкості, $k = 4,13$;
- коефіцієнт концентрації поздовжньої напруги, $m = 1,66$. Обчислюємо

довжини прямолінійних ділянок компенсатора 11, 12, 13, 14, 15, м. Дані заносимо в розрахункову таблицю у програмі Excel.

Розрахуємо наведену довжину ділянки трубопроводу L пр, м, враховуючи умову рівності прямолінійних ділянок $l_1 = l_5 = l_{\text{п}} = 53,5$ м, що прилягають по обидва боки компенсатора: $l_2 = l_4 = 0,5$ М, $l_3 = 2,0$ м

$$L_{\text{пр}} = 2 \cdot l_{\text{п}} + 2 \cdot l_2 + l_3 + 6,28 \cdot R \cdot k \quad (6.1)$$

$$L_{\text{пр}} = 110, \text{ м}$$

Визначимо координати пружного центру ваги (точка 0), м. У разі симетричного щодо осі Y компенсатора:

$$X_0 = 0$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R) + (l_2 + l_3 + 3,14 \cdot R \cdot k)}{L_{\text{пр}}} \quad (6.2)$$

$$y_0 = 0,698, \text{ м}$$

Наносимо точку центру ваги 0 на розрахункову схему і проводимо через неї додаткові осі x_0 та y_0 . Для симетричного випадку щодо осі у компенсатора осі y і y_0 збігаються.

Визначаємо центральний момент інерції I_{x_0} , м^3 , щодо осей y та y_0 :

$$I_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + (2l_2 + 4l_3) \cdot \left(\frac{l_2}{2} + R\right)^2 + 6,28 \cdot R \cdot k \left(\frac{l_2^2}{6} + 1,365 \cdot l_2 \cdot R^2\right) - L_{\text{пр}} \quad (6.3)$$

Для симетричного випадку щодо осі y компенсатора $I_{y_0} = 0$.

Визначаю розрахункове теплове подовження Δx , мм, вздовж осі x :

$$\Delta x = \varepsilon \cdot \Delta l \quad (6.4)$$

де C - коефіцієнт попередньої розтяжки, що визначається за табл. 10.12 [25], вибираємо $C = 0,5$;

Δl - лінійне подовження.

$$\Delta l = a \cdot (T_1 - t_0)L$$

де a - коефіцієнт лінійного розширення, $\text{мм/м}\cdot^{\circ}\text{C}$, який визначається за табл.

10.11 [5], вибираємо $a = 1,25 \cdot 10^{-2} \text{ мм/м}\cdot^{\circ}\text{C}$;

T_1 - температура теплоносія в магістралі, що подає, $^{\circ}\text{C}$;

t_0 – температура навколишнього середовища для каналної прокладки, $t_0 = 40^{\circ}\text{C}$.; L – довжина розрахункової ділянки, мм .

$$\Delta l = 0,0125 \cdot (150 - 40) \cdot 120 = 147,20 \text{ мм.}$$

$$\Delta x = 0,5 \cdot 161,77 = 73,6 \text{ мм.}$$

Визначаємо сили пружної деформації, що виникають у центрі тяжкості P_k , кгс . Для випадку симетричного щодо осі у компенсатора:

$$P_k = P_x = \frac{\Delta x \cdot E \cdot I}{I_{X_0} \cdot 10^7} \quad (6.5)$$

де E - модуль пружності матеріалу труб, що визначається за табл. 10.11 [5], для Ст 3 - $E = 1,93 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2$;

I - момент інерції поперечного перерізу стінки труби, см^4 ,

$$I = 0,05(d_H^4 - d_B^4) \quad (6.6)$$

де d_H, d_B - зовнішній та внутрішній діаметри труб, см

$$I = 0,05 \cdot (37,7^4 - 35,9^4) = 17951 \text{ см}^4.$$

$$P_k = P_x = 1601 \text{ кгс.}$$

Визначаю точку найбільш напруженого перерізу, наносимо її на розрахункову схему та визначаємо максимальний згинальний момент у цій точці:

Оскільки $y_0 (0,698\text{м}) < 0,5 \cdot H (1,75 \text{ м})$, то найслабший перетин знаходиться на спинці компенсатора в точці прилягання відведення до прямолінійної ділянки (точка С), тоді згинальний момент дорівнює цій точці дорівнює:

$$M_{max} = (H - y_0)P_k \quad (6.7)$$

$$M_{max} = 4486, \text{ кгс} \cdot \text{м}$$

Визначаємо згинальні напруги, що виникли, і порівнюємо їх з допустимими значеннями $[\sigma_{\text{доп}}]$.

а) згинальні напруги, що виникають у слабкому перерізі компенсатора, $\text{кгс}/\text{мм}^2$:

$$\sigma_{\text{н}}^{\text{к}} = \frac{M_{max} \cdot m}{W} \quad (6.8)$$

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4)}{d_{\text{н}}} \quad (6.9)$$

$$\sigma_{\text{н}}^{\text{к}} = 8,0 \text{ кгс}/\text{мм}^2$$

Порівняємо отримане значення напруги з допустимим $\sigma_{\text{ДОП}}$ для даного матеріалу труб, які приймаються за табл. 10.8, 10.9 [5]. Допустима компенсаційна напруга при параметрах теплоносія: $P_{\text{раб}} = 16 \text{ бар}$, $t_{\text{РАБ}} = 150^\circ\text{C}$ приймаємо для безшовних труб марки сталі 3 $\sigma_{\text{ДОП}} = 10 \text{ кгс}/\text{мм}^2$. Це означає, що фактичні значення вбираються у допустимі значення: $\sigma_{\text{ФАКТ. (7)}} < \sigma_{\text{ДОП}}$ (10).

Отже, прийняті розміри компенсатора є задовільними для компенсації температурних деформацій на розрахунковій ділянці трубопроводу.

В цьому розділі були описані характеристики трубопроводів, а саме:

- Нерухомі опори, у проекті прийняті щитові заводського виготовлення з бетонуванням у процесі монтажу;

Арматура та трубопроводи, у проекті застосовані труби безшовні гарячодеформовані по ДБН В.2.5-67:2013; Сталь низьколегована 092С, у якості відключаючих пристроїв прийнята металева запірна арматура (кульові крани) з системою ОДК;

- Теплоізоляція, проектом передбачено підземне бетонне прокладання трубопроводів із сталевих труб теплоізованих пінополіуретаном (ППУ) з гідрозахисним покриттям (у поліетиленовій оболонці ПЕ) 2-го типу за ДБН В.2.3-14-2006, виготовлених у заводських умовах

7 СПОСІБ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

У проекті передбачено підземне безканальне прокладання трубопроводів із сталевих труб, теплоізованих пінополіуретаном (ППУ) з гідрозахисним покриттям (у поліетиленовій оболонці ПЕ) 2-го типу, виготовлених у заводських умовах.

