Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

НГІТ.2мМН.042-00.00.000 МР

Група 2мМН

Гламаздін Павло Михайлович

Полтава, 2025

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

До захисту

Завідувач кафедри

Савік В.М.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Теплопостачання нафтотерміналу перевалки нафти та важких нафтопродуктів з використанням високотемпературних органічних теплоносіїв»

Пояснювальна записка

Керівник
К.т.н., доцент Рамазанов В.А.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи
Гламаздін Павло Михайлович
студент, ПІБ
група 2мМН

підпис, дата

Консультант за 1 розділом
к.т.н., доц. Шестеренко Т.М
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
Доцент к.т.н. Дмитренко В.І.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
Доцент, к.т.н. Харчева К.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
К.ф.-м.н. Савік В.М.
посада, *наук. ступінь, ПІБ, підпис*

Дата захисту: 24 січня 2025

Полтава 2025

АНОТАЦІЯ

В складі магістерської випускової кваліфікаційної роботи розроблено вісім розділів:

1. У розділі "Аналіз існуючих технологій нагріву високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів і розробка альтернативної технології» наведено опис існуючих на сьогодні технологій нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів і виділені основні вади цих технологій. Сформовані основні вимоги до енергоефективних систем нагрівання високов'язких нафт та важких нафтопродуктів. Наведені загальні підходи до розроблення альтернативної системи. Вибраний теплоносій, що дає змогу зменшити тепловтрати в системі. Показані можливості варіативного проектування подібних систем. Виявлена можливість використання теплоти сонячного випромінювання при використані в системі теплопостачання високотемпературних органічних теплоносіїв.

2. В розділ 2 та 3 наведені розроблені пропозиції до проектування системи теплопостачання нафтотерміналу на півночі України. В проекті визначені теплові навантаження на нафтотермінал, який має традиційну систему для зливу нафти із залізничних цистерн та комплекс резервуарів для зберігання нафти. Розглянуто варіанти:

- теплопостачання централізоване з використанням високотемпературного органічного теплоносія (розділ 2);
- теплопостачання децентралізоване з використанням високотемпературного органічного теплоносія (розділ 2).

3. В розділі 4 наведено інформацію щодо автоматизації роботи системи теплопостачання.

4. В розділі 5 "Комбіноване теплопостачання з використанням геліосистеми" наведені загальні дані щодо рівня теплоти інсоляції на території України і показана можливість використання інсоляції для потреб теплопостачання нафтотерміналів. Наведена класифікація геліосистем та виконаний вибір обладнання для геліосистеми. Показано, що теплоносієм для геліосистеми в складі комбінованого джерела теплоти нафтотермінала має бути високотемпературний органічний теплоносій. Показано, що геліосистема для комплексу резервуарів для зберігання нафти може функціонувати без спеціальних акумуляторів теплоти, бо резервуари з нафтою самі можуть акумулювати велику кількість теплоти.

5. В розділі 6 “ Організація безпечної експлуатації системи теплопостачання нафтотерміналу з використанням високотемпературного органічного теплоносія ” наведені особливості вимог до безпеки при експлуатації системи теплопостачання з високотемпературними органічними теплоносіями.

6. В розділі 7 наведено інформацію щодо можливих викидів шкідливостей в атмосферне повітря. В системах теплопостачання з високотемпературними органічними теплоносіями.

7. В розділі 8 наведено розроблений календарний план монтажу термооливної котельні.

8. Сформовані висновки, які констатують можливість використання високотемпературних органічних теплоносіїв для теплопостачання нафтотерміналів, переваги такої системи теплопостачання та можливість використання геліосистеми в комбінації з теплогенераторами на органічному паливі.

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: *Магістр*
Спеціальність *185 «Нафтогазова інженерія та технології»*
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГІТ
_____ Савік В.М.
"__" _____ 20___ року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гламаздін Павло Михайлович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Теплопостачання нафтотерміналу перевалки нафти та важких нафтопродуктів з використанням високотемпературних органічних теплоносіїв.

Керівник роботи к.т.н., доцент Рамазанов В.А.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджена наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року № 818-Д

2. Строк подання студентом роботи 27.12 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Склад нафти, опис нафтотерміналу, георгафічне розташування нафтотерміналу.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Аналіз існуючих технологій нагріву високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів. Розроблення альтернативної технології нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів. Порівняльний аналіз технологій. Приклад можливого використання пропонуємої технології. Опис об'єкту. Традиційна система теплопостачання. Пропонуєма система. Витрати централізованої системи теплопостачання. Децентралізована система теплопостачання. Комбіноване теплопостачання з використанням геліосистеми. Загальні дані щодо потенціалу використання геліосистем в Україїні. Класифікація геліосистем та вибір обладнання Резервуари для зберігання нафти як акумулятора тепла. Висновки. Список використаних інформаційних джерел
5. Перелік графічного матеріалу
1.Зміст і обсяг роботи. 2. Споживання теплоти в процесах транспортування високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів. 3. Генплан об'єкту. 4. Схема теплової мережі. 5. Схема газопостачання. 6. Улаштування котелень. 7. Принципові

схеми парової котельні та котельні з термооливою. 8. Графік теплоспоживання. 9.Геліосистема.

6. Дата видачі завдання 14.10.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-31.10
2	Аналіз існуючих технологій	01.11-10.11
3	Розроблення альтернативної технології нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів	10.11-25.11
4	Порівняльний аналіз технологій	26.11-01.12
5	Розроблення прикладу можливого використання пропонуємої технології	02.12-20.12
6	Розроблення комбінованої системи теплопостачання з використанням геліоколекторів	20.12-30.12
7	Оформлення та узгодження роботи	30.12-17.01
8	Попередні захисти робіт	13.01-17.01
9	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент _____ Гламаздін П.М
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Рамазанов В.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Зміст розрахунково пояснювальної записки

	Стор.
Вступ……	6
1. Аналіз існуючих технологій нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів та розроблення концепції альтернативної технології……	
2. Система теплопостачання нафтотерміналу на основі високотемпературних органічних теплоносіїв……	10
3. Розгляд альтернативного варіанту теплопостачання…….....	87
4. Автоматизація котельні……	96
5. Комбіноване теплопостачання з використанням геліосистем….	100
6. Організація безпечної експлуатації котельні з високотемпературним органічним теплоносієм……	126
7. Оцінка впливу на навколишнє середовище……	154
8.Організація та технологія монтажу системи теплопостачання….	158
Висновки……....	168
Список використаних джерел.....	169

ВСТУП

Актуальність теми.

Нафта складається з вуглеводів різних гомологічних рядів, а також інших елементів- кисню, азоту, сірки. Вуглеводні, що входять у склад нафти, складаються з алканів, цикленів, ароматичних вуглеводнів та з вуглеводнів гібридної будови. Останні складаються зі змішаних парафіно-циклонових і більш складних з'єднань, нафтенових кислот, нафтових смол, а також асфальтенів- твердих аморфних речовин темно-бурого або чорного кольору, що містяться в нафті у вигляді звичайних або колоїдних розчинів.

Звідси витікає, що нафта може використовуватися для отримання органічних палив рідкого складу і призначення (бензин, гас, соляра, мазут) і синтезу величезної номенклатури різноманітних синтетичних речовин, перелік яких може скласти цілі томи і без яких сьогодні не можна уявити самі побутові речі і деякі процеси.

Але місця, де нафта може перероблюватись в інші речовини, рідко розташовуються в місцях її видобування. Тому виникає ціла галузь техніки – транспортування нафти та нафтопродуктів. В залежності від місця видобування нафти співвідношення складових нафти може коливатися в широкому діапазоні. Від цього співвідношення залежать властивості нафти, зокрема густина та в'язкість. Останні властивості визначають особливості технології транспортування нафти.

Подібно нафті важкі нафтопродукти її переробки - прямогоний мазут або змішані в них важкі високов'язкий залишок та легкі нафтопродукти являють собою складні колоїдні з'єднання, здатні об'єднатись в області температури застигання у псевдокристалічну структуру, що відрізняється зниженою текучістю.

Як і для нафти, в'язкість і густина мазутів сильно залежить від температури.

В'язкість мазутів та нафти визначають умови їх транспортування,

умови і засоби зливних та наливних операцій та час їх випорожнення. Разом з густиною вона впливає на швидкість осадження механічних домішок та час і повноту відокремлення в резервуарах від води. Деякі марки мазутів взагалі можуть при зниженні температури перетворюватися у реологічні рідини. В такому стані їх неможливо переміщувати у просторі за допомогою насосів.

Високов'язкі нафти зазвичай не перетворюються у реалогічні рідини зі зниженням температури, однак їх в'язкість значно збільшується при зниженні температури, що обумовлює великі витрати електроенергії на привід насосів при організації її транспортуванні в трубах.

Висока в'язкість великої частини нафти з різних родовищ і важких нафтопродуктів, а також підвищення в'язкості при знижені температури змушує в багатьох випадках нагрівати нафту перед її транспортуванням, а часто і в процесі її транспортування по трубах до прийнятної з точки зору витрати електроенергії на її транспортування температури. При цьому витрати теплоти на нагрівання нафти або нафтопродуктів стають однією з вагомих складових кінцевої вартості нафти для споживачів.

Оптимізація теплообмінних процесів при нагріванні нафти та важких нафтопродуктів і розробка енергоефективних систем для нагрівання виходячи з наведених вище причин є актуальною задачею при проектуванні і модернізації системи транспортування.

Мета роботи:

- розроблення енергоефективної технології розігрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів при їх транспортуванні та перевалці.

Об'єкт дослідження: системи транспортування та перевалки високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів.

Предмет дослідження- методи і засоби підвищення ефективності нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів при їх транспортуванні та перевалці.

Наукова новизна отриманих результатів в ході роботи:

Показана можливості використання високотемпературних органічних теплоносіїв для нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів в процесі їх транспортуванні та перевалки як енергоефективна альтернатива традиційному теплоносію – водяній парі та прямому нагріву нафти в радіаційно-конвективних пічках, а також обґрунтувана можливість створення комбінованих джерел теплоти з використанням сонячної енергії в системах теплопостачання в високотемпературними органічними теплоносіями.

Можливі результати роботи, їхня новизна та практичне значення. Очікується, що впровадження технології застосування високотемпературних органічних теплоносіїв для нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів в технологіях їх транспортування та перевалки дозволить отримати наступні позитивні результати:

- зменшення витрати енергоносія на нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів;
- підвищити надійність експлуатації системи теплопостаччання як елементів магістральних трубопроводів нафти та нафтотерміналів;
- знизити антропогенне навантаження на навколишнє середовище при експлуатації магістральних трубопроводів нафти та нафтотерміналів;
- використовувати більш гнучкі та ресурсозберігаючі технологічні рішення при експлуатації нафтопроводів та нафтотерміналів.

Апробація роботи. Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на міжнародній конференції « Енергія, ресурси, екологія», що проводилась в «Київському національному університеті будівництва та архітектури» з 25 по 27 листопада 2024 року. Доповідь Гламаздіна П.М. та Савіка В.М. «Використання геліосистем при транспортуванні нафти та нафтопродуктів».

Крім того, вони докладалися в процесі проведення круглого столу «Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024» в Національному

університеті «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» 16.12.2024 року.

Структура й обсяг магістерської роботи.

Магістерська робота складається із вступу, шести розділів, висновків, перелік використаних джерел . Основна частина магістерської роботи викладена на … сторінках комп'ютерного набору. Повний обсяг магістерської роботи складає …. сторінки.

1. Аналіз існуючих технологій нагрівання високов'язкої нафти та важких нафтопродуктіві розроблення концепції альтернативної технології

Транспортування нафти та нафтопродуктів може виконуватися двома способами- через переміщення в спеціальних ємностях, заповнених нафтою чи нафтопродуктами (автомобільні чи залізничні цистерни та річні і морські танкери) або прокачуванням цих рідин по трубопроводах насосами. В першому варіанті рідини транспортуються дискретно, порціями, а в другому – безперервно. Обидва способи мають свої особливості, свої переваги і свої недоліки. Обидва способи мають свою нішу в процесах логістики. Але обидва способи стикаються з необхідністю вирішувати проблеми, пов'язані зі складом нафти та нафтопродуктів. Крім всіх інших проблем, пов'язаних наприклад, з легкозаймистістю та вибухонебезпечністю деяких сортів нафти та нафтопродуктів, виділяється проблема залежності густини і в'язкості цих рідин від температури. Серед безлічі сортів нафтопродуктів та і взагалі нафти, є такі, в'язкість яких настільки зменшується при знижені температури, що вони стають вже не рідкими а реологічними середовищами, які не піддаються переміщенню по трубах за допомогою насосів. Такі нафти прийнято називати високов’язкими, а серед нафтопродуктів такими властивостями виділяються мазут марки 100 (як прямогоний мазут, так і змішаний) і гудрон. Високов'язкі нафти можна вважати різновидом важких нафт, які поділяються на три види.

Звичайна важка нафта, густина якої коливається від 10 до 20° API зі зменшеною плинністю.

Надважка нафта з густиною, менше за 10° API. Вона дуже в'язка і нагадує бітум.

Бітумінозна нафта. Практично тверда речовина за нормальної температури.

В Україні є родовища важких нафт у Прикарпатті.

Для транспортування важких нафт відомі декілька способів.

- Нагрівання нафти. Це найпоширениц спосіб підготовки в'язкої нафти для транспортування. Для нагрівання використовують теплоту, яку отримують при спалюванні органічних палив (при цьому спалюють і саму нафту) або електроенергію.

- Додавання до нафти розчинників. Для зниження в'язкості до важкої нафти додають більш легкі вуглеводні (газовий концентрат або Дизельне паливо)

- Створення емульсій шляхом додавання до важкої нафти води та спеціальних стабілізаторів.

- Використання хімічних добавок, які знижують в'язкість і покращують плинність важкої нафти. Хімічні препарати також можуть зменшувати ризик утворення парафінів та асфальтенів.

- Розбавлення важкої нафти димоєнтами (легкими фракціями), що зменшує густину нафти та її в'язкістьх.

- Розчинення у важкій нафті інертних газів під тиском, що також полегшує транспортування через збільшення плинності двофазної суміші.

Вибір конкретного способу залежить від умов транспортування, властивостей нафти та доступної інфраструктури. Іноді використовують комбінацію кількох методів для досягнення оптимальних результатів.

Але все таки найпоширений спосіб підготовки важкої нафти до транспортування - це її нагрівання. Важка нафта повинна бути теплою в процесі транспортування по трубопроводах постійно. Якщо це трубопроводи, що прокладені по території промислових об'єктів, то вони можуть обігріватися двома способами - або гріючим електричним кабелем, що кріпиться до труби під тепловою ізоляцією останнього, або так званим паровим супутником. Паровий супутник - це труба малого діаметру з парою під теплою ізоляцією, зокрема на основній трубі.

Якщо це магістральний трубопровід, то нафта нагрівається в спеціальних теплообмінниках перед подачею в трубу. Гріючим елементом в цьому випадку виступає водяна пара. Іноді нафта нагрівається в спеціальних

пічах. Топка печі являє собою спіраль з безшовної труби, по якій тече нафта. Спіраль так сильно стягнута, щоб її кільця так щільно прилягали одне до одного, щоб складали суцільний герметичний циліндр. В середині циліндра горить полум'я, яке і гріє нафту, яка тече в спіральній трубі. В печі спалюють зазвичай саму нафту, яку гріють в спіралі. Коефіцієнт корисної дії пічей має низьке значення через вискоку температуру продуктів горіння на виході з печі.

Крім того, піч має високі значення викидів шкідливих газів. крім традиційних оксидів азоту і вуглецю, які при спалювання нафти можуть досягати дуже великих значень(оксидів азоту NOx більше 400 м2/м3, а оксидів вуглецю- до 200м2/м3), викиди можуть мати в своєму складі відчутні кількості бензопирену та інших шкідливостей. Нарешті в пічах важко витримувати необхідні температури стінок труб, по яких прокачують нафту на безперечному рівні. При перевищенні крайніх значень температури стінок труб, одні різновиди нафти можуть почати коксуватися, в інших почнуть кристалізуватися парофіни та нафтени, а деякі можуть почати кипіти. Через це пічи використовують в тих випадках, коли іншого виходу немає. Пічі також є пожежонебезпечним та вогненебезпечним пристроєм. Їх треба обваловувати і мати на території, де вони розташовані, спеціальні протипожежні системи.