Теплопроводи укладаються на піщану основу при несучій здатності ґрунтів не менше 0,15 МПа. При несучій здатності ґрунтів 0,15-0,1 МПа основа повинна влаштовуватися за індивідуальним проектом з урахуванням вимог СП 45.13330.

У слабких ґрунтах з несучою здатністю менше 0,1 МПа, а також в ґрунтах з можливою нерівномірною осадкою (насіпних ґрунтах, що не злежалися) потрібен пристрій штучної основи. Ширину основи слід визначати розрахунком.

Безканальне 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 або футлярах.

При підземному перетині доріг та вулиць повинні дотримуватися вимог, викладених у [6]. При компенсації температурних розширень за рахунок кутів повороту траси, П-подібних, Г-подібних, Z-подібних компенсаторів при безканальній прокладці трубопроводів слід передбачати прокладки, що амортизують, в місцях максимальних переміщень (кутах повороту). Товщину прокладок, що амортизують, слід визначати розрахунком.

Відгалуження трубопроводів слід передбачати з пристроєм прокладок, що амортизують.

Згідно з [2] найменшу ширину траншів дном при двотрубній безканальній прокладці теплових мереж слід приймати для труб:

- діаметром до 250 мм - $2d_l + a + 0,6$ м;

- діаметром до 500 мм - $2d_l + a + 0,8$ м;

- діаметром до 1000 мм - $2d_l + a + 1,0$ м,

де d_l - Зовнішній діаметр оболонки теплоізоляції, м;

a - відстань у світлі між оболонками теплоізоляції труб, м. приймається залежно від діаметра труби-оболонки, для d_l від 110 до 225 мм.

- 150 мм; від 250 до 800мм

- 250мм, понад 900м-350мм.

При прокладанні теплових мереж безканалним способом труби укладаються на піщану основу товщиною не менше 150 мм з піщаним обсипанням не менше 150мм. Піщане обсипання слід виконувати з піску з коефіцієнтом фільтрації не менше 5 м/добу. Пісок повинен бути з розміром фракції не більше 5 мм і не повинен містити великих включень з гострими кромками, які можуть пошкодити шар шарів трубопроводів і з'єднувальні муфти. Після засипання пісок повинен бути утрамбований (ступінь ущільнення $\gg 0,92-0,98$) для того, щоб теплопроводам, прокладеним у піску, було забезпечено рівномірне тертя між зовнішньою оболонкою трубопроводу та ґрунтом.

8 ПІДБІР ОБЛАДНАННЯ ІТП

8.1 Опис схеми ІТП

Система опалення приєднується до теплових мереж за відкритою схемою з насосним змішуванням, система ГВП - за одноступеневою закритою схемою через розбірний теплообмінник.

Для регулювання витрат мережної води на опалення та ГВП передбачаються двоходові клапани з електроприводами.

Автоматика ІТП передбачає регулювання температури теплоносія в системі опалення з погодною компенсацією, пріоритет ГВП, контроль температури зворотної мережної води та захист насосів від сухого ходу.

Передбачається 100% резервування циркуляційних насосів.

Температура води в точці підключення 150-70 ° С з нижнім зрізанням 70 ° у весняно-осінній період. Температура опалення 95-70°С.

Результат гідравлічного розрахунку ІТП з вибором регуляторів представлений у цьому пункті пояснювальній записці та зведений у таблицю (Додаток Д).

Для запобігання засміченню обладнання та трубопроводів на вході в ІТП лінії подачі мережної води, зворотної води системи опалення та встановлені грязь і сітчасті фільтри .

Запірна арматура в ІТП встановлена згідно з п. 4.42 [1].

На трубопроводах ІТП встановлено контрольно-вимірювальні прилади відповідно до п.п. 8.10-8.14 [1].

Теплова ізоляція трубопроводів ІТП здійснюється пінополіуретановими шкаралупами, кешованими алюмінієвою фольгою із зовнішнього боку. Теплова ізоляція випускається напівциліндрами завдовжки 1м.

8.2 Арматура в ІТП

Для спорожнення системи опалення згідно з п. 4.50 [1] на трубопроводах слід передбачати влаштування штуцерів із запірною арматурою у вищих точках усіх трубопроводів — умовним діаметром не

менше 15 мм для випуску повітря (повітряники), у нижчих точках трубопроводів води та конденсату, а також на колекторах – умовним діаметром не менше 25 мм для спуску води (спускники). У проекті прийнято кульові крани тип 220.

8.3 Підбір пластинчастого теплообмінника

Підбір пластинчастого теплообмінника виконано у програмі Рідан. Результати розрахунку наведено у додатку В. За результатами розрахунку прийнято до встановлення пластинчастий теплообмінник ХВ37L-25.

8.4 Підбір регулюючих клапанів системи ГВП та опалення

1) Розрахунок регулюючого клапана системи ГВС: $Q_{ГВС}$ -теплове навантаження на ГВС - 0,091 Гкал/год

T_1 - температура води в трубопроводі, що подає в літній період - 70 ° С

T_2 - температура води в зворотному трубопроводі в літній період - 40 ° С

$\Delta P_{тр}$ –втрата тиску на відкритому клапані, приймаємо 15000 Па

Розрахунок максимальної витрати теплоносія

$$G_{ГВП max} = \frac{Q_{ГВП} \cdot 1000}{(T_1 - T_2)} = 3031 \text{ кг/год}$$

Розрахункова пропускна здібність клапану при витраті 3031 м³/год

$$K_v = \frac{G}{\sqrt{10 \cdot \Delta P_{ТР}}} \quad (8.1)$$

$$K_v = \frac{3031}{\sqrt{10 \cdot 0,15}} = 7,8, \text{ м}^3/\text{год}$$

Рекомендується приймати до встановлення клапан у якого $K_{vs} \geq 1,2 K_v$.