На магістральних трубопроводах пункти нагріву нафти розташовуються на відстані від 50 до 150 кілометрів один від одного. Ця відстань залежить від сорту нафти, що транспортується в магістральному трубопроводі та від кліматичних умов, в яких прокладається трубопровід, а також від типу прокладання – надземний чи підземний трубопровід. Чим більш важка нафта, тим коротша відстань між пунктами нагрівання.

Пічи нагріву нафти здебільшого використовують в місцях з обмеженою доступністю до води, або там, де воно взагалі відсутня.

В місцях з достатньою кількістю води перевагу віддають системам з обігрівом нафти водяною парою. Така система набагато складніша за піч.

Єдина система, яка аналогічна системі нагрівання нафти в пічах – це система подавання і зберігання палива до теплогенератора. В якості теплогенератора виступає паровий котел, нагрівання нафти відбувається в спеціальних теплообмінниках, – конденсаторах водяної пари. Водяна пара конденсується і виділяє при цьому теплоту фазового переходу. Це забезпечує ефективний і безпечний нагрів нафти. Температура. при якій нагрівається нафта, знаходиться в більш комфортному, безпечному діапазоні. Температура стінок труб з нафтою не досягає таких значень, при яких з'являється небезпека її коксування або скипання. В цьому плані парові системи мають переваги перед пічами. Безумовно з точки зору пожежної безпеки вони також мають безперечну перевагу.

Але парові системи мають і низку недоліків. Головне те, що їх експлуатація можлива лише там, де є вода в достатній кількості. На магістральних нафтопроводах теж такі умови є далеко не завжди. Крім того, парові системи мають і технічні недоліки. Самі парові котельні споживають відчутну кількість теплоти на власні потреби. В основному це потреби на підготовку води – деарацію та помя`гшення, включно з нагріванням сирої води іонітними фільтрами. Крім того, робота самого парового котла супроводжується так званою безперервною продувкою. При цьому з котла постійно зливається якась частка гарячої котлової води. Не дивлячись на часткову утилізацію, вода також витрачається з випаром деаратора, який супроводжується і витратою тепла. Самі парові системи теж мають недоліки. Це великі втрати тепла в паропроводах, гідроудари, абразивний знос поверхонь нагріву в конденсаторах і підвищений корозійний знос конденсатопроводів. Система має багато елементів, що робить її експлуатацію доволі складною і тяжко регульованою.

Не дивлячись на притаманні системам паропостачання недоліки, вони знайшли майже монопольне використання на нафтотерміналах. Тут водяна пара використовується не тільки для розігріва нафти або мазута в теплообмінниках при заповненні чи випорожненні цистерн і танкерів, а і

прямого нагріва нафтопродуктів і нафти. Це організація прямого контакту водяної пари (гострої пари) з нафтопродуктом. Водяна пара при цьому конденсується прямо в нафтопродукти, що прискорює процес нагрівання, але призводить до обводнення нафти до 15%. Крім того, гостра пара використовується для миття цистерн та іншого обладнання. Іноді пара подається в парові сорочки – подвійні пустотілі стінки цистерни, де конденсується і гріє таким чином нафтопродукти для їх зливання з цистерни.

На нафтотерміналах існують і інші способи випорожнення цистерн. Наприклад, в тепляках гріють цистерни радіаційним способом. Або електроіндукційним. Але вони не знайшли широкого втілення через складність і високу енергоємність.

В підсумку можна констатувати, що існуючі сьогодні, традиційні і не зовсім традиційні методи нагрівання високов'язкої нафти і важких нафтопродуктів занадто енергоємні, що змушує шукати інші способи віирішення проблеми.

2. Розроблення альтернативної технології нагріву високов'язкої нафти та важких нафтопродуктів

Короткий аналіз, виконаний в попередньому розділі, дозволяє зробити деякі узагальнення.

Існуючі методи не можуть задовольнити всіх вимог до систем і пристроїв нагрівання нафти і нафтопродуктів. На даний час найбільш поширені два методи – прямий нагрів нафти в радіаційно-конвективних пічах та прямий нагрів гострою водяною парою, або через тепрообмінники-конденсатори.

Прямий нагрів має ряд негативних факторів, який звужує сферу його застосування:

- можливість негативного впливу на якісні показники, які падають в процесі нагрівання (коксування, парафінізація та інші);
- пожеженебезпечність;
- низька енергоефективність;
- негативний вплив на атмосферне повітря.

Але поки прямий нагрів незамінний при відсутності достатньої кількості водних ресурсів і обмеженому споживанні електроенергії.

Паропостачання систем нагріву нафтопродуктів та нафти має більше поширення через розширені можливості цього методу. Це можливість організації миття цистерн або іншого обладнання, організації теплопостачання комунальної та офісної інфраструктури, нарешті можна улаштувати когенераційну паросилову установку.

Але і цій системі притаманний ряд недоліків.

- Енергоефективність системи, як показало в попередньому розділі, не відповідає існуючим стандартам.
- Ця система ресурсовитратна (споживає велику кількість води та повареної солі).
- Негативно впливає на навколишнє атмосферне повітря, водний басейн.
- Має підвищену складність в процесі експлуатації.
- Структура її повинна бути тільки жорстко централізованою (центральне джерело паропостачання, з розширеною мережею паропроводів).

Найкращим виходом з цієї ситуації може бути поєднання переваг обох систем з виключенням негативних факторів. В якості такої системи нагрівання може виступати система теплопостачання з використанням в якості теплоносія високотемпературних органічних теплоносіїв(ВОТ).

Такі системи відомі майже сто років. Вони використовуються в деяких хімічних теплотехнологіях та в поліграфічній промисловості. Крім того, їх

застосовують для отримання електроенергії в місцях первинної заготівлі ліса для отримання електроенергії з відходів первинної обробки лісу. Високотемпературні органічні теплоносії являють собою евтектичні суміші деяких високомолекулярних органічних речовин. На сьогодні вони можуть мати і синтетичне походження. Основна властивість цих евтекник – це низький тиск насичення їхньої пари при високих температурах. Тобто вони можуть залишатись рідкими, не вскипати при температурах до 350°С і тиску 0,2-0,3МПа.

При цьому вони мають достатньо високу теплоємність (до 0,8 від теплоємності води) і невисоку в'язкість. Вони не агресивні з точки зору корозії поверхонь нагріву. Більше того, вони захищають металеві поверхні від корозії. На їх основі можна реалізовувати цикли Ренкіна для отримання електроенергії. І при цьому обладнання буде працювати при тисках, на порядок менших, ніж при використанні водяної пари в якості робочого тіла.

Тим не менше, ці теплоносії ще не дуже активно використовуються в промисловості та енергетиці., хоча сфери їх використання активно поширюються. Пояснення цьому факту можна сформувати як в суб'єктивній так і в об'єктивній сферах. Ці евтектики були не стійкими. Під час експлуатації з них виділялись тверді частинки і газова фаза. Життевий цикл (активний час експлуатації) складав не більше п'яти років. Газова фаза, що виділялась в процесі експлуатації, шкідливо впливала на здоров'я експлуатуючого персоналу і на навколишнє середовище. Ціна цього теплоносія теж відчутна – до 50 центів за один літр. Типовий прилад такої евтектики- це теплоносій АМТ-30 – один з перших в СРСР та і в світі. На сьогодні більшість цих вад виправлено. Життєвний цикли подовжений до 10-15 років (в залежності від зазначених властивостей). З екологічної точки зору вони в більшості відносяться до 4 ступеню безпеки, не шкідливі для здоров'я людини. Випускаються відомими в світі виробниками (Mobile, Shell та іншими).

Однак вони мають і вади. Це великий об'ємний коефіцієнт температурного розширення – від 8 до 30% в залежності від складу. Крім того, вони мають обмеження на величину різниці температури між температурою поверхні нагріву та евтектики. При великих температурних градієнтах евтектики можуть коксуватись. Нарешті, при контакті з повітрям вони можуть окиснюватись і втрачати свої якості через зміну складу. Тим не менше, їх використання в системах нагрівання високов'язкої нафти і важких нафтопродуктів дасть змогу позбавитись деяких вад традиційних способів.

Використання систем нагрівання нафти з високотемпературним теплоносієм в пунктах нагрівання нафти на магістральних трубопроводах дозволить нагрівати нафту більш безпечно з точки зору пожежобезпеки, уникнути можливостей знижень якостей нафти від коксування, парафінування, скипання. Процес нагрівання стане енергоефективніший, зменшиться антропогенний вплив на навколишнє середовище. Більше того, відкриваються можливості самозабезпечення пункту нагріву з насосними станціями електроенергією завдяки можливості влаштування органічого циклу Ренкіна (ORC). В найпростішому вигляді схема такої установки представлена на рис. 2.1. Паливом для неї може служити нафта, газ природний, біомаса тощо.

Так само системи теплопостачання з високотемпературним теплоносієм для нафтотерміналів дозволять відчутно підвищити енергоефективність їх експлуатації та знизити споживання таких достатньо на сьогодні таких дефіцитних ресурсів як вода та та сіль поварена. Така система може задовольнити і потреби в водяній парі при необхідності використовувати останню для миття обладнання гострою парою. При необхідності на місці, де потрібна гостра пара улаштовуватиметься теплообмінник- парогенератор, в якому водяна пара буде генеруватися за рахунок нагрівання води до температури кипіння гарячим органічним теплоносієм. Можливості використовувати високотемпературний теплоносій для задоволення потреб в теплоті різних споживачів представлені на рис.2.2.

Нарешті і пунктах нагріву нафти на нафтопроводах і в нафтотерміналах за допомогою ВОТ можливо ефективне використання сонячної енергії. Для цього необхідно використовувати геліосистеми з вакуумованими трубчастими колекторами, в яких можливо нагрівати ВОТ до температури 300°С в умовах України літом. Це можливо тільки при використанні в якості теплоносія для геліосистеми саме ВОТ.

Нарешті система теплопостачання з ВОТ для нафтотерміналів може бути децентралізована. Окремо джерело тепла може розташовуватись біля естакади для зливу нафти, а інше- біля резервуарного парку. В цьому випадку відпадає необхідність в високотемпературних теплових мережах.

Для конкретизації висунутих пропозицій вибраний в якості модельного об'єкту нафтотермінал нафтопереробного заводу.

1.1. Опис об'єкта теплопостачання

Об'єкт теплопостачання – нафтотермінал заводу з переробки нафти в м. Охтирка Сумської області.

Споживачами теплоти на нафтотерміналі є установка зливу нафти з цистерн, що проходять по залізниці та резервуари для зберігання нафти ємністю по 5 000 м^3.

На залізничні естакаді є два блоки для злива нафти одночасно з трьох цистерн. Час зливу нафти з цистерн згідно завданню на проектування – 2 години. Ємність цистерн =- 60 тонн. Початкова температура нафти 0 °С, температура необхідна для зливу – 30 °С.

В резервуарі зберігання нафти час її розігріву від 12 °С до 30 °С прийнятий у 24 години.

Теплофізичні характеристики нафти наведені у таблиці 1.1.

Кліматичні характеристики місця роздашування наступні:

м. Охтирка, Сумська область 50°18' пн.ш;

- Кліматичний район – I район;
- Середня річна температура 6,9 °С ;

Таблиця 1.1 Теплофізичні характеристики нафти при середній розрахунковій температурі

№	Характеристика	Од. виміру	Значення
1	Теплоємність	*кДж/кг·К*	1,85
2	Густина	*кг/м³*	853
3	Кінематична вязкість	*м²/с*	9,2
4	Коефіцієнт теплопровідності	*Вт/м·К*	0,1615
5	Коеф-т обємного розширення	1/К	0,00088

- $T_{хп}$ = -23 °С (найхолодніша п'ятиденка 0,92);
- $T_{лп}$ = 23 °С (найжаркіша п'ятиденка 0,99) ;
- Середня на рік вологість: φ = 78%;

1.2 Режими теплоспоживання

Для забезпечення зливу нафти з цистерни на естакаді необхідно надати в блоки зливу 0,46 МВт теплоти за дві години. Кількість теплоти визначена за формулою:

$$Q = G \cdot c\, \Delta t + Q_{втр}\text{, Вт} \qquad (1.1)$$

$$Q_1 = \frac{30 \cdot 10^3}{3600}\, 1{,}852 \cdot 10^3\, (303\text{-}273) + 32\,266{,}3 = 4{,}63 \cdot 10^5 + 32\,266{,}3 = 4{,}95 \cdot 10^5 \; Вт$$

де, Q - кількість тепла, що необхідно надати для підігріву нафти, Вт;

G – розрахункова витрата нафти, т/год;

c - теплоємність нафти, Дж/кг·К;

Δt - різниця температури між температурою розігріву – 0 °С та температурою зливу – 30 °С;

$Q_{вт} = 32\,266{,}3\ Вт$ – сумарні тепловтрати з теплової траси.

Для визначення теплоти, необхідної для підтримання температури нафти

в резервуарі при її зберіганні на рівні 30 °С було побудовано графік залежності необхідної кількості теплоти від температури зовнішнього повітря. Графік побудований за методикою, прийнятою. Основною розрахунковою формулою є:

$$Q = \alpha \cdot F \cdot (t_0 - t_{ext}), \text{ Вт} \quad (1.2)$$

F – площа поверхні резервуару нафти, м^2;

α - коефіцієнт тепловіддачі зовнішньої поверхні, Вт/м^{2}К;

t_0 - розрахункова температура зовнішнього повітря, °С;

Оскільки підігрів нафти для зливу на естакадах працює в періодичному режимі, лише за потребою підігріву нафти в цистернах для можливості її зливання та транспортування, тоді як робота установки підігріву нафти в резервуарі є обов'язковою постійно для підтримання температури сировини 12…30°С і недопускання її охолодження. З цього витікає, що ми можемо періодично припиняти подачу тепла до естакади і в цей час підвищувати швидкість нагріву резервуару, за рахунок зняття теплового навантаження на естакаду.

Остигання нафти в резервуарах відбувається за рахунок передачі теплоти від рідини до зовнішнього середовища через стінку.

Як правило, час охолодження продукту коливається в широкому діапазоні і залежить від технологічного режиму роботи нафтобази, її призначення, теплофізичних характеристик нафти, температури навколишнього середовища та інших причин.

Якщо не забезпечити вчасний підігрів то це може призводити до неповного зливу або наливу продукту, погіршення якості знову завантаженого продукту, зменшення вантажопідйомності при транспортуванні.

Характер зміни теплових навантажень протягом року надзвичайно важливий для визначення витрат палива, раціонального використання обладнання джерела теплоти, а також для техніко-економічних розрахунків

при проектуванні та експлуатації системи теплопостачання.

Будуємо графік зміни теплового навантаження при остиганні резервуара в залежності від температури зовнішнього повітря та тривалісті стояння температур зовнішнього повітря (див. Таблиця 4.2) та графік втрати теплоти відповідного періоду. Для розрахунку приймаємо розрахункову опалювальну температуру максимально низьку взимку.

Визначаємо кількість теплоти, необхідної для підтримання температури нафти в резервуарі в інтервалі температур від -27…+30:

$t_{ext} = +30°C$: $Q_{30} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23-30) = 2\ 035\ 730\ Вт = 2\ МВт$;

$t_{ext} = +20°C$: $Q_{20} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23-20) = 1\ 651\ 630\ Вт = 1{,}65\ МВт$;

$t_{ext} = +10°C$: $Q_{10} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23-10) = 1\ 267\ 530\ Вт = 1{,}2\ МВт$;

$t_{ext} = 0°C$: $Q_0 = 1670 \cdot 23 \cdot (-23+0) = 883\ 430\ Вт = 0{,}88\ МВт$;

$t_{ext} = -10°C$: $Q_{-10} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23+10) = 499\ 330\ Вт = 0{,}5\ МВт$;

$t_{ext} = -20°C$: $Q_{-20} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23+20) = 115\ 230\ Вт = 0{,}115\ МВт$;

$t_{ext} = -23°C$: $Q_{-23}\ 1670 \cdot 23 \cdot (-23+23) = 0\ МВт$.

Отриманий графік наведений на рис.4.1.