Прийmemo клапан VB2 Ду32мм, $K_{vs} = 8 \text{ м}^3/\text{год}$

2) Розрахунок регулюючого клапана системи опалення

$Q_{от}$ -теплове навантаження на опалення - 0,06 Гкал/год

T_1 - температура води в трубопроводі, що подає в зимовий період - 150°C

T_2 - температура води в зворотному трубопроводі в зимовий період -70°C

$\Delta P_{\text{тр}}$ –втрата тиску на відкритому клапані

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{\text{ГВП}} - \Delta P_{\text{обор}} + \Delta P_{\text{Нас}} = 19000 - 350 + 2500 = 21150$$

Розрахунок максимальної витрати теплоносія

$$G_{\text{оп max}} = \frac{Q_{\text{оп}} \cdot 1000}{(T_1 - T_2) \cdot \rho} = 750 \text{ кг/год}$$

Розрахункова пропускна здібність клапана при витраті 750 кг/год

$$K_v = \frac{750}{\sqrt{10 \cdot 21150}} = 1,65, \text{ м}^3/\text{год}$$

Вибраний клапан VB2 Ду15мм, $Kvs = 2,0 \text{ м}^3/\text{год}$

3) Розрахунок балансувального клапана

$$Q_{\text{общ}} = 0,151 \text{ ккал/ч}, \Delta T = 150 - 70^\circ\text{C}, G_{\text{общ}} = 1,51 \text{ м}^3/\text{час}$$

Розрахунок K_v зробимо за такою формулою 23.

$$\begin{aligned} \Delta P_{TP} &= \Delta P_{\text{расп}} - \Delta P_{\text{укут под}} + \Delta P_{\text{ГВП}} - \Delta P_{\text{укут зв}} = 52,4 - 3,4 - 19 - 2,9 \\ &= 27,1 \text{ мм. в. ст} = 27100 \text{ Па} \end{aligned}$$

$$K_v = \frac{1510}{\sqrt{10 \cdot 27100}} = 3,6, \text{ м}^3/\text{год}$$

Підібраний клапан Броєн Venturi DN 25 виконання стандарт з налаштуванням 4,4.

8.5 Підбір насосного обладнання

Відповідно до [1] у разі автоматичного регулювання системи опалення будівель слід приєднувати через змішувальні насоси.

При установці насосів на зворотному трубопроводі слід приймати напір на 2-3 метри більше втрат тиску в системі опалення,

Підбір насоса вироблено у програмі виробника насосів Grundfos

Параметри для підбору насоса:

Втрати в системі опалення – 7 м.ст.

Навантаження системи опалення 0,06 Гкал

Витрата системи опалення – 2,4 м³/год Напір насоса 9,7 м.в.ст.

Підібрано насос Magna 40-180F.

Для насосного вузла управління системою опалення приймаємо два насоси, один з яких є резервним.

9 АВТОМАТИЗАЦІЯ

9.1 Призначення системи автоматики ІТП

У будівлі передбачений індивідуальний тепловий пункт, в якому виконана автоматизація вузлів обліку та споживання тепла: вузел комерційного обліку тепла, вузел системи опалення, вузел підготовки води на ГВП.

Система автоматики ІТП призначена для:

- регулювання температури в системі опалення за температурною графікою з контролем температури навколишнього повітря з північного боку і контролем температури теплоносія в системі опалення;
- автоматичного утримання заданого перепаду тиску на подає і зворотному трубопроводах теплової мережі на вході в ІТП;
- забезпечення автоматичного перемикання на резервний насос у разі виникнення аварії на працюючому насосі;
- автоматичного обліку теплоспоживання та витрати мережної води; У будівлі передбачено встановлення:
 - приладів комерційного обліку кількості теплової енергії, що споживається системою теплоспоживання будівлі
 - приладів автоматичного регулювання подачі теплового потоку в систему опалення в залежності від температури повітряного повітря за опалювальним графіком;
 - приладів автоматичного регулювання температури води на ГВП.

9.2 Склад і функціональні можливості системи автоматики вузлів системи опалення та підготовки води на ГВП

Основні функції автоматичного управління та контролю системи опалення:

- усереднення температури навколишнього повітря;
- управління за графіком подачі залежно від температури зовнішнього повітря;
- автоматичне та ручне керування клапаном;
- автоматична зупинка працюючого насоса при отриманні аварії за датчиком перепаду тиску та включення резервного насоса;
- автоматичне вимкнення основного та резервного насосів за відсутності води в контурі (по датчику тиску);
- автоматичне підживлення системи опалення.
- тепловий захист циркуляційних насосів від перевантажень;

Система теплопостачання будівлі обладнана електронним регулятором температури води двох контурів регулювання типу ECL COMFORT 310 (з ключем А 368.2) виробництва фірми "DANFOSS", Данія, у комплекті з датчиками температури та регулюючими клапанами з електроприводами.

Електронний ключ програмування ECL (А 368.2) дозволяє конфігурувати ECL Comfort 310 для керування технологічною схемою. Пам'ять ключа містить інформацію, що відображається на дисплеї, заводські налаштування або параметри регулювання, які користувач настраює.

Перший та контур виконує регулювання температури води, що подається на систему опалення, другий на гаряче водопостачання.

"ECL COMFORT 310" є погодним компенсатором, який запрограмований для виконання необхідної автоматизації, а також управляє роботою циркуляційних насосів опалення.

На насосній групі з двох насосів встановлений датчик-реле перепаду тиску RT262, який при відмові робочого насоса фіксує падіння напору та

замикає контакт сигналізації аварії, при цьому відбувається автоматичне перемикання на резервний насос.

Залежно від температури зовнішнього повітря регулюючий прилад забезпечує необхідну температуру теплоносія, що подається в систему опалення, відповідно до опалювального графіка, керуючи регулюючим приладом клапаном з електроприводом, встановленим на зворотному трубопроводі в тепломережу, тим самим змінюючи необхідний витрата мережі опалення.

Для обмеження по максимуму температури зворотної води, що повертається в тепломережу, передбачено введення в регулюючий прилад сигналу з датчика температури, встановленого на зворотному трубопроводі після теплообмінника опалення.

Місцеве та автоматичне керування носами передбачено зі щита автоматизації опалення ЩА-ІТП, встановленого в приміщенні теплового пункту.

9.3 Склад і функціональні можливості вузла комерційного обліку тепла

До складу вузла входять:

- Вичислювач кількості теплоти Multical 602
- Перетворювач витрати Ultraflow
- комплект термоперетворювачів
- Датчик тиску Карат СДВ
- Перелік даних, що реєструються приладом і передаються в енергопостачальну організацію та на сервер системи:
 - часової, добової та помісної кількості теплоти в гікакалоріях (наростаючим підсумком);
 - часового, добового і помісного обсягу і маси (наростаючим підсумком) теплоносія в м³ і тоннах відповідно;

- середньогодинних середньодобових і середньомісячних температур (в містах Цельсія) і тисків теплоносія (в технічних атмосферах абсолютних);
- середньогодинних середньодобових та середньомісячних температур навколишнього повітря в містах Цельсія;
- часу напрацювання теплотічильника на годиннику;
- часу початку та закінчення подій та помилок (несправностей), а також їх коду.

9.4 Електропостачання

Споживачі електроенергії в ІТП належать до електроприймачів 1-ї категорії електропостачання.

Електропостачання споживачів ІТП здійснюється від існуючих щитів 380/220В, встановлених на технічному поверсі в електрощитовій. Для можливості підключення проєктованого щита та щитів КВП в проєкті передбачені автоматичні вимикачі, що встановлюються на резервних місцях панелей вступного щита 380/220В. Щити КВП підключаються до вступного щита.

Основними електроприймачами теплового пункту є електродвигуни насосів опалення та циркуляції ГВП.

Як пускозахисна апаратура використовуються автоматичні вимикачі серії ВА47-29 і пристрій захисного відключення ПЗВ-АД12.

По периметру теплового пункту на висоті ~0,5м прокладається контур захисного заземлення зі смуги 4x40мм, який з'єднується з контуром заземлення електрощитової. Усі металеві невідповідні частини електрообладнання та пускової апаратури, сталеві труби електропроводок тощо. - заземлюються (занулюються) шляхом приєднання до нульового захисного проводу мережі живлення і повторно до контуру заземлення.

ВИСНОВОК

У дипломній роботі “Вдосконалення системи тепlopостачання житлових будинків по вулиці незалежної України ” поставлені завдання були виконані:

виконано гідравлічний розрахунок та розроблені проектні рішення за способом прокладання, використовуваним матеріалів, основним вузлом теплової мережі по вул. Незалежної України з урахуванням переходу системи тепlopостачання на закритий режим;

розроблена схема індивідуального теплового пункту одного з житлових будинків, підключених магістралі;

в розділі «Автоматизація» автоматизований комплекс насосного та нагрівального обладнання для забезпечення автоматичного регулювання теплоспоживання в залежності від температури повітряного повітря.

Розраховані індивідуальні теплові пункти у кваліфікаційній роботі використовують відкриту схему з насосним змішуванням для підключення до теплових мереж, тоді як система ГВП використовує закриту схему з одноступеневим теплообмінником.

Для контролю витрат мережної води для опалення та ГВП використовуються двоходові клапани з електроприводами.

Автоматика ІТП забезпечує регулювання температури теплоносія в системі опалення з урахуванням погодних умов, з пріоритетом на ГВП, контролем температури зворотної мережної води та захистом насосів від пересушування.

Усі циркуляційні насоси мають 100% резервування.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

- 1 ДСТУ-Н Б.В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія. Київ: Мінрегіонбуд, 2010. – 127 с.
- 2 ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі. Київ, Мінрегіонбуд України, 2009. 56 с.
- 3 ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. Київ: Мінрегіобуд України, 2013. - 101 с.
- 4 ДБН В. 2.5-64:2012. Внутрішній водопровід та каналізація. Частина 1. Проектування .Частина 2. Будівництво. Київ: Мінрегіонбуд України, 2013. - 105 с.
- 5 ДСТУ Б. А.2.4 – 28 : 2008. Мережі теплові (тепломеханічна частина). Робочі креслення – Київ: Мінрегіонбуд України, 2009. - 13 с.
- 6 СНиП II – 35 – 76*. Котельные установки + изменения. Нормы проектирования. - М.: Госстрой СССР, 1976. – 50 с.
- 7 Каталог. Редакція - 4. Труби і елементи трубопроводів із сталевую провідною трубою в захисній поліетиленовій оболонці. – Львів: Корпорація «Енерго- ресурс – Інвест», 2009. – 71 с.
- 8 Рекомендації по проектуванню. Версія 1-99. Львів, 1999. – 86 с.
- 9 Каталог виробів та рекомендації з використання і проектування. Система труб та деталей трубопроводів теплових мереж з тепловою ізоляцією з поліуретану та захисною оболонкою (друга редакція). – Київ: Видавництво «Богатур», 2002.
- 10 Свиридович В.Г. Теплопостачання: Методичні вказівки до виконання курсового проекту для студентів ЗГЕК ЗДІА спеціальності 5.05060103 «Монтаж і обслуговування теплотехнічного устаткування і систем теплопостачання»/Свиридович В.Г.; Запор. Держ. Інж. Акад. – Запоріжжя: ЗДІА, 2017. – 100 с.
- 11 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. СССР. Энергоиздат, 1982. – 360 с.

12. Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий: Учебник для техникумов. /Под ред. Б.Н. Голубкова. СССР.: Энергия, 1979. – 544 с.

13. Крючков Є. М. Проектування систем теплопостачання: навчально-методичний посібник. - Запоріжжя: ЗДІА, 2010. 250 с.

14. Єнін П. М., Швачко Н. А. Теплопостачання : навчальний посібник для внз. Київ : Кондор, 2007. 242 с.

15. Прядко М. О., Павелко В. І. Василенко С. М. Теплові мережі: навчальний посібник для внз. Київ : Алерта, 2005. 227 с.

16. Бережнов І. О., Цветков В. В., Бережнов І. О. Теплогазопостачання міст: посібник для студентів вузів. Київ : Вища школа, 2003. 216 с.

17. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоиздат, 1982. 360 с.

18. Сафонов А. П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям: Учеб. пособие для вузов. СССР.: Энергоатомиздат, 1985. 232 с.

19. Мадорский Б. М., Шмидт В. А. Эксплуатация центральных тепловых пунктов, систем отопления и горячего водоснабжения. Стройиздат, 1971.

20. Водяные тепловые сети. Справочное пособие по проектированию / И. В. Беляйкина, В. П. Витальев, Н. К. Громов и др.; Под ред. Н. К. Громова, Е. П. Шубина. СССР. : Энергоатомиздат, 1988. 376 с.

21. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей. / подред. А. А. Николаева, СССР.: 1965.

22. Андреевский А. К. Отопление: Учеб. пособие для вузов. Минск : Высш. школа, 1982. 432 с.