Таблиця 4.2. Тривалість стояння температур зовнішнього повітря

	Кількість годин з температурою нижчю за дану						
№	Місто	-30..25	-20..-15	-10..-5	-5..0	0..5	+5..+8
1	Харків	10	189	754	1179	1255	685

Визначимо кількість теплоти, що подається до резервуару з врахуванням тепловтрат при транспортуванні:

$\Sigma Q_{30} = Q_{30} + Q_{вт} = 2\ 035\ 730 + 27\ 158 = 2\ 062\ 888\ Вт$;

$\Sigma Q_{20} = Q_{20} + Q_{вт} = 1\ 651\ 630 + 27\ 158 = 1\ 678\ 788\ Вт$;

$\Sigma Q_{10} = Q_{10} + Q_{вт} = 1\ 267\ 530 + 27\ 158 = 1\ 294\ 688\ Вт$;

$\Sigma Q_0 = Q_0 + Q_{вт} = 883\ 430 + 27\ 158 = 910\ 588\ Вт$;

$\Sigma Q_{-10} = Q_{-10} + Q_{вт} = 499\ 330 + 27\ 158 = 526\ 488\ Вт$;

$\Sigma Q_{-20} = Q_{-20} + Q_{вт} = 115\ 230 + 27\ 158 = 142\ 388\ Вт$;

$\Sigma Q_{-23} = Q_{-23} + Q_{вт} = 0 + 27\ 158 = 27\ 158\ Вт$.

$Q_{вт}$ – розрахункові втрати теплоти по довжині теплової мережі в бік резервуару;

З графіка видно, що споживання теплоти протягом року залишається від 0 при температурі повітря -23 °С до 2 МВт при температурі повітря +30 °С.

$Q\Sigma$ – сумарна кількість теплоти, що подається до резервуару (з врахуванням тепловтрат);

Q - кількість теплоти на підтримання температури нафти в резервуарі

4.2. Традиційна система теплопостачання.

Традиційно подібні об'єкти мають парову систему теплопостачання. Така система включає в себе наступні елементи:

- парова котельня;

- теплообмінники – конденсатори водяної пари для нагріву нафти на естакаді випорожнення залізничних цистерн (або автомобільних) чи танкерів (річних або морських) та для нагрівання нафти та важких нафтопродуктів в резервуарах;

- паропроводів для надавання пари для теплообмінників;

- ємностей для збирання конденсату після теплообмінників;

- групи конденсаційних насосів;

- конденсатопроводів від майданчиків з теплообмінниками;

- насосної групи для подачі води до котельні;

- системи конденсації з відповідним обладнанням для очистки виробничіх та аварійних витоків від котельні;

- комплекту запірної та регулювальної арматури;

- систему силового електрозабезпечення;

- комплексу автоматичного регулювання та технологічного захисту системи.

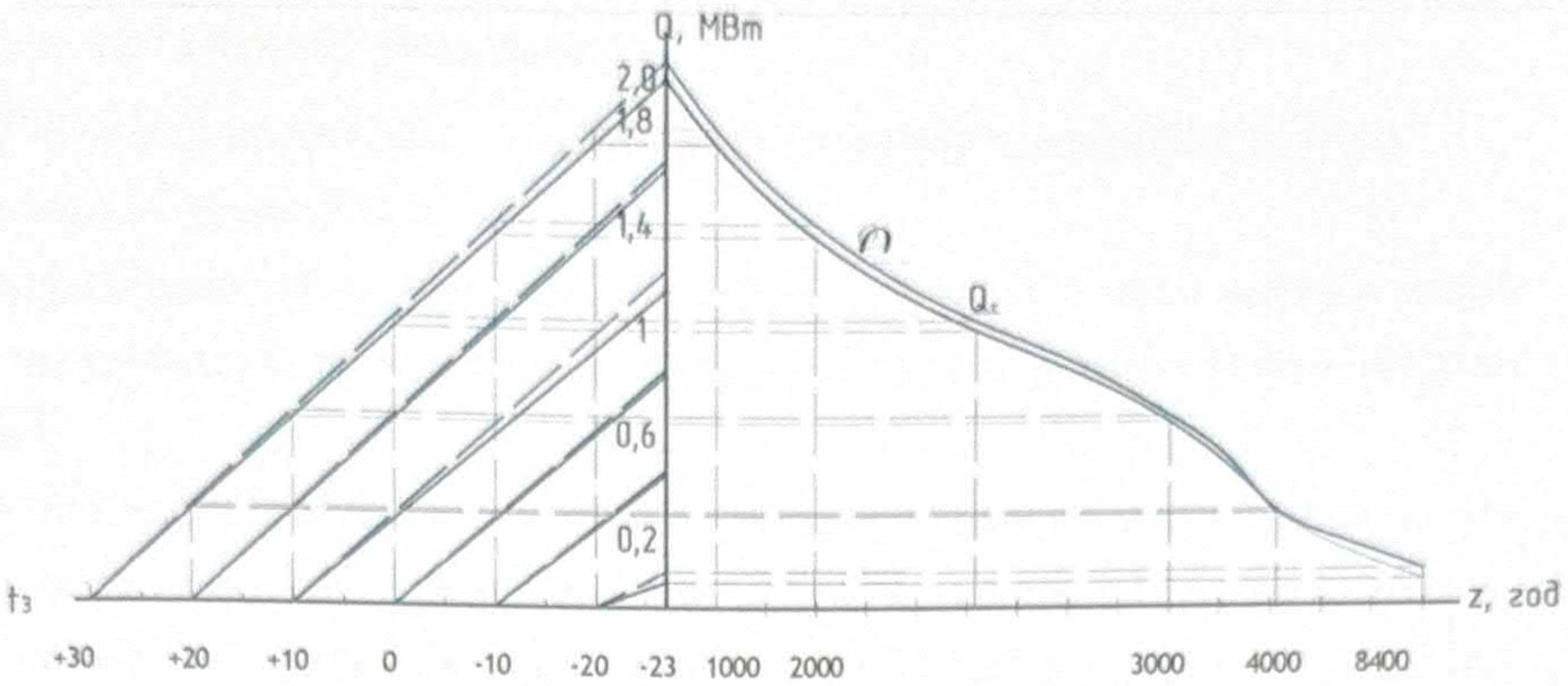


Рис 4.1. Графік теплоспоживання резервуару для зберігання нафти протягом року

Розділ 2. **Система теплопостачання нафтотермінaлу на онові високо органічних теплоносіїв.**

Об'єкт теплопостачання – нафтотермінал заводу з переробки нафти в м.Ах-тирка Сумської області.

Споживачами теплоти на нафтотерміналі є установка зливу нафти з цистерни, що проходять по залізниці та резервуари для зберігання нафти ємністю 5000м^3.

На естокаді є два блоки для злива нафти одночасно з трьох цистерн. Час зливу нафти з цистерн згідно завданню на проектування – 2 год. Емність цистерн 60 тонн. Початкова температура нафти 0 °С, температура необхідна для зливу – 30 °С.

В резервуарі зберігання нафти час її розігріву від 12 °С до 30 °С прийнятий у 24 години.

Теплофізичні характеристики нафти наведені у Таблиці 1.

Таблиця 1.Теплофізичні характеристики нафти при середній розрахунковій температурі

№	Характеристика	Од. вимір	Значення
1	Теплоємність	*кДж/кг·К*	1,85
2	Густина	*кг/м^3*	853
3	Кінематична вязкість	*м^2/с*	9,2
4	Коефіцієнт теплопровідності	*Вт/м·К*	0,1615
5	Коеф-т обємного розширення	1/К	0,00088

Кліматичні характеристики місця роздашування наступні:[2]

- м.Ахтирка, Сумська область 50°18' пн.ш;
- Кліматичний район – **І район**;
- Середня річна температура 6,9 °С ;
- $T_{ХП}$ = -23 °С (найхолодніша пятиденка 0,92) ;
- $T_{ЛП}$ = 23 °С (найжаркіша пятиденка 0,99) ;
- Середня на рік вологість: φ = **78%** ;

4.1 Режими теплоспоживання

Для забезпечення зливу нафти з цистерни на естокаді необхідно надати з в блоки зливу 0,46 МВт теплоти за дві години. Кількість теплоти визначена за формулою:

$$Q = G \cdot c\, \Delta t + Q_{втр},\ Вт \qquad (4.1)$$

$$Q_1 = \frac{30 \bullet 10^3}{3600} \cdot 1{,}852 \cdot 10^3\,(303\text{-}273) + 32266{,}3 = 4{,}63 \cdot 10^5 + 32266{,}3 = 4{,}95 \cdot 10^5\ Вт$$

де, Q - кількість тепла, що необхідно надати для підігріву нафти, Вт;

G – розрахункова витрата нафти т/год;

c - теплоємність нафти Дж/кгК;

Δt - різниця температури між температурою розігріву- 0 °С та темпе-ратурою зливу – 30 °С;

$Q_{вт} = 32266{,}3 Вт$ – сумарні тепловтрати з теплової траси;

Для визначення теплоти, необхідної для підтримання темперетури нафти в резервуарі при її зберіганні на рівні 30 °С було побудовано графік залежності необхідної кількості теплоти від температури зовнішнього повітря . Графік побудований за методикою, прийнятою в [1]. Основною розрахунковою формулою є:

$$Q = \alpha \cdot F \cdot (t_0 - t_{ext}),\ Вт \qquad (4.2)$$

F – площа поверхні резервуару нафти м^2;

α - коефіцієнт тепловіддачі зовнішньої поверхні Вт/м^{2}К;

t_0 - розрахункова температура зовнішнього повітря °С;

Так як підігрів нафти для зливу на естокадах працює в періодичному режимі, лише за потребою підігріву нафти в цистернах для можливості її зливання та транспортування, тоді як робота установки підігріву нафти в резервуарі є обов'язковою для підтимання температури сировини 12…30°С і недопускання її охолодження . З цього витікає, що ми можемо періодично припиняти подачу тепла до естокади та підвищувати швидкість нагріву резервуару, за рахунок збільшення теплового навантаження.

Остигання нафти відбувається за рахунок передачі теплоти від рідини до зовнішнього середовища через стінку.

Як правило, час охолодження продукту коливається в широкому діапазоні і залежить від технологічного режиму роботи нафтобази, її призначення, температури навколишнього середовища та інших причин.

Якщо не забезпечити вчасний підігрів це призводить до неповного сливу або наливу продукту, погіршення якості знову завантаженого продукту, зменшення вантажопідйомності при транспортування.

Приймаємо, що для запобігання остиганню нафти, як розрахунковий ,інтервал температур від +30 до -27 так як нафта грівається від +15 до + 30.

Характер зміни теплових навантажень протягом року надзвичайно важливий для визначення витрат палива, раціонального використання обладнання джерела теплоти, а також для техніко-економічних розрахунків при проектуванні та експлуатації системи теплопостачання.

Будуємо графік зміни теплового навантаження при остиганні резервуара в залежності від теператури зовнішнього повітря та тривалостю стояння температури зовнішнього повітря (див.Таблиця 2) та графік втрати теплоти відповідно періоду . Для розрахунку приймаємо температуру максимально низьку взимку [2].

Визначаємо кількість теплоти, необхідної для підтримання темпереатури нафти в резервуарі в інтервалі температур від -27…+30:

$t_{ext} = +30°C$: $Q_{30} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23-30) = 2035730 Bm = 2\ MBm$

$t_{ext} = +20°C$: $Q_{20} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23-20) = 1651630\ Bm = 1,65\ MBm$

$t_{ext} = +10°C$: $Q_{10} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23-10) = 1267530 Bm = 1,2\ MBm$

$t_{ext} = 0°C$: $Q_0 = 1670 \cdot 23 \cdot (-23+0) = 883430 Bm = 0,88\ MBm$

$t_{ext} = -10°C$: $Q_{-10} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23+10) = 499330 = 0,5\ MBm$

$t_{ext} = -20°C$: $Q_{-20} = 1670 \cdot 23 \cdot (-23+20) = 115230 Bm = 0,115$

$MBm\ \ t_{ext} = -23°C$: $Q_{-23}\ 1670 \cdot 23 \cdot (-23+23) = 0\ MBm$

Отриманий графік наведений на рис.1.

Таблиця 2. **Тривалість стояння температур зовнішнього повітря**

	Кількість годин з температурою нажче за дану						
№	Місто	-30..25	-20..-15	-10..-5	-5..0	0..5	+5..+8
1	Харків	10	189	754	1179	1255	685

Визначимо кількість теплоти, що подається до резервуару з врахуванням теплovтрат при транспортуванні:

$$\Sigma Q_{30} = Q_{30} + Q_{вт} = 2035730 + 27158 = 2062888 Вт$$

$$\Sigma Q_{20} = Q_{20} + Q_{вт} = 1651630 + 27158 = 1678788 Вт$$

$$\Sigma Q_{10} = Q_{10} + Q_{вт} = 1267530 + 27158 = 1294688\ Вт$$

$$\Sigma Q_{0} = Q_{0} + Q_{вт} = 883430 + 27158 = 910588\ Вт$$

$$\Sigma Q_{-10} = Q_{-10} + Q_{вт} = 499330 + 27158 = 526488 Вт$$

$$\Sigma Q_{-20} = Q_{-20} + Q_{вт} = 115230 + 27158 = 142388\ Вт$$

$$\Sigma Q_{-23} = Q_{-23} + Q_{вт} = 0 + 27158 = 27158\ Вт$$

$Q_{вт}$ – розрахункові втрати теплоти по довжині теплової мережі в бік резервуару;

З графіка видно, що споживання теплоти протягом року залишається від 0 при температурі повітря -23 °С до 2МВт при температурі повітря +30 °С.

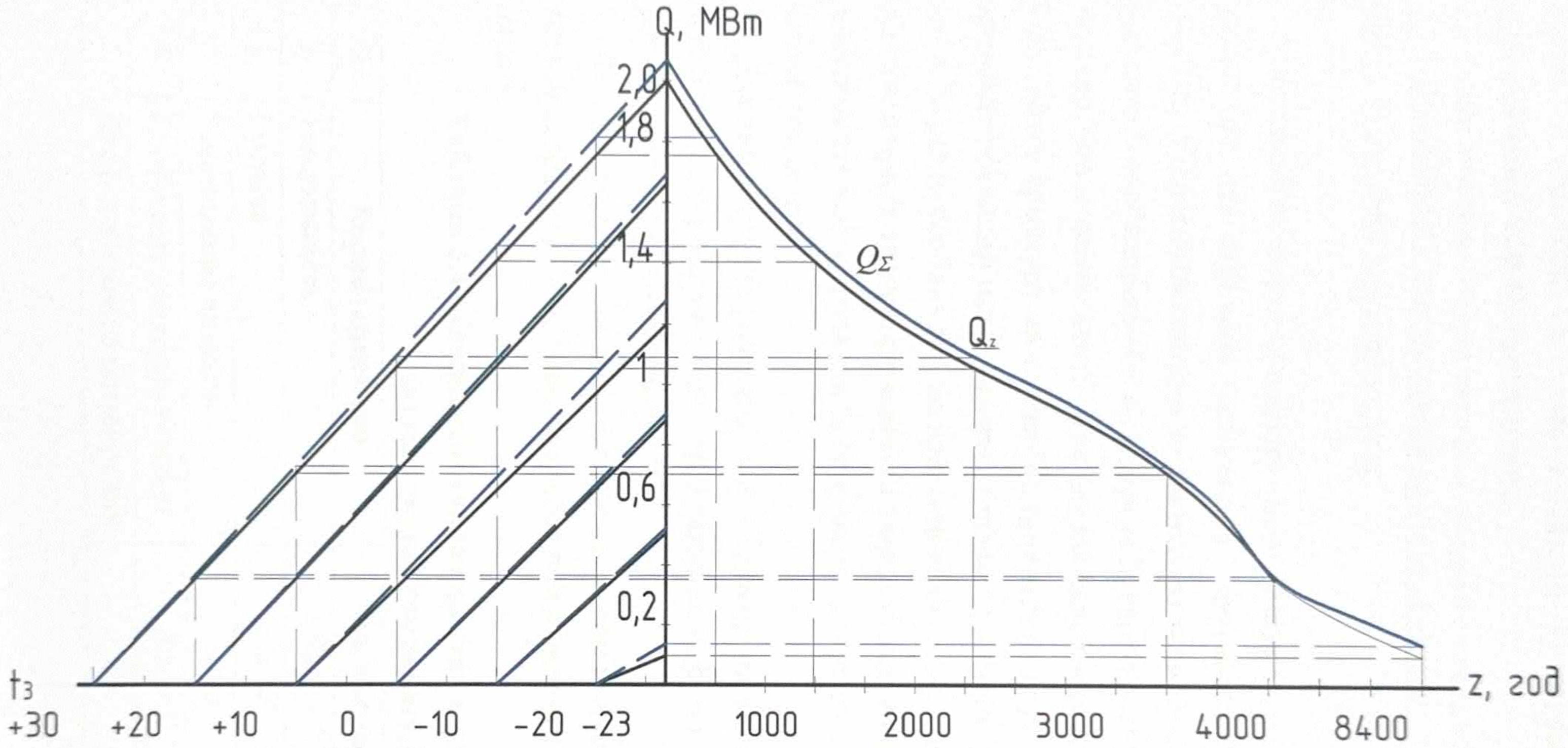


Рис 1. Графік теплоспоживання резервуару для зберігання нафти протягом року

Q_Σ – сумарна кількість теплоти, що подається до резервуару (з врахуванням тепловтрат); Q - кількість теплотина підтримання температури нафти в резервуарі

Розділ 2. Система теплопостачання. Технічні рішення прийняті для системи теплопостачання.