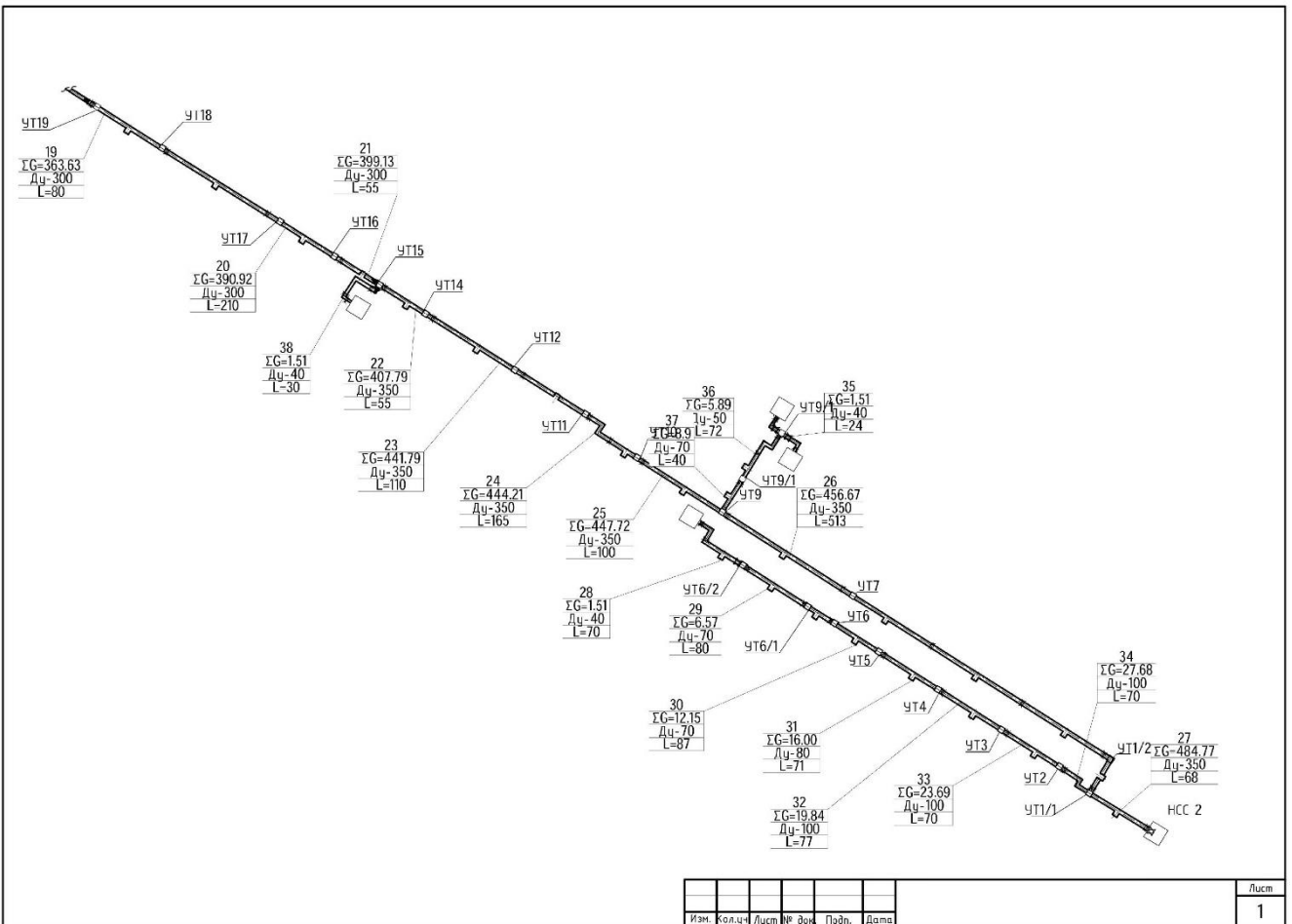
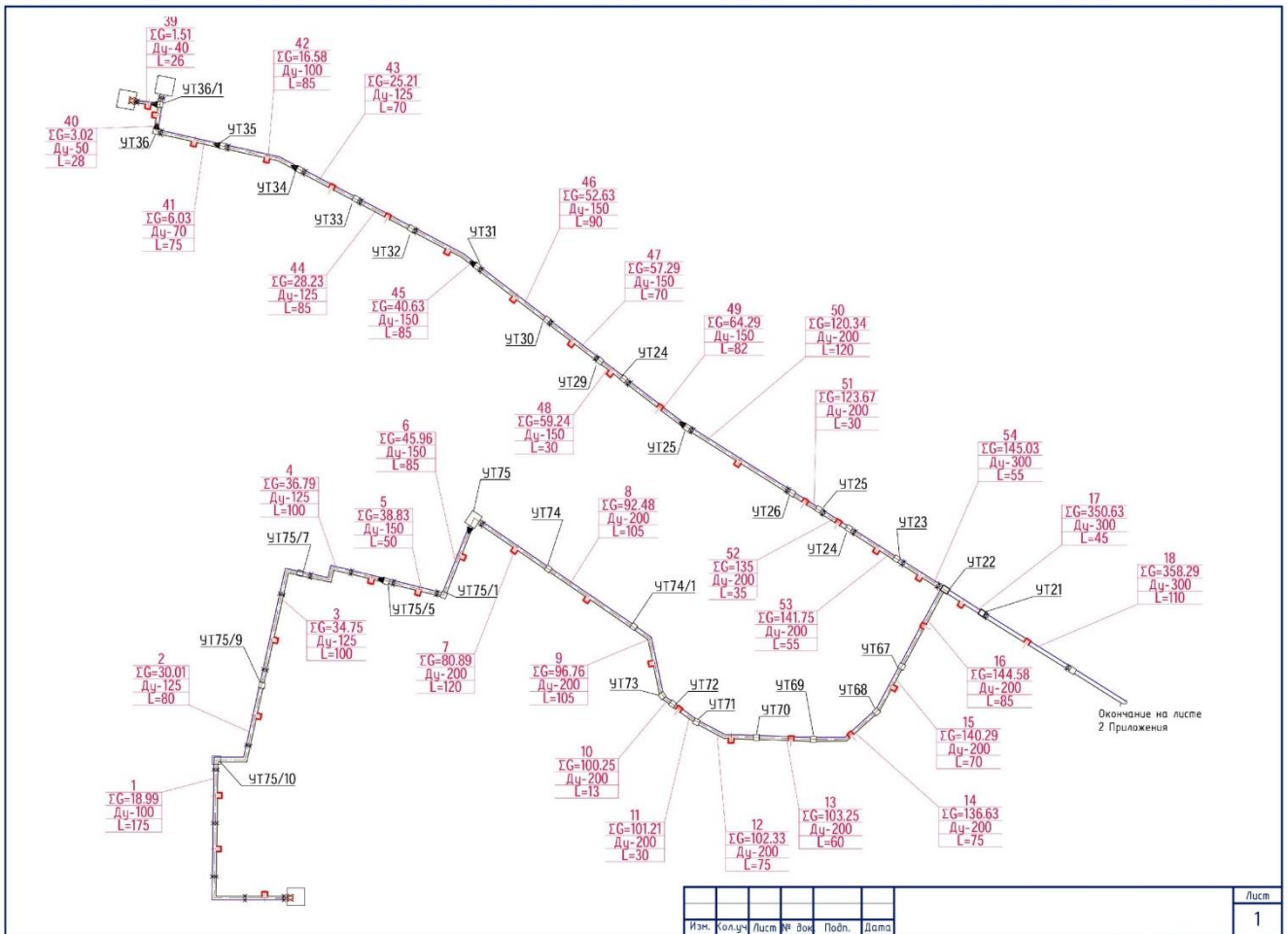
23. Каменев П. Н. Отопление и вентиляция: Учебник для вузов. Отопление / П. Н. Каменев, А. Н. Сканава, В. Н. Богословский и др. / СССР.: Стройиздат, 1975. 483 с.

24. Богословский В. Н. Отопление и вентиляция: Учебник для вузов / В. Н. Богословский, В. П. Щеглов, Н. Н. Разумов и др. СССР.: Стройиздат, 1980. - 295 с.
25. Чистович С.А., Аверьянов В. К., Темпель Ю. Л. Автоматизированные системы теплоснабжения и отопления. : Стройиздат, 1987. 250 с.
26. Щекин Р. В., Березовский В. А., Потапов В. А. Расчет систем центрального отпления. Киев : Вища школа, 1975. 215 с.
27. Рабинович Е. З. Гидравлика. - М.: Стройиздат, 1961. 408 с.
28. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж теплоиспользующих установок. - М.: Энергия. 1971. И эксплуатация
29. Ионин А. А., Хлыбов Б. М., Братенков В. Н., Терлецкая Е. Н. Теплоснабжение. / Под ред. А.А. Ионина. СССР.: Стройиздат, 1982. 336 с.
30. Кошаровский Б. Д. Автоматические приборы, регуляторы управляющие машины. Справочное пособие. СССР.: Машиностроение, 1973.
31. Сафонов А. П. Автоматизация Систем централизованного теплоснабжения. СССР. : Энергия, 1974.
32. Учет и контроль расхода энергоносителей и тепловой энергии: методы и приборы / Под ред. В. С. Кахановича. СССР. : Энергия, 1980.
33. Нормы расчета элементов паровых котлов на прочность. Энергоиздат, 1988. 216 с.
34. Руководство по проектированию тепловых пунктов / ВГНИПИИ Атомтеплоэлектропроект Минэнерго СССР, МНИИТЭП ГлавАПУ Мосгорисполкома, ГПИ Сантехпроект Госстроя СССР. Стройиздат, 1983. 72 с.
35. ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі». споруд.
36. СНІП 2.04.14-88 «Теплова ізоляція обладнання і трубопроводів».
37. ДБН А.3.1-5:2016 «Організація будівельного виробництва».
38. СНІП 2.04.07-08. Теплові мережі. Київ. : Буд-во, 2008.

39. ДНАОП 0.00.1.08-04. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, СССР.: Энергия, 2004.

40. Скрицкий Л. Г. Основы автоматики и автоматизации систем теплоснабжения и вентиляции. СССР.: Стройиздат, 1968.

Додаток А. Розрахункова схема теплової мережі



Додаток Б. Гідралічний розрахунок

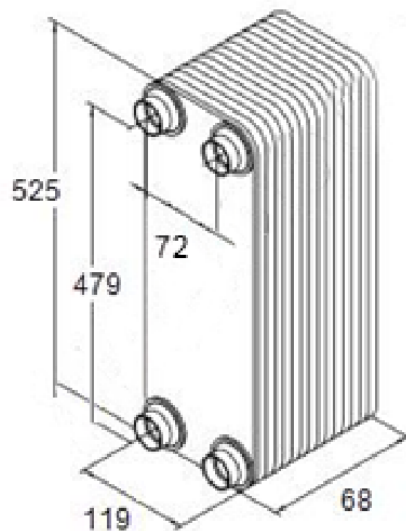
№ ділянки	Qот, Гкал/год	Qгвс, Гкал/год	Q, Гкал/год	Gот	Gгвс по розрахунку *	Витрата мереж. води Гобщ, т/ч	Основний напрямок										Втрати від кінцевого ΣDH, м
							Характеристика ділянки				Розрахункові дані ділянки						
							Діаметр, мм		Довжина L, м	Сума к.м.с., □ □	Швидкість води ω, м/с	Питомі втрати R, мм/м	Втрати напору на ділянці, м				
							Dу	Dн x δ					на одному трубопроводі, м	лінійні DHл	місцеві DHм	всього DH	
$\alpha_{cp} = z\sqrt{G}$		$a_{cp} = 0,22$		$R_{cp} = \frac{R_{ca}}{1 + \alpha}$		Rcp.l = 6,56 мм.в.ст											
1	1,08	0,66	1,74	13,475	5,52	18,99	100	108x4	175	10,5	0,73	7,9	1,38	0,29	1,67	1,67	
2	1,82	0,87	2,692	22,725	7,28	30,01	125	133x4	80	5,4	0,7	5,5	0,44	0,14	0,58	2,24	
3	2,08	1,06	3,132	25,95	8,80	34,75	125	133x4	100	4,4	0,8	7,9	0,79	0,14	0,93	3,18	
4	2,17	1,16	3,331	27,0875	9,70	36,79	125	133x4	100	5	0,9	8,9	0,89	0,21	1,10	4,27	
5	2,26	1,27	3,53	28,225	10,60	38,83	150	159x4,5	50	4,3	0,65	3,6	0,18	0,09	0,27	4,55	
6	2,82	1,29	4,105	35,25	10,71	45,96	150	159x4,5	85	3,8	0,75	4,9	0,42	0,11	0,53	5,07	
7	4,50	2,96	7,458	56,225	24,67	80,89	200	219x7	120	4,3	0,7	3,4	0,41	0,11	0,52	5,59	
8	5,40	3,00	8,398	67,475	25,00	92,48	200	219x7	105	3,8	0,8	3,9	0,41	0,12	0,53	6,12	
9	5,71	3,05	8,76	71,375	25,42	96,79	200	219x7	105	4,1	0,85	4	0,42	0,15	0,57	6,69	
10	5,88	3,21	9,09	73,5	26,75	100,25	200	219x7	13	1,3	0,89	4,5	0,06	0,05	0,11	6,80	
11	5,91	3,28	9,19	73,875	27,33	101,21	200	219x7	30	3,8	0,9	4,6	0,14	0,16	0,30	7,10	
12	5,96	3,34	9,3	74,5	27,83	102,33	200	219x7	75	3,8	0,91	4,8	0,36	0,16	0,52	7,62	
13	6,00	3,39	9,39	75	28,25	103,25	200	219x7	60	3,8	0,92	4,9	0,29	0,16	0,46	8,08	
14	8,13	4,20	12,33	101,625	35,00	136,63	200	219x7	75	3,8	1,18	8	0,60	0,27	0,87	8,95	
15	8,35	4,31	12,66	104,375	35,92	140,29	200	219x7	70	3,8	1,2	9	0,63	0,28	0,91	9,86	
16	8,62	4,42	13,04	107,75	36,83	144,58	200	219x7	85	3,8	1,25	9,1	0,77	0,30	1,08	10,93	
17	20,45	11,4	31,85	255,63	95,00	350,63	300	325x8	45	5,6	1,35	6,4	0,29	0,52	0,81	11,74	
18	20,99	11,51	32,5	262,38	95,92	358,29	300	325x8	110	1	1,4	6,9	0,76	0,10	0,86	12,60	
19	21,35	11,61	32,96	266,88	96,75	363,63	300	325x8	80	1	1,42	7,2	0,58	0,10	0,68	13,28	
20	22,84	12,65	35,49	285,50	105,42	390,92	300	325x8	210	5,6	1,5	8	1,68	0,64	2,32	15,60	
21	23,37	12,84	36,21	292,13	107,00	399,13	300	325x8	55	1	1,55	8,2	0,45	0,12	0,57	16,18	
22	23,81	13,22	37,03	297,63	110,17	407,79	350	377x9	55	1	1,18	4,1	0,23	0,07	0,30	16,47	
23	25,39	14,891	40,281	317,38	124,09	441,47	350	377x9	110	1	1,25	4,65	0,51	0,08	0,59	17,06	
24	25,52	15,025	40,545	319,00	125,21	444,21	350	377x9	165	2	1,27	4,7	0,78	0,16	0,94	18,00	
25	25,711	15,16	40,871	321,39	126,33	447,72	350	377x9	100	3	1,29	4,75	0,48	0,25	0,73	18,73	
26	26,18	15,53	41,71	327,25	129,42	456,67	350	377x9	513	10,5	1,3	4,9	2,51	0,91	3,42	22,15	