2.1 Вибір теплоносія для системи теплопостачання

2.1.1 Необхідність використання високих температур при перевантажуванні нафти та великих нафтопродуктів

Особливістю нафти та важких нафтопродуктів є залежність вязкості від температури, при якій вони знаходяться – чим нижче температура, тим вище вязкість . Гідравлічні системи для вязких речовин та теплообмінні апарати для них мають особливості, що збільшують їх вартість та ускладнюють і підвищують вартість їх експлуатації . Так для прокачування їх по трубопроводах через регулюючу арматуру та теплообмінні апарати циркуляційні насоси повинні розвивати більший напір, арматура повинна забезпечувати більшу надійність та ін. Через ці особливості на практиці важкі натопродукти та нафту треба підігрівати при їх транспортуванні та в процесі перевалки. Температура, до якої підігрівають нафтопродукти та сиру нату , залежить від їх складу та прийнятої схеми перевалки.

Для випадку , що розглядається – злив нафти з залізничних цистерн шляхом її прямого розігріву в цистерні гарячою нафтою бачимо невисокі температури гарячої нафти та рівні 30 °С.

Температура гарячої нафти після теплообмінників не повинна перевищувати температуру її кипіння. Температурні властивості нафти наведені в таблиця 3.

Таблиця 3.Теплофізичні характеристики нафти при середній розрахунковій температурі

№	Характеристика	Од. вимір	Значення
1	Теплоємність	*кДж/кг·К*	1,85
2	Густина	$кг/м^3$	853
3	Кінематична вязкість	$м^2/с$	9,2
4	Коефіцієнт теплопровідності	*Вт/м·К*	0,1615
5	Коеф-т обємного розширення	1/К	0,00088

2.3. Система теплопостачання з одним джерелом теплоти

2.3.1 Технічні рішення прийняті для проектування котельні

Споживачами теплоти є установка розігріву нафти в цистернах для її зливу на естакадах та установка для нафти до фіксованої температури та подальшому підтриманні її при цій температурі в резервуарі.

В якості теплоносія запроектовано застосування високотемпературного органічного теплоносія (ВОТ), який носить назву «термоливо».

Термооливо має підігріватися в котельні, виконаній у вигляді готового металевого блоку. Котельня розташовується в центрі промислового майданчику і об'єднується з теплообмінниками сталевими трубопроводами. Відстань між котельнею та теплообмінниками естакади складає 245,69 м, а між котельнею та теплообмінниками резервуару 171,41м. Під розташування котельні виділена ділянка розмірами 7,5 м х 6 м. Резервне паливо не передбачено. Викиди шкідливих продуктів згоряння природного газу мають вкладатися в наступні норми:

$$NO_x - 100\ мг/м^3;$$

$$CO - 100\ мг/м^3$$

В обох установках використовують кожухотрубні теплообмінники. Регулювання роботи теплообмінників передбачено.

Фактичні потужності теплообмінників наступні:

- Для естакади прийнято теплообмінник з сумарною тепловою потужність 0,9 кВт.
- Для резервуару нафти прийнято 2 теплообмінники з сумарною тепловою потужністю 1,2 МВт

2.3.1.1. Режим споживання теплоти

1. Режим підтримання фіксованої температури нафти в резервуарі.
2. Режим розігріву нафти від температури близької до *0 °С* до 30 *°С*
3. Режим роботи при максимальному теплоспоживання, коли необхідно підтримувати фіксовану температуру нафти в резервуарі з одночасним розігрівом нафти в цистернах та естакаді від *0 °С* до *30 °С*.

В якості теплоносія передбачено використання термоолії типу BAYER Diphyl DT, використання якої можливе в температурному діапазоні -30…+330 °С.

Для покриття заданого навантаження прийнято для встановлення в котельні два котла по 1,3 МВт кожний. Вважаючи на можливі режими роботи котельні, а також на розташування споживачів теплоти прийнято рішення кожний з котлів треба оснащувати двома циркуляційними насосами (один робочий, один резервний). Насоси працюють на загальний колектор. Колектор розташований в самій котельні.

Від колектору теплоносій прямує в два контури – один в напрямку естакади, другий – в напрямку резервуару з нафтою. На трубопроводах контурів влаштовується запірна та регулююча арматура.

Компенсація температурних розширень теплоносія передбачається в розширювальний бак, розташований на окремій металевій конструкції ззовні котельні на відмітці +3.050 м. Розрахунок бака навдено в п 2.3.1.2 і передбачає визначення об'єму бака та його габаритів.

2.3.1.2 Розрахунок обєму розширювального бака

Об'єм розширювального бака повинен бути більшим сумарного об'єму розширення рідини в системі :

1) Визначаємо сумарний об'єм :

$$V_\Sigma = \beta \cdot C \qquad (2.1)$$

де V_Σ - загальний об'єм розширення м^3;

$\beta = 10{,}6 \cdot 10^{-4}\ 1/K$- коефіцієнт розширення термооливи **BAYER Diphyl DT** згідно [9], а при перепаді теператури 20-300С коефіцієнт розширення складає 29%;

$C = 25м^3$ - загальний об'єм теплоносія в системі м^3;

$$V_\Sigma = 25000 \cdot 29\% = 7250 \text{ м}^3$$

2) Визначаємо фактичний обєм розширювального бака:

$$V = \frac{V_\Sigma}{\frac{P_i - P_C}{P_f + 1}} \qquad (2.2)$$

$$V = \frac{6250}{\frac{6-0.5}{6+1}} = 8012л$$

де V_Σ - загальний об'єм розширення м^3;

$P_{сист}$ = 0.5 бар тиск зарядки мембранного розширювального бака (має дорівнювати статичному тиску системи (0,5 бар = 5 метрів)

P_f = 6 бар - максимальний (кінцевий) тиск стисненого повітря в баку (бар) або тиск спрацьовування запобіжного клапана, за технічними характеристиками бака;

Отже, приймаємо об'єм розширювального бака **8м^3** та визначаємо розміри для нормальної компенсації температурних розширень теплоносія згідно [6].

Габаритні розміри бака наведені на рис. 2.1

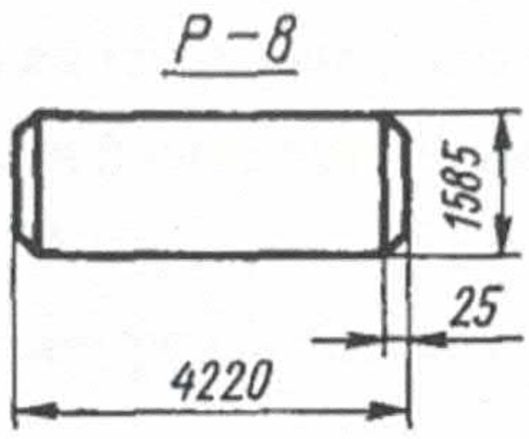


Рис.2.1 Габаритні розміри розширювального бака

В гідравлічній схемі котельні передбачений дегазатор, розташований всередині котельні.

Для аварійного зливу теплоносія передбачений ще один бак, розташований біля котельні в спеціальні підземній камері, виконаній із залізобетону на відмітці – 5.050 метрів. Цей же бак слугує для заповнення всієї системи теплоносієм. Заповнення системи здійснюється спеціальним насосом, що розташований на відмітці – 5.050 метрів в цій же камері. Випорожнення системи здійснюється спеціальними окремими дренажними трубопроводами від кожного котла, розширювального бака та колектору.

Продукти згоряння від кожного котла відводяться окремими сталевими димовими трубами, що розташовані ззовні котельні. Висота розташування устя труб +7.500м. Власна довжина труб – 6 метрів. Труби об'єднані з колами сталевими газопроводами з вибуховими клапанами. В нижній частині труб на відмітці +1.300 метрів розташовані клапани для відводу конденсату, а на відмітці +1.500 метрів – лаз для чистки труб. Діаметр труб 400мм. Труби теплоізольовані і входять в систему постачання котельні.

2.3.2. Конструкція котельні

Корпус котельні виконано з 4х морських контейнерів. В кожному з яких вирізана одна стіна. Контейнери з'єднані між собою попарно вирізаними стінками, утворюючи таким чином загальний просторовий об'єм. Отримані об'єми встановлюються один над одним. В результаті отримуємо двохрівневий корпус. На першому рівні розташовується два темромасляних котла, розташованих горизонтально паралельно один одному. Тут же розміщено газове обладнання пальників . Кожний котел обладнаний одним пальником з власним газорегулюючим приладом (газовою рампою). Також тут розміщується силовий електричний щит, суміщений з щитом автоматики.

На верхньому рівні розміщується насосна група, яка складається з двох блоків циркуляційних насосів по одному блоку на котел. В кожному блоці два насоси – один резервний, другий робочий з відповідною арматурою та датчиками, забезпечуючи автоматичний перехід насосів з одного режима в інший для збереження однакового моторесурсу, а також у випадку відмови робочого насосу (АВР).

Також тут розміщено блок балонів з азотом для забезпечення автоматичного пожежогасіння та створення азотної подушки в розширювальному бак для забезпечення захисту термолива в розширювальному баку та окиснення при контакті з повітрям.

На другому рівні розміщена система вентиляції та пристрій для автоматичного переключення електричних споживачів з одного джерела на інше.

Зв'язок між рівнями забезпечується наявністю внутрішніми сходами, розміщеними в центрі котельні з відповідними отворими в перекритті.

Природнє освітлення здійснюється за рахунок ліхтарів в верхньому перекритті другого рівня. Ці ж ліхтарі слугують легкоскидною конструкцією у випадку вибуху газу в котельні.

Вхід в котельню здійснюється як на першому рівні через штатні дверні прорізи, так і через окремі двері і бічній стінці на другому рівні через спеціальну площадку на відмітці, яка відповідає висоті перекриття між нижнім та верхнім рівнями. Вхід на площадку здійснюється спеціальними зовнішніми сходами. На цій же площадці розміщується розширювальний бак об'ємом 7 $м^3$. Бак з'єднується основою системою трубопроводів та котлами, а також з

блоком азотних баків і оснащений відповідною арматурою і контрольно-вимірювальними приладами. Крім цього, розширювальний бак з'єднується з дренажним баком, розміщеним в спеціальній підземній камері окремим трубопроводом для швидкого зливу термоолії.

Дренажна ємність об'ємом 25 м^3 розташована в окремій підземній камері. Камера має 4 люка, розміщених по краям перекриття. Перекриття камери з'ємне, виготовлена з армованого залізобетона. Вхід в камеру, для обслуговування дренажної ємності, передбачається через люк по вертикальним металевим сходам, закріпленим на стінці камери.

Дренажні ємність виконує дві функції – через неї виконується заповнення системи, і через неї ж виконується аварійний злив термоолії. Або злив термоолії для його заміни. Дренажна ємність виготовляється згідно ГОСТ17032-71 [6]. Розрахунок наведено в п 2.2.2.1.

Ємність з'єднана окремими трубопроводами з кожним з котлів з піддонами для блоків насосів, з розширювальною ємністю, з колекторами для подачі масла по контуру, газовідділювачем для прискорення зливу масла з системи.

2.3.2.1 Об'єм зливного бака для термоолива

Обєм зливного бака для термоолива залежить від загального обєму теплоносія в системі і обрається згідно [6].

Загальний обєм системи:

$$V_\Sigma = V_{то} + V_к + V_{тр} + V_{ес} + V_{рез} \qquad (2.3)$$

$$V_\Sigma = 0,8+1+0,5+12,9+10 = 25 \text{ м}^3$$

де $V_{то}$ – обєм теплоносія в теплообмінниках, м^3;

$V_к$ – обєм теплоносія в котлах, м^3;

$V_{тр}$ - обєм теплоносія в трубопроводі, м^3;

$V_{ес}$ - обєм теплоносія в тепловій мережі в бік естокади м^3;

$V_{рез}$- обєм теплоносія в тепловій мережі в бік резервуару м^3;

Також передбачуємо, що при аварійній ситуації додатково злив відбувається з розширювального бака, тоді:

$$V_\Sigma = 25 + V_Б = 25+8 = 33 \text{ м}^3;$$

Отже згідно [6] обираємо ємність **РГС-50 м^3** , габарити наверединні на рис.2.2

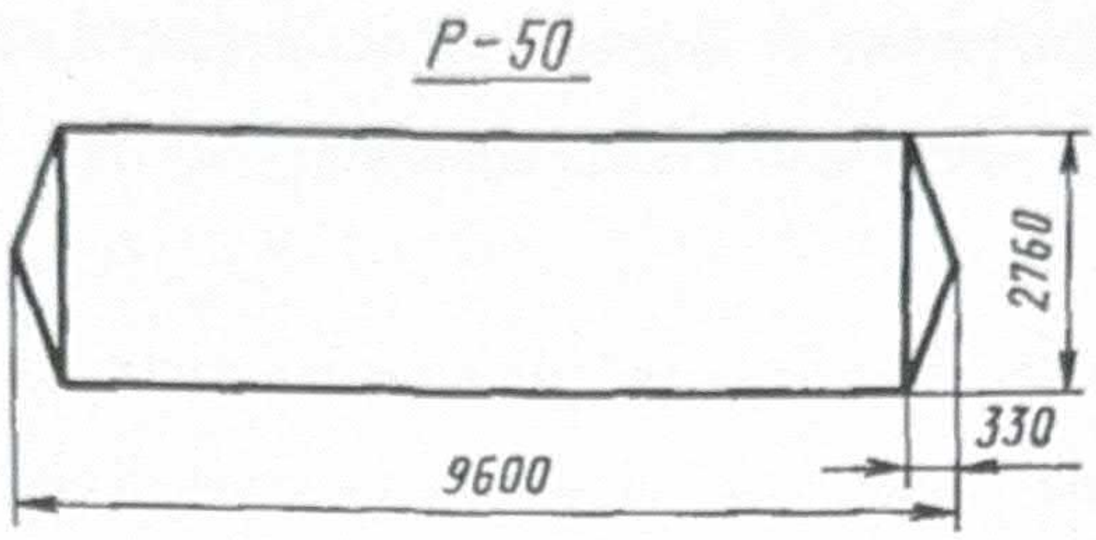


Рис.2.2 Габаритні розміри РГС - 50м^3

Видалення продуктів згоряння з котлів передбачається через індивідуальний газохід, кожний з яких з'єднується з топкою котла та димовою трубою окремою для кожного котла. Вісь горизонтального газохода розміщена на відмітці +1.500. Висота кожної труби – 6 метрів. Труби діаметром 400мм виготовляють з листової сталі. Максимальна витрата димових газів для заданого замовником складу газів складає 2032 м^3/год. При цьому швидкість продуктів згоряння на виході з труби повинна 17 м/с. Димові труби оснащені спеціальним люком для чистки внутрішньої поверхні труби та арматурою для зливу конденсату, який утворюється в димових газах під час розпалювання котла.

2.3.3 Розрахунок теплообмінників розігріву нафти

2.3.3.1 Опис влаштування та обвязки блоків теплообмінників

Споживачами тепла є блок теплообмінників в напрямку естокади для зливу нафти з цистерн та резевруару для підігріву нафти.

Теплообмінники влаштовуються біля споживача на плащадках з обовязковим влаштуванням навіса над теплообмінниками для захисту від атмосферних опадів.

Для резервуару за розрахунком влаштовують два теплообмінники.

Для зливу нафти з естокад на нафтотерміналі передбачено один теплообмінник.

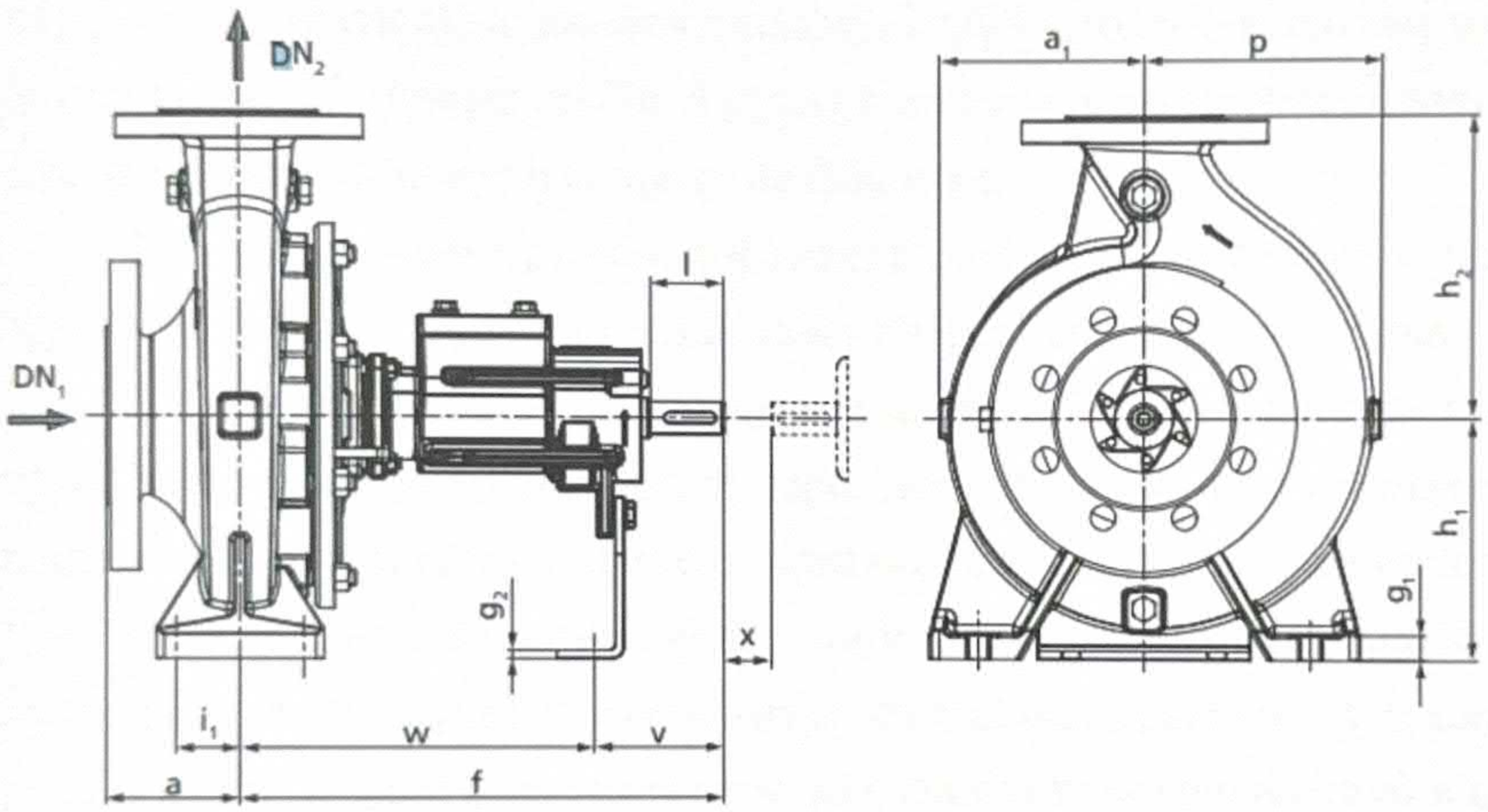
В комплектацію теплообмінника входить підвищувальний насос для підвищення температури термоолива і водночас зменшення вязкості, це відбува-

ється через те, що протяжність теплової мережі дуже довга і можливо остигання теплоносія, що доходить до споживача. А найголовніше при автоматизіції регулювання, сигнал довше доходить, що може привести до закипання нафти.

Також теплообмінник очнащується ванною зливу та зливним баком з метою аварійного зливу нафти в разі аварії, або ремонту апарату.

Теплообмінники обладнуються запірною арматурою та запобіжними клапанами.

Основні технічні характеристики насоса наведені в 2.3.3.1



Характеристика	*Значення*	
KSB ETACHROM L		
Проектний тиск	*Па*	*10800*
Проектна температура	*°C*	*+300*
Подача (max/min)	*м³/год*	*(250/2)*
Напір max/min)	*м*	*(150/2)*
Температура теплоносія	*°C*	*+350*
Робочий тиск	*бар*	*<12*

2.3.3.2 Вибір конструкції теплообмінників та розрахунок кожухотрубного теплообмінника для підігріву нафти

Об'єктами споживання теплоти є кожухотрубні теплообмінники, які застосовують в установці розігріву нафти в цистернах для її зливу на естакадах та установці для розігріву нафти до фіксованої температури та подальшому підтриманні її при цій температурі в резервуарі.

Попередньо обираємо конструкцію теплообмінника з U-подібними трубками в трубній решітці, тип розміщення – горизонтальний.

У кожухотрубних апаратах цієї конструкції забезпечується вільне подовження труб, що виключає можливість виникнення температурних напружень. Такі апарати складаються з кожуха і трубного пучка, що має одну трубну решітку і U-образні труби. Трубна решітка разом з розподільною камерою кріпиться до кожуха апарату на фланцях.

Для забезпечення роздільного введення і виведення циркулюючого по трубах теплоносія в розподільній камері передбачена перегородка.

Кожна труба може розширюватися незалежно від кожуха і сусідніх труб. Така конструкція необхідна через достатньо вистоку температуру теплоносія і від того високі температурні подовження елементів конструкції.

Перевага конструкції апарату типу U - можливість періодичного вилучення трубного пучка для очищення зовнішньої поверхні труб або повної заміни пучка. Однак слід зазначити, що зовнішня поверхня труб в цих апаратах незручна для механічного очищення, як і будь-якого іншого трубного пучка. Оскільки механічна очистка внутрішньої поверхні труб в апаратах типу U практично неможлива, в трубне простір таких апаратів слід направляти середовище, що не утворить відкладень, які вимагають механічної очистки. Внутрішню поверхню труб в цих апаратах очищають водою, водяною парою, гарячими нафтопродуктами або хімічними реагентами.

Один з найбільш поширених дефектів кожухотрубного теплообмінника типу U - порушення герметичності вузла з'єднання труб з трубною решіткою через досить значних згинальних напружень, що виникають від маси труб і протікаючого в них середовища. Щоб цтого уникнути трубки опитають на спеціальні елементи, або ставлять агрегат вертикально.

2.3.3.3 Розрахунок теплообмінника для зливу нафти з цистерни на залізничній естокаді

1. Вихідні дані:

Холодний теплоносій - сира нафта;

Гарячий теплоносій – термооливо (ВОТ);

Витрата нафти (G_2) – 30 т/год

Початкова температура нафти ($t_{2п}$) - 0 °С = 273К;

Кінцева температура сирої нафти ($t_{2к}$) – 30 °С = 303К;

Робоча температура термоолії ($t_{1п}$) - 300 °С = 573К;

Приймаємо для розрахунку схему підігрівача з U-подібними трубками діаметром $d_H/d_B = 0,017/0,013м$. Нафта рухається в міжтрубному просторі, в трубному просторі – термоолія.

Параметри термоолії ***Diphyl DT:***

- Густина при середній теператрурі: $\rho = 820\ кг/м^3$
- Теплоємність: $C = 2,22 \cdot 10^3\ Дж/кг \cdot К$
- Кінематична вязкість: $\nu = 0,37 \cdot 10^{-6}\ м^2/с$
- Теплопровідність : $\lambda = 0,095 Вт/м \cdot К$
- $Pr = 7$

2. Тепловий розрахунок

Визначаємо середню температуру нафти

$$t_{ср2} = \frac{t_{вх2} + t_{вих2}}{2}, ^oC \qquad (2.4)$$

$$t_{ср2} = \frac{0+30}{2} = 15^0 C = 288К$$

Теплофізичні властивості нафти при розрахунковій середній температурі:

- $C = 1,852 \cdot 10^3\ Дж/кг \cdot К$
- $\rho = 853,75\ кг/м^3$

- $\lambda = 0{,}1615\ Вт/м \cdot К$
- $\beta = 8{,}8 \cdot 10^{-4}\ К^{-1}$
- $Pr = 90{,}035$
- $\nu = 9{,}2 \cdot 10^{-6}\ м^2/с$

Визначаємо розрахункову середню температуру робочого середовища:

$$t_{ср1} = t_{1n} - \Delta t_{ср} \qquad (2.5)$$

де, t_{1n} – температура гріючого теплоносія (термоолія)

$\Delta t_{ср}$ – середній температурний напір

Приймаємо наступні значення температур робочого теплоносія:

$$t_{1n} = 300\ ^oC \quad t_{1n} = 285\ ^oC$$

Маємо наступний розподіл температур на кінцях теплообмінника:

300 ⟶ 285 - термоолія

0 ⟶ 30 - нафта

$\Delta t_б = 300\ ^oC$ $\Delta t_м = 255\ ^oC$

Визначаємо середній температурний напір згідно схеми розподілу температури за формулою:

$$\Delta t_{ср} = \frac{\Delta t_Б + \Delta t_М}{2.3 \lg \frac{\Delta t_Б}{\Delta t_М}}\ t_{ср} \qquad (2.6)$$

$\Delta t_{ср} = 277{,}2\ ^oC$

Середня температура робочого середовища :

$$t_{ср1} = t_м - \Delta t_{ср} = 300 - 277{,}2 = 22{,}8\ ^oC;$$

Проводимо попередній тепловий розрахунок для визначення площу поверхні теплообміну та кількості трубок в теплообміннику.

Задаємось мінімальним значенням коефіцієнта теплопередачі з типом теплообміну «рідина-рідина» [11]

К = 120 Вт/м^2

Визначаємо кількість тепла, що передається в підігрівачі:

$$Q_2 = G_2 c_2 (t_{2n} - t_{2к}) t_{ср} \qquad (2.7)$$

$$Q_2 = \frac{30 \bullet 10^3}{3600} \cdot 1{,}852 \cdot 10^3 (303\text{-}273) = 4{,}63 \cdot 10^5 \, Вт$$

Визначаємо в першому наближенні площу поверхні теплообміну:

$$F = \frac{Q}{K \Delta t_{ср}} t_{ср} \qquad (2.8)$$

$$F = \frac{4{,}63 \cdot 10^5}{120 \cdot 277{,}2} = 13{,}9 \, м^2$$

За результатами розрахунку приймаємо згідно [5] теплообмінник з такими параметрами:

$F = 14 \, м^2$ – поверхня теплообміну м^2

$D_{кож} = 325 \, мм$ – зовнішній діаметр кожуха мм;

$L = 3000 \, мм$ – довжина трубок по вершинам квадратів;

$Z = 2$ – мінімальна кількість ходів для підігрівача з U-подібними трубками;

Визначаємо загальну кількість труб в нагрівачі:

$$n = \frac{F}{\pi L d_{зов}} = \frac{13{,}9}{3{,}14 \cdot 3 \cdot 0{,}017} = 86{,}7 \approx 90 \, шт \qquad (2.9)$$

Розміщення труб в трубній решітці

В теплообмінниках труби розміщують по вершинах рівносторонніх трикутників або квадратів з мінімально допустимим кроком. Кріплять пайкою, сваркою, розвальцовкою. Для труб діаметром 16..60мм $d_{зов}$ крок t орієнтовно визначають як $t = (1{,}3 \ldots 1{,}5) \, d_{зов}$. Для того щоб трубна решітка не зазнавала деформацій в залежності від способу кріплення крок між трубами приймаємо:

$$t = 25мм$$

3. Тепловий баланс

Визначаємо кількість тепла, що передається в підігрівачі на нагрів нафти:

$$Q_2 = G_2 c_2 (t_{2n} - t_{2к}) \qquad (2.10)$$

$$Q_2 = \frac{30 \bullet 10^3}{3600} \cdot 1{,}852 \cdot 10^3 (303\text{-}273) = 4{,}63 \cdot 10^5 \, Вт$$

Рівняння теплового балансу має вигляд

$$G_1 c_1 (t_{1n} - t_{1к}) = G_2 c_2 (t_{2к} - t_{2n}) \qquad (2.11)$$

Витрата термоолії в трубному просторі:

$$G_1 = \frac{Q_2}{C_2 \Delta T} = \frac{4{,}63 \cdot 10^5}{(300 - 285) 2{,}22 \cdot 10^3} = 43{,}9 \, т/год$$

4. Визначення режимів течії теплоносіїв

Задамося швидкостями течії теплоносіїв. Рекомендовані значення швидкостей рідини в трубному просторі знаходяться в діапазоні 0,1..1 м /с, в міжтрубному - 1 ... 2 м/с згідно [11]

Приймемо в першому наближенні:

Швидкість термоолії в трубному просторі: $w_1 = 0{,}5$ *м/с*

Швидкість нафти в міжтрубному просторі *:* $w_2 = 1$ *м/с*

Величина швидкості течії буде врахована. Якщо підсумки розрахунку не будуть відповідати вимогам умови, слід провести перерахунок зі зміною величин прийнятих швидкостей.

Знайдемо значення критерію Рейнольдса для термоолії.

Теплообмін між стінкою канала (труби) та середовища , що в ньому рухається описується критерієм :

$$Re = \frac{w_1 \cdot d_{ВН} \cdot}{\mu_1}; \qquad (2.12)$$

$w_1 = 0{,}5$ *м/с* - швидкість термоолії в трубному просторі;

$\nu_1 = 0{,}37 \cdot 10^{-6}$ *м²/с* - кінематична вязкість термоолива;

$d_{ВН} = 0{,}013$м - внутрішній діаметр трубок теплообмінника;

$$Re_1 = \frac{0{,}5 \cdot 0{,}013}{0{,}37 \cdot 10^{-6}} = 20967$$

Оскільки $Re_1 > 2300$ – рух рідини турбулентний.

Знайдемо значення критерію Рейнольдса для нафти:

$$Re = \frac{w_2 \cdot d_{EKB}}{\mu_2} \qquad (2.13)$$

$w_1 = 0{,}5\ м/с$ - швидкість термоолії в трубному просторі;

$v_1 = 0{,}37 \cdot 10^{-6}\ м^2/с$ - кінематична вязкість термоолива;

d_{EKB} - еквівалентний діаметр, визначається як

$$d_{EKB} = D_{BH} - \sqrt{n}d$$

$$d_{EKB} = 0{,}325 - \sqrt{90} \cdot 0{,}017 = 0{,}157\ м$$

$$D_{BH} = D - 2s = 0.325 - 2 \cdot 0{,}003 = 0{,}319 м$$

μ_2 - коефіцієнт динамічної вязкості термоолії;

$$Re_2 = \frac{1 \cdot 0{,}157}{9{,}2 \cdot 10^{-6}} = 17065{,}2$$

Так як $Re_2 > 2300$ – рух рідини турбулентний.

5. Визначамо коефіцієнт тепловіддачі від нафти до стінки трубок

Знайдемо коефіцієнти тепловіддачі від теплоносія, що нагріває до трубок α_2 і від трубок α_1 до нагрівається. Для цього перетворимо формулу знаходження критерію Нуссельта:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{l} \qquad (2.14)$$

Сам критерій Нуссельта знайдемо з наступних міркувань. Для початку слід встановити температуру стінки між теплоносіями. У першому наближенні приймемо її як середньоарифметична між середніми температурами теплоносіїв:

$$t_w = \frac{t_{cp1} + t_{cp2}}{2} = \frac{15 + 22.8}{2} = 18.8\ \ ^\circ C$$

Для нафти при $Re_1 > 2300$ – рух рідини турбулентний розрахунок виконуємо за формулою:

$$Nu_1 = 0{,}023\,Re_1^{0.8} \cdot Pr^{0.4} \qquad (2.14)$$

$$Nu_1 = 0{,}023 \cdot 20964^{0{,}8} \cdot 7^{0{,}4} = 143{,}524$$

Re – число Рейнольдса (гідродинамічний критерій);

Pr – число Прандтля (критерій теплофізичних властивостей);

$$\alpha_1 = \frac{143{,}524 \cdot 0{,}093}{0{,}013} = 1026{,}72\ Вт/м \cdot К$$

6. Коефіцієнт тепловіддачі від масла до стінки трубок

Рух вязких рідин, турбулентний через їх високу вязкість, і тільки високі температури і великі швидкості руху сприяє переходу потока в області перехідного і турбулентного режимів.