№ ділянки	Q _{от} , Гкал/год	Q _{гвс} , Гкал/год	Q, Гкал/год	G _{от}	G _{гвс} по розрахунку*	Витрата мереж. води Гобщ, т/ч	Характеристика ділянки			Розрахункові дані ділянки					Втрати від кінцевого		
							Діаметр, мм		Довжина	Діаметр, мм	Швидкість води	Питомі втрати	Втрати напору на ділянці, м			ΣDH, м	
							Dy	Dн x δ					Dy	R, мм/м	на одному трубопроводі, м лінійні DHл		на одному трубопроводі, м
									місцеві DHм								
Гілка 27-34																	
27	27,62	16,742	44,362	345,25	139,5	484,7	350	377x9	68	10,5	1,35	5,1	0,35	0,98	1,32	23,47	
28	0,06	0,091	0,151	0,75	0,76	1,51	40	45x2,5	70	5,5	0,34	5,6	0,39	0,03	0,42	0,42	
29	0,344	0,272	0,616	4,30	2,27	6,57	70	76x3,5	80	6,6	0,53	6,5	0,52	0,09	0,61	1,04	
30	0,67	0,453	1,123	8,38	3,78	12,15	70	76x3,5	87	6,6	0,95	21	1,83	0,30	2,13	3,17	
31	0,857	0,634	1,491	10,71	5,28	16,00	80	89x3,5	71	3,8	0,9	17	1,21	0,16	1,36	4,53	
32	1,044	0,815	1,859	13,05	6,79	19,84	80	89x3,5	71	3,8	1,1	23	1,63	0,23	1,87	6,40	
33	1,231	0,996	2,227	15,39	8,30	23,69	100	108x4	77	6,6	0,85	11,5	0,89	0,24	1,13	7,53	
34	1,43	1,177	2,607	17,88	9,81	27,68	100	108x4	32	3,8	1,5	16,5	0,53	0,44	0,96	8,49	
Довжина ділянки, м									488								
Гілка 35-37																	
35	0,06	0,091	0,151	0,75	0,76	1,51	50	40x2,5	24	1,6	0,33	6	0,14	0,01	0,15	0,15	
36	0,349	0,183	0,532	4,36	1,53	5,89	50	57x3,5	72	5	0,9	29	2,09	0,21	2,29	2,45	
37	0,469	0,365	0,834	5,86	3,04	8,90	70	76x3,5	40	13,2	0,68	7,5	0,30	0,31	0,61	3,06	
Довжина ділянки, м									136								
Гілка 38																	
38	0,06	0,091	0,151	0,75	0,76	1,51	40	45x2,5	56	4,8	0,65	16	0,90	0,10	1,00	1,00	
Довжина ділянки, м									56								

№ ділянки	Q _{от} , Гкал/год	Q _{гвс} , Гкал/год	Q, Гкал/год	G _{от}	G _{гвс} по розрахунку*	Витрата мереж. води G _{общ} , т/ч	Характеристика ділянки			Розрахункові дані ділянки					Втрати від кінцевого	
							Діаметр, мм		Довжина	Діаметр, мм	Скорість води	Удельн. потери	Потери напора на участке, м			
							Dy	Dн x δ					Dy	ω, м/с	R, мм/м	на одном трубопроводе, м
									линейные ДНл	местные ДНм	всего ДН	ΣДН, м				
Гілка 39-54																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
39	0,06	0,091	0,151	0,75	0,76	1,51	40	45x2,5	26	4,8	0,33	6	0,16	0,03	0,18	0,18
40	0,12	0,182	0,302	1,50	1,52	3,02	50	57x3,5	28	5,3	0,3	7,5	0,21	0,02	0,23	0,42
41	0,24	0,364	0,604	3,00	3,03	6,03	70	76x3,5	70	4,3	0,48	5,2	0,36	0,05	0,41	0,83
42	0,693	0,95	1,643	8,66	7,92	16,58	100	108x4	85	4	0,8	5,5	0,47	0,13	0,60	1,43
43	1,11	1,36	2,47	13,88	11,33	25,21	125	133x4	70	3,8	0,6	3,9	0,27	0,07	0,34	1,77
44	1,23	1,542	2,772	15,38	12,85	28,23	125	133x4	70	3,8	0,7	5,4	0,38	0,10	0,47	2,25
45	1,784	2,199	3,983	22,30	18,33	40,63	150	133x5	80	4,5	0,95	10,5	0,84	0,21	1,05	3,29
46	2,5	2,565	5,065	31,25	21,38	52,63	150	159x4,5	90	3,8	0,85	6,5	0,59	0,14	0,73	4,02
47	2,801	2,673	5,474	35,01	22,28	57,29	150	159x4,5	80	3,8	0,96	7,6	0,61	0,18	0,79	4,80
48	2,957	2,673	5,63	36,96	22,28	59,24	150	159x4,5	50	3,8	0,97	8,1	0,41	0,18	0,59	5,39
49	3,27	2,81	6,08	40,88	23,42	64,29	150	159x4,5	82	4,3	1,3	10	0,82	0,37	1,19	6,58
50	7,389	3,357	10,746	92,36	27,98	120,34	200	219x7	120	3,8	1	6,5	0,78	0,19	0,97	7,56
51	7,58	3,47	11,05	94,75	28,92	123,67	200	219x7	30	3,8	1,05	6,8	0,20	0,21	0,42	7,97
52	8,18	3,93	12,11	102,25	32,75	135,00	200	219x7	35	3,8	1,2	8,2	0,29	0,28	0,57	8,54
53	8,5	4,26	12,76	106,25	35,50	141,75	200	219x7	55	3,8	1,2	9	0,50	0,28	0,77	9,31
54	8,696	4,36	13,056	108,70	36,33	145,03	200	219x7	55	3,8	1,22	9,5	0,52	0,29	0,81	10,13
Довжина ділянки, м							1026									