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda}{d_{экв}} \qquad (2.15)$$

Для термоолива $Re_2 > 2300$ – рух рідини турбулентний розраховуємо:

$$Nu_2 = 0{,}023\,Re_1^{0.8} \cdot Pr^{0.4} = 0{,}023 \cdot 17065^{0{,}8} \cdot 90^{0{,}4} = 338{,}75$$

Обчислюємо коефіцієнт теплопередачі :

$$\alpha_2 = \frac{338{,}75 \cdot 0{,}1615}{0{,}157} = 348{,}5\ Вт/м \cdot К$$

7. Визначаємо коефіцієнти теплопередачі і уточнюємо температуру стінки

Коефіцієнт теплопередачі від термоолії до нафти, що нагрівають визначається коефіцієнтами тепловіддачі з боку термоолії та нафти, теплопровідністю стінки та термічним опором стінки:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_1} + \frac{1}{\alpha_2}},\ Вт/м^2 \cdot К \qquad (2.16)$$

де, α_1 - коефіцієнт тепловіддачі від нафти до стінки трубок;

α_1 - коефіцієнт тепловіддачі від термоолії до стінки трубок;

$\lambda_{ст}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки;

δ - товщина стінки, м;

$$K = \frac{1}{\frac{1}{1026,7} + \frac{0,003}{51} + \frac{1}{348,5}} = 256,4 Вт/м^2 \cdot К$$

Для вязких рідин характерним є наявність забруднення поверхні теплообмінних аппаратів парафіністі, коксові при високій температурі стінки з боку підігрівача. При великих швидкостях вільні відкладення змиваються, а в застойних місцях утворюється завихрення, які не дають утворюватися відкладенням.

З часом можливі утворення забруднень, що зменшують коефіціієнт теплопередачі, тому при розрахунку теплообмінного аппарату враховують запас і вводять коефіцієнт забруднень η=0,65…0,85

Визначаємо уточнену поверхню теплообміну

$$F = \frac{Q_1}{K\Delta t_{ср}} \qquad (2.17)$$

$$F = \frac{4,63 \cdot 10^5}{214 \cdot 277,2} = 6,5\ м^2$$

Приймаємо площу поверхні, за попередніми розрахунками $F = 14\ м^2$

Уточнюємо довжину трубок

$$L_1 = \frac{14}{3,14 \cdot 90 \cdot 0,017} = 2.91 \approx 3м$$

Отже, остаточно приймаємо теплооообмінник зідно ГОСТ 14245-79 з такими характеристиками:

$F = 14\ м^2$ – поверхня теплообміну м^2

$D_{кож} = 325\ мм$ – зовнішній діаметр кожуха мм;

$L = 3000\ мм$ – довжина трубок по вершинам квадратів;

$Z = 2$ – мінімальна кількість ходів для підігрівача з U-подібними трубками

Кількість трубок : 90 шт

2.3.3.3 Гідравлічний розрахунок теплообмінника

Проводимо з метою визначення втрат тиску в трубному та міжтрубному просторах теплообмінника

1. ***Для теплоносія, гріючого***

Гідравлічний розрахунок зводиться до визначення гідравлічних втрат в теплообмінному апараті і може служити для коригування геометричних показників теплообмінника.

Сумарні втрати в трубному просторі:

$$\Sigma\Delta P_{тр} = \Delta P_1 + \Delta P_{1мс} \qquad (2.18)$$

ΔP_1 - шляхові втрати тиску теплоносія на тертя;

$\Delta P_{1мс}$ – місцеві втрати тиску теплоносія;

$$\Delta P_1 = \lambda_1 \frac{l}{d_{ВН}} \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} \qquad (2.19)$$

λ_1 - коефіцієнт Дарсі, визначаємо за формулою:

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}82 \lg \mathrm{Re}_{1f} - 1{,}64)^2} \left(\frac{\mathrm{Pr}_{1w}}{\mathrm{Pr}_{1f}}\right)^{0.33} \qquad (2.20)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1.82 \lg(20967) - 1{,}64)^2} \left(\frac{7{,}1}{7}\right)^{0.33} = 0{,}0258 \ Вт/м \cdot К$$

Обчислюємо значення шляхових витрат теплоносія:

Задаємося в другому наближенні швидкістю руху теплоносія $w_1 = 0{,}5$ *м/с*

$$\Delta P_1 = 0{,}0258 \frac{3}{0{,}017} \frac{820 \cdot 0{,}5^2}{2} = 467 Па$$

В якості місцевих опорів розглянемо вхід та вихід з трубної рещітки:

$$\Delta P_{1мс} = (\xi_{вх} + \xi_{вих}) \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} \qquad (2.21)$$

Коефіцієнт місцевого опору входу:

$$\xi_{вх} = 0{,}5 \cdot \left(1 - \frac{f_1}{F_{кож}}\right) = 0{,}425$$

Коефіцієнт місцевого опору виходу:

$$\xi_{вих} = 0,5 \cdot (1 - \frac{f_1}{F_{кож}})^2 = 0,362$$

Коефіцієнт місцевого опору повороту:

$$\xi_{пов} = 0,5 \cdot 3 = 1,5$$

Площа поперечного перерізу кожуха:

$$F_{кож} = (\frac{\pi D_{внкт}}{4}) = \frac{3,14 \cdot 0,319^2}{4} = 0,07988 м^2$$

Сумарна площа перерізу всіх трубок:

$$f_1 = (\frac{\pi d^2_{внкт}}{4})n = \frac{3,14 \cdot 0,013^2}{4} 90 = 0,0119 м^2$$

Обчислюємо втрати тиску на місцеві опори теплоносія:

$$\Delta P_{1мс} = (\xi_{вх} + \xi_{вих} + \xi_{пов}) \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} = (0,425+0,362+1,5) \cdot 426,5 = 335,6 Па$$

Тоді сумарні місцеві опори :

$$\Sigma \Delta P_{тр} = \Delta P_1 + \Delta P_{1мс} = 335,6+467 = 802,3 Па = 0,8 кПа$$

2. **<u>Для теплоносія, що нагрівається :</u>**

Сумарні втрати в міжтрубному просторі:

$$\Sigma \Delta P_{мтр} = \Delta P_2 + \Delta P_{2мс} \qquad (2.21)$$

ΔP_2 - шляхові втрати тиску теплоносія на тертя;

$\Delta P_{2мс}$ – місцеві втрати тиску теплоносія;

$$\Delta P_2 = \lambda_2 \frac{l}{d_{ВН}} \frac{\rho_2 \varpi_2^2}{2} \qquad (2.22)$$

λ_1 - коефіцієнт Дарсі, визначаємо за формулою:

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg \mathrm{Re}_{1f} - 1,64)^2} (\frac{\mathrm{Pr}_{1w}}{\mathrm{Pr}_{1f}})^{0.33} \qquad (2.23)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1.82 \lg(17065) - 1,64)^2} (\frac{77}{90})^{0.33} = 0,0258 \ Вт/м \cdot К$$

Обчислюємо значення шляхових витрат теплоносія:

Задаємося швидкістю руху теплоносія $w_2 = 1 м/с$

$$\Delta P_2 = 0{,}0258 \frac{3}{0{,}013} \frac{853 \cdot 1^2}{2} = 2539{,}3 Па$$

В якості місцевих опорів розглянемо вхід та вихід з трубної рещітки:

$$\Delta P_{2мс} = \xi \frac{\rho_2 \varpi_2^2}{2} = 111{,}4\ Па$$

$$\xi = 4 \cdot Re^{-0.28} = 4 \cdot 17065^{-0.28} = 0{,}02589 \cdot 4 = 0.261 Па$$

$$\Sigma \Delta P_{мт} = \Delta P_2 + \Delta P_{2мс} = 2539{,}3 + 111{,}4 = 2651\ Па = 2{,}6 кПа$$

Визначаємо потужність, яка витрачається на переміщення робочого тіла:

$$N = \frac{G \Delta P}{\rho \eta} \qquad (2.24)$$

$$N = \frac{43900 \cdot 0{,}8 \cdot 10^3}{820 \cdot 0.8} = 53537 Вт = 53{,}5 кВт$$

Кількість теплоносія в теплообміннику:

В трубному просторі:

$$V = 0{,}785 d_{ВН}^2 \cdot n \cdot l + 2V_{КАМ} = 0{,}785 \cdot 0{,}013^2 \cdot 70 \cdot 3 + 2 \cdot 0{,}12 = 0{,}27\ м^3$$

В міжтрубному просторі:

$$V = 0{,}785(D^2 - n\, d^2)\, l = (0{,}3^2 - 70 \cdot 0{,}017^2)\, 3 \cdot 0{,}785 = 0{,}17\ м^3$$

Загальний обєм термоолива в теплообміннику: $V_{\Sigma} = 0{,}44 м^3$

2.3.3.4 Розрахунок теплової ізоляції теплообмінника

Метою розрахунку теплової ізоляції є визначення товщини шару матеріалу теплоізоляції, який покриває зовнішню поверхню теплообмінника для зменшення теплових втрат і забезпечення вимог безпеки і охорони праці при обслуговуванні установок. З цієї точки зору, температура поверхні шару ізоляція для обєктів діаметром менше 2 м розраховується:[3]

$$\ln \frac{(d_{из} + 2\delta_{из})}{d_{тр}} = 2\pi\lambda_k R_{из} = 0{,}29 \qquad (2.25)$$

λ_k - коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції;

K – коефіцієнт додаткових тепловтрат через кріплення та опори;

$\lambda_{из} = 0,038 Вт/мК$ - *при температурі 30 °С*

$\rho = 100$ *кг/м*^{3} густина ізоляційного матеріалу;

В якості теплоізоляційного матеріалу застосовуємо напівциліндри навивні з камяної вати **PAROC Pro Section D426**

t_H - температура середньорічна зовнішнього повітря;

t_e – температура теплоносія;

$q = 20$ *Вт/м*^{2} - нормовата густина теплового потоку [3];

Визначаємо значення показника В:

$$B = \frac{(d_{тр} + 2\delta_{из})}{d_{тр}} = 1,33$$

δ - товщина ізоляційного шару;

$d_{тр} = 326$ мм - зовнішній діамер труби;

Товщина ізоляційного шару дорівнює:

$$\delta_{из} = \frac{d_з(e^{R2\pi\lambda_{из}} - 1)}{2} = 0,055м \qquad (2.26)$$

Де термічний опір теплоізоляційного шару:

$$\boldsymbol{R_{из} = R_\Sigma - R_н = 1,155 - 0,083 = 1,238\ мК/Вт}$$

$R_\Sigma = (te - t_H)/ q = (30 - 6,9)/ 20 = 1,155$ *(мК/Вт)*

$R_н = 1/\alpha = 1/12 = 0,083$ *(мК/Вт)*

Перевіряємо обрану теплову ізоляцію на ефективність:

$$D_{КР} = \frac{2\lambda}{\alpha_н} = \frac{2 \cdot 0,077}{12} = 0,0128м \qquad (2.27)$$

Так як, критичний діамерт $D_{кр} = 0,0128$м $< D_{из} = 0,326$ м величина тепловтрат зменшується, отже приймаємо напівциліндри навивні з камяної вати ***PAROC Pro Section D326*** товщиною 55 мм з $\lambda_{из} = 0,038$Вт/мК.

Як покривний шар використовуємо лист з оцинкованної сталі з товщиною 0,5мм.

2.3.3.5 Розрахунок теплообмінників в напрямку резервуару для зберігання нафти

1. Вихідні дані:

Холодний теплоносій - сира нафта;

Гарячого теплоносія - термоолія;

Витрата нафти (G_2) – 208 м^3/год=170 т/год

Початкова температура нафти ($t_{2п}$) - 12 °С (недопускання повного остигання нафти)

Кінцева температура сирої нафти ($t_{2к}$) – 30 °С;

Робоча температура термоолії ($t_{1п}$) - 300 °С = 573К;

Приймаємо для розрахунку схему підігрівача з U-подібними трубками діаметром $d_H = 0,017/0,013$. Нафта рухається в міжтрубному, в трубному просторі – термоолія.

Параметри термоолії ***Diphyl DT:***

- Густина при середній тепературі: $\rho = 840$ *кг/м*^{3}
- Теплоємність: $C = 2,16 \cdot 10^3$ *Дж/кг·К*
- Кінематична вязкість: $\nu = 0,41 \cdot 10^{-6}$ *м*^{2}*/с*
- Теплопровідність : $\lambda = 0,103$*Вт/м·К*
- $Pr = 7,4$

2. Тепловий розрахунок

Визначаємо середню температуру нафти

$$t_{ср2} = \frac{t_{вх2} + t_{вих2}}{2}, ^oC \qquad (2.28)$$

$$t_2 = \frac{12+30}{2} = 21^0 C$$

Теплофізичні властивості нафти при розрахунковій середній температурі:

- $C = 1,872 \cdot 10^3$ *Дж/кг·К*
- $\rho = 849$*кг/м*^{3}
- $\lambda = 0,1610$ *Вт/м·К*
- $\beta = 8,8 \cdot 10^{-4}$ *К*$^{-1}$
- $Pr = 78$
- $\nu = 7,8 \cdot 10^{-6}$ *м*^{2}*/с*

Визначаємо розрахункову середню температуру робочого середовища:

$$t_{cp1} = t_{1n} - \Delta t_{cp} \qquad (2.28)$$

де, t_{2n} – температура гріючого теплоносія (термоолія)

Δt_{cp} – середній температурний напір

Приймаємо наступні значення температур робочого теплоносія:

$$t_{2n} = 300\ ^oC \quad t_{2n} = 285\ ^oC$$

Маємо наступний розподіл температур на кінцях теплообмінника:

300 ⟶ 285 - термоолія

12 ⟶ 30 - нафта

$$\Delta t_б = 288\ ^oC \qquad \Delta t_м = 255\ ^oC$$

Визначаємо середній температурний напір згідно схеми розподілу температури за формулою:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_Б + \Delta t_M}{2.3 \lg \frac{\Delta t_Б}{\Delta t_M}} \qquad (2.29)$$

$\Delta t_{cp} = 271,5^oC$

Середня температура робочого середовища :

$$t_{cp1} = t_м - \Delta t_{cp} = 288 - 271,5 = 16,5\ ^\circ C;$$

Проводимо попередній тепловий розрахунок для визначення площу поверхні теплообміну та кількості трубок в теплообміннику. Задаємось мінімальним значенням коефіцієнта теплопередачі з типом теплообміну «рідина-рідина»:

$$K = 120\ Вт/м^2$$

Визначаємо кількість тепла, що передається в підігрівачі:

$$Q_2 = G_2 c_2 (t_{2n} - t_{2к}) \qquad (2.30)$$

$$Q_1 = \frac{170 \bullet 10^3}{3600} \cdot 1,87 \cdot 10^3 (30\text{-}12) = 15,9 \cdot 10^5 Вт$$

Визначаємо в першому наближенні площу поверхні теплообміну:

$$F = \frac{Q}{K\Delta t_{ср}} \tag{2.31}$$

$$F = \frac{15{,}9 \cdot 10^5}{120 \cdot 271{,}5} = 49 м^2$$

За результатами розрахунку приймаємо згідно [5] теплообмінник з такими параметрами:

$F = 51\ м^2$ – поверхня теплообміну м^2

$D_{кож} = 426\ мм$ – зовнішній діаметр кожуха мм;

$L = 6000\ мм$ – довжина трубок;

$Z = 2$ – мінімальна кількість ходів для підігрівача з U-подібними трубками;

Визначаємо загальну кількість труб в нагрівачі:

$$n = \frac{F}{\pi L d_{зов}} \tag{2.32}$$

$$n = \frac{51}{3{,}14 \cdot 6 \cdot 0{,}017} \approx 160$$

Розміщення труб в трубній решітці

В теплообмінниках труби розміщують по вершинах рівносторонніх трикутників або квадратів з мінімально допустимим кроком. Кріплять пайкою, зваркою, розвальцовкою. Для труб діаметром 16..60мм $d_{зов}$ крок t орієнтовно визначають як $t = (1{,}3 \ldots 1{,}5)\ d_{зов}$. Для того щоб трубна решітка не зазнавала деформацій в залежності від способу кріплення крок між трубами приймають: ***t = 25 мм***

3. Тепловий баланс

Визначаємо кількість тепла, що передається в підігрівачі на нагрів нафти:

$$Q_2 = G_2 c_2 (t_{2n} - t_{2к}) \qquad (2.33)$$

$$Q_1 = \frac{170 \bullet 10^3}{3600} \cdot 1{,}87 \cdot 10^3 (30\text{-}12) = 15{,}9 \cdot 10^5 Вт$$

Рівняння теплового балансу має вигляд

$$G_1 c_1 (t_{1n} - t_{1к}) = G_2 c_2 (t_{2к} - t_{2n}) \qquad (2.34)$$

Витрата термоолії

$$G_1 = \frac{Q_2}{C_2 \Delta T} = \frac{15{,}9 \cdot 10^5}{(300 - 255) 2{,}22 \cdot 10^3} = 140{,}4 \ т/год$$

$$\boldsymbol{G_1 = 39 \ кг/с = 140{,}4 т/год}$$

4. Визначення режимів течії теплоносіїв

Задамося швидкостями течії теплоносіїв. Рекомендовані значення швидкостей рідини в трубному просторі знаходяться в діапазоні 0,1..1 м /с, в міжтрубному - 1 ... 2 м/с.