Додаток В. Бланк підбору теплообмінника

XB37L-25	Гаряча сторона	Холодна сторона
Середа	Вода	Вода
Масова витрата	3.04	1.66
Температура на вході	70.0	5.0
Температура на виході	40.0	60.0
Втрати тиску	1.35	0.39
Швидкість каналів	0.43 / 2.25	0.21 / 1.22
Теплове навантаження	91000	91000
Коефіцієнт теплопередачі	3393	
Кількість пластин	26-L	
Компанування каналів	1x12+0x0	1x13+0x0
Товщина, матеріал пластин	0,25 мм	
Матеріал прокладок	Copper	
Розрахунковий тиск/пробний тиск	25/36	
Розрахункова температура	200	
Маса нетто	7	
Об'єм	1,224	1,326
Патрубки	Зовнішня різьба 25 мм	



Додаток Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
1	П-образ. компенсатор	2,8	3	8,4
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1,5	1	1,5
	Відвід 90°	0,6	1	0,6
	Засувка	0,5		0
	ΣС=			10,5
2	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1,5	1	1,5
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	Відвід 90°	0,6	1	0,6
	ΣС=			5,4
3	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Відвід 90°	0,6	1	0,6
	-	0	1	0
	ΣС=			4,4
4	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Відвід 90°	0,6	2	1,2
	ΣС=			5
5	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0		0
	ΣС=			4,3
6	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8

Продовження додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
7	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	-	0	1	0
	ΣС=			4,3
8	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
9	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Відвід 45°	0,3	1	0,3
	-	0		0
	ΣС=			4,1
10	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	Відвід 45°	0,3	1	0,3
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			1,3
11	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
12	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8

Продовження додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
13	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8
14	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8
15	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8
16	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8
17	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1,5	1	1,5
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Засувка	0,5	1	0,5
	-	0	1	0
	ΣС=			4,8
18	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	-	0	1	0
	ΣС=			4,3
19	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8

Продовження додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
20	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	2	5,6
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			6,6
21	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	-	0	1	0
	ΣС=			4,3
22	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
23	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
24	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	2	5,6
	Отвод 90о	0,6	2	1,2
	-	0		0
	ΣС=			7,8

Продовження додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
25	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	2	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
26	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	3	8,4
	Отвод 90о	0,6	1	0,6
	-	0		0
	ΣС=			10
27	Засувка	0,5	1	0,5
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,3
28	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Засувка	0,5	1	0,5
	Отвод 90о	0,6	2	1,2
	ΣС=			5,5
29	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	2	5,6
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			6,6
30	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	2	5,6
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			6,6

Продовження додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
31	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	ΣС=			3,8
32	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	ΣС=			3,8
33	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	2	5,6
	-	0	0	0
	-	0		0
	ΣС=			6,6
34	Отвод 90о	0,6	2	1,2
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	-	0	0	0
	-	0		0
	ΣС=			2,2
35	Отвод 90о	0,6	1	0,6
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	Засувка	0,5	0	0
	-	0		0
	ΣС=			1,6
36	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	Отвод 90о	0,6	2	1,2
	-	0		0
	ΣС=			5

Продовження додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
37	П-образ. компенсатор	2,8	4	11,2
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	2	2
	ΣС=			13,2
38	Отвод 90о	0,6	3	1,8
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1,5	2	3
	Раптове звуження	0,5	0	0
	-	0		0
	ΣС=			4,8
39	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1,5	1	1,5
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	-	0		0
	ΣС=			4,8
40	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1,5	1	1,5
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	Засувка	0,5	1	0,5
	ΣС=			5,3
41	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	-	0	1	0
	ΣС=			4,3
42	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Отвод 30о	0,2	1	0,2
	Раптове звуження	0,5		0
	ΣС=			4

Продовження додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
43	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8
44	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8
45	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Отвод 30о	0,2	1	0,2
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	ΣС=			4,5
46	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	ΣС=			3,8
47	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
48	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8

Кінець додатку Г

Таблиця Г - Суми коефіцієнтів місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Вид місцевого опору	С	К-сть	ΣС
49	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	Раптове звуження	0,5	1	0,5
	-	0		0
	ΣС=			4,3
50	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
51	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
52	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
53	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8
54	Трійник на відгалуження при розгалуженні потоку	1	1	1
	П-образ. компенсатор	2,8	1	2,8
	-	0	1	0
	-	0		0
	ΣС=			3,8

Додаток Д Гідравлічний розрахунок ІТП

Таблиця Д – Гідравлічний розрахунок ІТП

Ділянка	Q, Гкал	температура подачі	температура обратки	G, кг/ч	l, м	Dy, мм	ω, м/с	R, Па/м	RI, Па	ΣC	Kvs, м3	Z, Па	RI+ Z, Па	RI+ Z, м.в.ст	
Від введення теплової мережі до відгалуження на ГВ	0,151	150	70	1887,5	6	40	0,19	34	204				925,0	3,5	
	КМС			кульовий кран							96	39			
	КМС			грязьовик						10		172			
	КМС			фільтр сітчастий							33,1	325			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 2шт							62	93			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 2шт							62	93			
Контур ГВП (через теплообмінник)	0,091	70	40	3033,3	10	50	0,416	50	328,5				2645	19,0	
	КМС			трійник на відгалуження Gотв/Gств=0,76/0,151=0,52						6		494			
	КМС			відведення на 90 ° бшт x 1,5						9		741			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 4шт							62	239			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 4шт							62	239			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 4шт							62	239			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 4шт							62	239			
	КМС			раптове зниження						0,5		41			
	КМС			раптове розширення						1		82			
	КМС			клапан VM2											15000
Контур опалення через змішувальну лінію	0,06	150	70	750	5	32	0,203	20	100				350,9	21,5	
	КМС			затвор поворотний дисковий x 4шт							62	15			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 4шт							62	15			
	КМС			трійник на поділ Gотв/Gств=0,75/0,76=1						2,3		45			
	КМС			раптове зниження 2шт						1		20			
	КМС			раптове розширення 2шт						2		39			
	КМС			відведення на 90 ° 4шт x 1,5						6		118			
	КМС			клапан VM2											21150
Контур опалення через змішувальну лінію	0,151	150	70	1887,5	6	40	0,19	34	204				660,5	3,0	
	КМС			шаровий кран							96	39			
	КМС			фільтр сітчастий							33,1	325			
	КМС			затвор поворотний дисковий x 2шт							62	93			
	КМС			теплочисельник, місцеві сушіння на лічильнику								0			2300