Приймемо в першому наближенні:

$$w_1 = 0{,}5 \ м/с$$

$$w_2 = 1 \ м/с$$

Знайдемо значення критерію Рейнольдса для термоолії.

Теплообмін між стінкою канала (труби) та середовища , що в ньому рухається описується критерієм :

$$Re = \frac{w_1 \cdot d_{ВН} \cdot}{\mu_1} \qquad (2.35)$$

$$Re_1 = \frac{0{,}5 \cdot 0{,}013}{0{,}41 \cdot 10^{-6}} = 15853{,}65$$

Так як $Re_1 > 2300$ – рух рідини турбулентний.

Знайдемо значення критерію Рейнольдса для нафти :

$$Re = \frac{w_2 \cdot d_{ЕКВ}}{\mu_2} \qquad (2.36)$$

$$Re_2 = \frac{1 \cdot 0{,}1848}{7{,}8 \cdot 10^{-6}} = 23692$$

d_{EKB} - еквівалентний діаметр, визначається як

$d_{EKB} = D_{BH} - \sqrt{n}d = 0{,}400 - \sqrt{160} \cdot 0{,}017 = 0{,}1848\,м$

$D_{BH} = 0{,}400$

μ_2 - коефіцієнт динамічної вязкості термоолії;

Так як $Re_2 > 2300$ – рух рідини турбулентний.

5. Визначаємо коефіцієнт тепловіддачі від масла до стінки трубок

Знайдемо коефіцієнти тепловіддачі від теплоносія, що нагріває до трубок α_2 і від трубок α_1 до нагрівається. Для цього перетворимо формулу знаходження критерію Нуссельта:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{l} \qquad (2.37)$$

Сам критерій Нуссельта знайдемо з наступних міркувань. Для початку слід встановити температуру стінки між теплоносіями. Для термоолії в трубному просторі при $Re_1 > 2300$ розрахунок виконуємо за формулою:

$$Nu_1 = 0{,}023 Re_1^{0.8} \cdot Pr^{0.4} \qquad (2.38)$$

$$Nu_1 = 0{,}023 \cdot 15853^{0{,}8} \cdot 7{,}4^{0{,}4} = 117{,}35$$

Re – число Рейнольдса (гідродинамічний критерій);

Pr – число Прандтля (критерій теплофізичних властивостей);

$$\alpha_1 = \frac{117{,}35 \cdot 0{,}103}{0{,}013} = 930 Вт/м \cdot К$$

6. Визначаємо коефіцієнт тепловіддачі від нафти до стінки трубок

Рух вязких рідин , турбулентний через їх високу вязкість, і тільки високі температури і великі швидкості руху сприяє переходу потока в області перехідного і турбулентного режимів.

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda}{d_{ЭКВ}} \qquad (2.39)$$

Для термоолії $Re_2 > 2300$ – рух рідини турбулентний розраховуємо:

$$Nu_2 = 0{,}023\,\mathrm{Re}_2^{0.8} \cdot \mathrm{Pr}^{0.4} \qquad (2.40)$$

$$Nu_2 = 0{,}023 \cdot 23692^{0{,}8} \cdot 78^{0{,}4} = 415$$

Обчислюємо коефіцієнт теплопередачі :

$$\alpha_2 = \frac{415 \cdot 0{,}1610}{0{,}184} = 363\ Вт/м \cdot К$$

Визначаємо коефіцієнти теплопередачі і уточнюємо температуру стінки

Коефіцієнт теплопередачі від термоолії до нафти, що нагрівають визначається коефіцієнтами тепловіддачі з боку термоолії та нафти, теплопровідністю стінки та термічним опором стінки:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_1} + \frac{1}{\alpha_2}},\ Вт/м^2 \cdot К \qquad (2.41)$$

Де, α_1 - коефіцієнт тепловіддачі від нафти до стінки трубок;

α_1 - коефіцієнт тепловіддачі від термоолії до стінки трубок;

$\lambda_{ст}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки;

δ - товщина стінки, м;

$$K = \frac{1}{\frac{1}{936} + \frac{0{,}003}{51} + \frac{1}{363}} = 258\ Вт/м^2$$

Для вязких рідин характерним є наявність забруднення поверхні теплообмінних аппаратів парафіністі, коксові при високій температурі стінки з боку підігрівача. При великих швидкостях вільні відкладення змиваються, а в застойних місцях утворюється завихрення, які не дають утворюватися відкладенням.

З часом можливі утворення забруднень, що зменшують коефіціієнт теплопередачі, тому при розрахунку теплообмінного аппарату враховують запас і вводять коефіцієнт забруднень η=0,65…0,85

Визначаємо уточнену поверхню теплообміну

$$F = \frac{Q_1}{K\Delta t_{ср}} \qquad (2.42)$$

$$F = \frac{15{,}9 \cdot 10^5}{257 \cdot 271{,}5} = 22{,}78 м^2$$

Приймаємо площу поверхні, за попередніми розрахунками $F = 51\ м^2$

Уточнюємо довжину трубок

$$L_1 = \frac{165}{3{,}14 \cdot 345 \cdot 0{,}017} = 5{,}95 \approx 6 м$$

Приймаємо 2 теплообмінники згідно ГОСТ з такими зарактеристиками:

L = 6000 мм

D = 426 мм

F = 51 м²

2.3.3.6. Гідравлічний розрахунок теплообмінника

1. Для теплоносія, що гріє:

Гідравлічний розрахунок зводиться до визначення гідравлічних втрат в теплообмінному апараті і може служити для коригування геометричних показників теплообмінника.

Сумарні втрати в трубному просторі:

$$\Sigma\Delta P_{тр} = \Delta P_1 + \Delta P_{1мс} \qquad (2.43)$$

ΔP_1 - шляхові втрати тиску теплоносія на тертя;

$\Delta P_{1мс}$ – місцеві втрати тиску теплоносія;

$$\Delta P_1 = \lambda_1 \frac{l}{d_{ВН}} \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} \qquad (2.44)$$

λ_1 - коефіцієнт Дарсі, визначаємо за формулою:

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}82 \lg \mathrm{Re}_{1f} - 1{,}64)^2} \left(\frac{\mathrm{Pr}_{1w}}{\mathrm{Pr}_{1f}}\right)^{0.33} 0{,}028 \; Вт/м \cdot К \qquad (2.45)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1.82 \lg(15853) - 1{,}64)^2} \left(\frac{7{,}4}{7}\right)^{0.33} = 0{,}028 \; Вт/м \cdot К$$

Обчислюємо значення шляхових витрат теплоносія:

Задаємося швидкістю руху теплоносія $w_1 = 0{,}5$ м/с

$$\Delta P_1 = 0{,}028 \frac{6}{0{,}017} \frac{840 \cdot 0{,}5^2}{2} = 1038 \; Па$$

В якості місцевих опорів розглянемо вхід та вихід з трубної рещітки:

$$\Delta P_{1мс} = (\xi_{вх} + \xi_{вих}) \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} \qquad (2.46)$$

Коефіцієнт місцевого опору входу:

$$\xi_{вх} = 0{,}5 \cdot \left(1 - \frac{f_1}{F_{кож}}\right) = 0{,}424$$

Коефіцієнт місцевого опору виходу:

$$\xi_{вих} = 0{,}5 \cdot \left(1 - \frac{f_1}{F_{кож}}\right)^2 = 0{,}36$$

Коефіцієнт місцевого опору повороту:

$$\xi_{пов} = 0{,}5 \cdot 3 = 1{,}5$$

Площа поперечного перерізу кожуха:

$$F_{кож} = (\frac{\pi D_{внкт}}{4}) = \frac{3,14 \cdot 0,426^2}{4} = 0,14 м^2$$

Сумарна площа перерізу всіх трубок:

$$f_1 = (\frac{\pi d^2{}_{внкт}}{4})n = \frac{3,14 \cdot 0,013^2}{4} 160 = 0,02122 м^2$$

Обчислюємо втрати тиску на місцеві опори теплоносія:

$$\Delta P_{1мс} = (\xi_{вх} + \xi_{вих}) \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} = 82,32 Па$$

Тоді сумарні місцеві опори :

$$\Sigma \Delta P_{тр} = \Delta P_1 + \Delta P_{1мс} = 1038 + 82,32 = 1120,32 Па$$

2. Для теплоносія що нагрівається:

Сумарні втрати в міжтрубному просторі:

$$\Sigma \Delta P_{мтр} = \Delta P_2 + \Delta P_{2мс} \qquad (2.47)$$

ΔP_1 - шляхові втрати тиску теплоносія на тертя;

$\Delta P_{1мс}$ – місцеві втрати тиску теплоносія;

$$\Delta P_1 = \lambda_1 \frac{l}{d_{ВН}} \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} \qquad (2.48)$$

λ_1 - коефіцієнт Дарсі, визначаємо за формулою:

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg \mathrm{Re}_{1f} - 1,64)^2} (\frac{\mathrm{Pr}_{1w}}{\mathrm{Pr}_{1f}})^{0.33} \; Вт/м \cdot К \qquad (2.49)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1.82 \lg(23692) - 1,64)^2} (\frac{78}{90})^{0.33} = 0,019 \; Вт/м \cdot К$$

Обчислюємо значення шляхових витрат теплоносія:

Задаємося швидкістю руху теплоносія $w_1 = 1 м/с$

$$\Delta P_1 = 0,019 \frac{6}{0,013} \frac{849 \cdot 1^2}{2} = 3723 Па$$

В якості місцевих опорів розглянемо вхід та вихід з трубної рещітки:

$$\Delta P_{1мс} = \xi \frac{\rho_1 \varpi_1^2}{2} = 101,2 Па$$

$$\xi = 4 \cdot Re^{-0.28} = 4 \cdot 23692^{-0.28} = 0,059 \cdot 4 = 0.238 Па$$

$$\Sigma \Delta P_{мт} = \Delta P_2 + \Delta P_{2мс} = 3723 + 101,2 = 3824 Па = 3,8 кПа$$

Визначаємо потужність, яка витрачається на переміщення робочого тіла:

$$N = \frac{G \Delta P}{\rho \eta} Вт \qquad (2.50)$$

$$N = \frac{140400 \cdot 1,1 \cdot 10^3}{840 \cdot 0.8} = 230 кВт$$

В трубному просторі:

$V = 0,785 d_{ВН}^2 \cdot n \cdot l + 2V_{КАМ} = 0,785 \cdot 0,013^2 \cdot 160 \cdot 3 + 0,4 = 0,5\ м^3$

В міжтрубному просторі:

$V = 0,785(D^2 - n\, d^2)\, l = (\, 0,4^2 - 160 \cdot 0,017^2\,)\, 3 \cdot 0,785 = 0,3\ м^3$

Загальний обєм термоолива в теплообмінниках: $V_\Sigma = 0,8\ м^3$

2.3.3.7 Розрахунок теплової ізоляції

Метою розрахунку теплової ізоляції є визначення товщини шару матеріалу теплоізоляції, який покриває зовнішню поверхню теплообмінника для зменшення теплових втрат і забезпечення вимог безпеки і охорони праці при обслуговуванні установок. З цієї точки зору, температура поверхні шару ізоляція для обєктів діаметром менше 2 м розраховується:[3]

$$\ln \frac{(d_{из} + 2\delta_{из})}{d_{тр}} = 2\pi \lambda_k R_{из} = 1,14 \qquad (2.51)$$

λ_k - коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції;

K – коефіцієнт додаткових тепловтрат через кріплення та опори;

$\lambda_{из} = 0,038\ Вт/мК$;- *при температурі 300 °С*

$\rho = 100\ кг/м^3$ густина ізоляційного матеріалу;

В якості теплоізоляційного матеріалу застосовуємо напівциліндри навивні з камяної вати **PAROC Pro Section D426**

t_H - температура середньорічна зовнішнього повітря;

t_e – температура теплоносія;

$q = 40\ Вт/м^2$ - нормовата густина теплового потоку [3];

Визначаємо значення показника В:

$$B = \frac{(d_{из} + 2\delta_{из})}{d_{тр}} = 1{,}14 \qquad (2.52)$$

δ - товщина ізоляційного шару;

$d_{из}$ - зовнішній діаметр трубопроводу;

$d_{тр}$ - зовнішній діамер ізольованної труби;

Товщина ізоляційного шару дорівнює:

$$\delta_{из} = \frac{d_з(e^{R2\pi\lambda_{из}} - 1)}{2} = 0{,}030 \qquad (2.53)$$

Де термічний опір теплоізоляційного шару:

$$\boldsymbol{R_{из} = R_{\Sigma} - R_{н} = 0{,}57 - 0{,}083 = 0{,}4945\ мК/Вт}$$

$R_{\Sigma} = (te - t_{Н})/ q = (30 - 6{,}9)/ 40 = 0{,}57\ (мК/Вт)$

$R_{н} = 1/\alpha = 1/12 = 0{,}083\ (мК/Вт)$

Перевіряємо обрану теплову ізоляцію на ефективність:

$$D_{КР} = \frac{2\lambda}{\alpha_{н}} = \frac{2 \cdot 0{,}038}{12} = 0{,}0063м \qquad (2.54)$$

Так як, критичний діамерт $D_{кр} = 0{,}0063$м $< D_{из} = 0{,}426$ м величина тепловтрат зменшується, отже приймаємо напівциліндри навивні з камяної вати **PAROC Pro Section D426** товщиною 30 мм з $\lambda_{из} = 0{,}038$ Вт/мК

Як покривний шар використовуємо лист з оцинкованної сталі з товщиною 0,5мм

2.3.4 Зовнішіні мережі

Зовнішніми споживачами теплоти в котельні є два ідентичних блока теплообмінників для розігріву нафти в цистернах для її зливу та блок теплообмінників для розігріву нафти в резервуарі для збереження і підтримання її необхідної температури при подальшому зберіганні.

Склад блоків однаковий:

- сталевий кожухотрубний теплообмінник;
- трьоходовий клапан;
- необхідна арматура для обв'язки теплообмінника;
- датчики для автоматичного управління роботою блока;
- комплект контрольно-вимірювальних приладів;
- щит автоматики для візуалізації режиму роботи на місці та ручного управління пуском та зупинкою блока

Щит управління опалюється. Весь блок виконується на заводі и поставляється на рамі. Блок встановлюється на фундаменти анкерними болтами и оснащується навісами.

Маслопроводи, які з'єднують блоки теплообмінників та котельню виконуються з безшовних сталевих труб. Діаметр труб для монтажу маслопроводу в бік зливу естакади – 170 мм, а в бік резервуару для збереження нафти – 140 мм. Маслопроводи теплоізолюються напівциліндрами з базальтової вати виробництва фірми «***Paroc***» покриваються захисним кожухом з оцинкованої сталі.

Довжина маслопроводу:

- Ø170 – 250,35 метрів
- Ø140 – 171,45 метрів

Об'єм термоолії в системі:

В контурі естакади:

1) **В теплообмінниках:** $\Sigma V = V_{мтр} + V_{тр} = 0,5\ м^3$

В трубному просторі:

$V = 0,785 d_{ВН}^2 \cdot n \cdot l + 2V_{КАМ} = 0,785 \cdot 0,013^2 \cdot 70 \cdot 3 + 2 \cdot 0,12 = 0,27\ м^3$

В міжтрубному просторі:

$V = 0,785(D^2 - n\,d^2)\,l = (\,0,3^2 - 70 \cdot 0,017^2\,)\,3 \cdot 0,785 = 0,17\ м^3$

2) **В трубопроводі:** $V_{тр} = L\pi d^2/2 = 251 \cdot 3,14 \cdot 0.159^2/2 = 10\ м^3$

- **<u>В контурі резервуара:</u>**

3) **В теплообмінниках** : $\Sigma V = V_{мтр} + V_{тр} = 0,8\ м^3$

В трубному просторі:

$V_{тр} = 0,785 d_{ВН}^2 \cdot n \cdot l + 2V_{КАМ} = 0,785 \cdot 0,013^2 \cdot 160 \cdot 3 + 0,4 = 0,5\ м^3$

В міжтрубному просторі:

$V_{мтр} = 0,785(D^2 - n\,d^2)\,l = (\,0,4^2 - 160 \cdot 0,017^2\,)\,3 \cdot 0,785 = 0,3\ м^3$

4) **В трубопроводі :** $V_{тр} = L\pi d^2/2 = 171 \cdot 3,14 \cdot 0.219^2/2 = 12,9\ м^3$

При швидкості олії в трубах близько 1 м/с гідравлічний опір трубопровода до естакади складає ***2,66 Па/м*** , а для маслопроводу до резервуару зберігання термоолії буде складати – ***5,47 Па/м.***

Об'єм термоолії в маслопроводі до естакади складає 10 м^3; а в маслопроводі до резервуару зберігання 12,87 м^3. Таким чином для перекачування термоолії до споживачів теплоти будуть потрібні насоси з наступними характеристиками:

- Для контуру естакади: G =43,6 т/год; H = 13,2 м
- Для котруру резервуара: G = 140,4 т/год ; H = 17,9 м

Це насоси фірми KSB **ETNY065-040-160 SG DB08LD200552B** : Etanorm SYT Центробіжний насос низького тиску. Габаритні розміри навереді на рис.4. Технічні характеристики навереді в таблиці 2.4

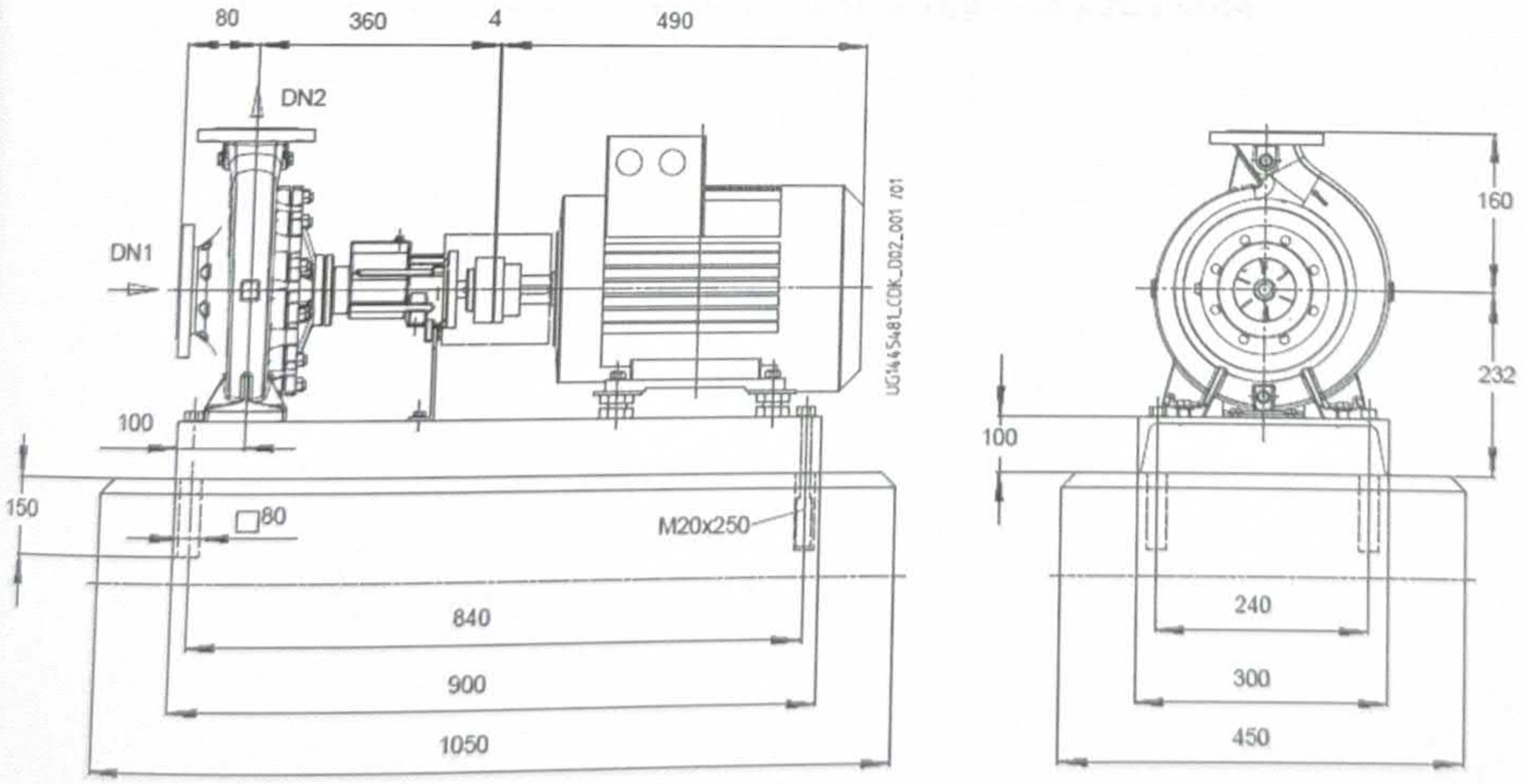


Рис.4 Габаритні розміри насосу Etanorm SYT

2.3.4.1 Гідравлічний розрахунок теплової траси теплової мережі

Гідравлічний розрахунок є одним з найважливіших розділів проектування і експлуатації теплової мережі. При проектуванні в завдання гідравлічного розрахунку входять:

- визначення діаметрів трубопроводів;
- визначення падіння тиску (втрат напору) по мережі;
- визначення тисків (напорів) в різних точках мережі;
- ув'язка всіх точок системи при статичному і динамічному режимах з метою забезпечення допустимого тиску і необхідних напорів в мережі і абонентських системах.

Іноді необхідно визначення пропускної здатності трубопроводів і мережі при відомих розрахункових значеннях діаметра і втрати тиску.
Результати гідравлічного розрахунку дозволяють:

- визначити капіталовкладення, витрати металу (труб, арматури, і обсяг будівельно-монтажних робіт);
- встановити характеристики циркуляційних мережевих і підживлювальних насосів, їх кількість і розміщення;
- з'ясувати умови роботи мережі систем абонентів, вибрати схему приєднання абонентських установок;
- обрати засоби авторегулювання для мережі і абонентських вводів;
- розробити режими експлуатації систем теплопостачання.

1. Розрахунок транзитного трубопроводу в напрямку естокади :

Характеристики теплової мережі:

Витрата теплоносія : $G_1 = 43,9$ *т/год*

Густина теплоносія: $\rho = 820$ *кг/м*^{3}

Довжина мережі – *250,35 м*

Втрати тиску на кінцевій ділянці $P = 0,8$ *кПа*

Коефіцієнт місцевих опорів $\sum\zeta = 0,2 \cdot 12 = 2,4$

Задаємось коефіцієнтом місцевих втрат: $\alpha = 0,2$

Визначаємо лінійні втрати тиску:

$$R_л = \frac{\Delta P}{l \cdot (1+\alpha)}, \frac{Па}{м} \qquad (2.3.1)$$

$$R_л = \frac{800}{250,35(1+0,2)} = 2,66\ Па/м$$

При розрахунковій витраті та лінійним втратам тиску визначаємо діаметр теплової мережі та швидкість руху теплоносія за номограмою згідно [10] наведена на рис 2.5.

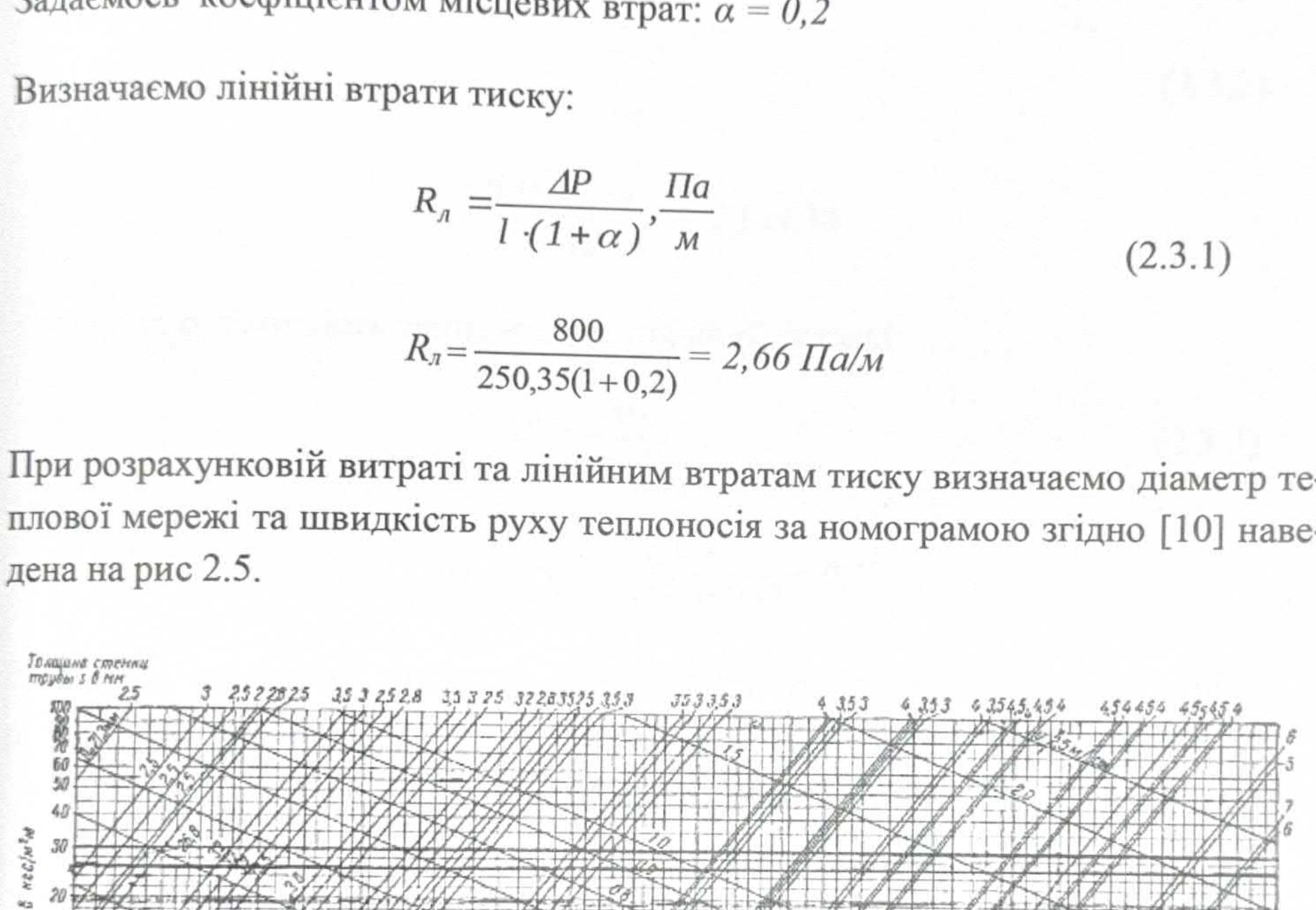


Рис.2.5 Номограмма для вибору діаметра теплової мережі. Параметри з індексом «1»-напрямок естокади, «2» - до резервуара

Приймаємо діаметр теплової мережі: $D_1 = 159x4.5мм$

Швидкість теплоносія : $v_1 = 0,7\ м/с$

Приймаємо діаметр теплової мережі : $D_2 = 219x6\ мм$

Швидкість теплоносія : $v = 1,21\ м/с$

Виконаємо перевірочний розрахунок:

Визначаємо критерій Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d}{\mu_1} \qquad (2.3.2)$$

$$Re = \frac{0,75 \cdot 0,159}{0,37 \cdot 10^{-6}} = 322164.34$$

Уточнюємо швидкість теплоносія в тепловій мережі:

$$W = \frac{4G}{\rho \pi d^2} \qquad (2.3.3)$$

$$W = = \frac{12.2 \cdot 4}{820 \cdot 3.14 \cdot 0.159^2} = 0,75$$

Виконуємо перевірку для цього обчислюємо критичне значення критерія Рейнольса:

$$\mathrm{Re} = 586\frac{d}{K_e} \qquad (2.3.4)$$

$$\mathrm{Re} = 586\frac{0,159}{0,0005} = 186348$$

Так як $Re = 312432,5 > Re_{кр} = 199240$, отже маслопровід працює в області квадратичної залежності. Тоді коефіцієнт гідравлічного тертя:

$$\lambda = 0,11(\frac{K}{d})^{0.25} = 0.025\ Вт/мК$$

Питомі втрати тиску на тертя:

$$\mathrm{Re} = \lambda \frac{w^2}{2g} \rho \frac{1}{d}$$

$$\mathrm{Re} = 0.025 \frac{0.75^2 \cdot 820}{2 \cdot 9.81 \cdot 0.159} = 3.7 кгс/м^2 \qquad (2.3.5)$$

Визначаємо сумарні втрати тиску на ділянці:

$$\Delta P = R \cdot l \cdot (1 + \alpha) = R l_{пр} \qquad (2.3.6)$$

$$\Delta P = 2{,}7 \cdot 300{,}36 = 1110{,}25 \text{ кг/м}^2 = 10888 \, Па$$

$l_{пр} = l_э + l = l\alpha + l = 300{,}36 \, м$

Напір в мережі: $\Delta H = 10888/820 = 13{,}2$ м

2. Гідравлічний розрахунок теплової мережі в напрямку резервуару збрігання нафти:

Характеристики теплової мережі:

Теплоносій – термоолія

Витрата теплоносія $G_2 = 140$т/год

Густина теплоносія $\rho = 820$ кг/м^3

Довжина мережі – 171,45 м

Втрати тиску на кінцевій ділянці $P = 1,12$ кПа

Коефіцієнт місцевих опорів $\sum\zeta = 0,2 \cdot 6 = 1,2$

Задаємось коефіцієнтом місцевих втрат: $\alpha = 0,2$

Визначаємо лінійні втрати тиску:

$$R_л = \frac{\Delta P}{l \cdot (1+\alpha)}, \frac{Па}{м} \qquad (2.3.7)$$

$$R_л = \frac{1120}{170,45(1+0,2)} = 5,47\ Па/м$$

При розрахунковій витраті та лінійним втратам тиску визначаємо діаметр теплової мережі та швидкість руху теплоносія за номограмою рис.2

Приймаємо діаметр теплової мережі $D_2 = 219мм$

Швидкість теплоносія : $v_2 = 1.1$ м/с

Перевірочний розрахунок:

Визначаємо критерій Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{w \cdot d}{\mu_2} \qquad (2.3.8)$$

$$\mathrm{Re} = \frac{1.26 \cdot 0,219}{0,37 \cdot 10^{-6}} = 747980$$

Уточнюємо швидкість теплоносія в тепловій мережі:

$$W = \frac{4G}{\rho \pi d^2} \qquad (2.3.9)$$

$$W = \frac{\frac{140,45 \cdot 1000}{3600} \cdot 4}{820 \cdot 3.14 \cdot 0.219^2} = 1,26$$

Виконуємо перевірку для цього обчислюємо критичне значення критерія Рейнольса:

$$\mathrm{Re} = 586 \frac{d}{K_e} \qquad (2.3.10)$$

$$\mathrm{Re} = 586 \frac{0,219}{0,0005} = 256230$$

Так як $Re > Re_{кр}$, отже маслопровід працює в області квадратичної залежності. Тоді коефіцієнт гідравлічного тертя:

$$\lambda = 0,11 (\frac{K}{d})^{0.25} = 0.024 Вт/мК \qquad (2.3.11)$$

Питомі втрати тиску на тертя:

$$R_л = \lambda \frac{w^2}{2g} \rho \frac{1}{d}, кгс/м^2 \qquad (2.3.12)$$

$$R_л = 0.024 \frac{1,26^2 \cdot 820}{2 \cdot 9.81 \cdot 0.219} = 7.27$$

Визначаємо сумарні втрати тиску на ділянці:

$$\Delta P = R \cdot l \cdot (1 + \alpha) = R l_{пр} \qquad (2.3.13)$$

$$\Delta P = 12,2 \cdot 205,74 = 1496 кг/м^2 = 14670 Па$$

$$l_{пр} = l_э + l = l\alpha + l = 205,74 м$$

Напір в мережі: $\Delta H = 14870/820 = 18м$

2.3.5 Тепловий розрахунок теплової мережі

2.3.5.1 Мета і задачі розрахунку теплової ізоляції

Різке підвищення цін на паливо змушує найсерйознішим чином займатися проблемою економії теплової енергії у всіх сферах її застосування, особливо в теплових мережах. Тут одним із способів економії тепла є теплова ізоляція трубопроводів.

Основним недоліком існуючих теплових мереж є гідрофільність теплової ізоляції. Проникаюча в ізоляцію вода викликає збільшення втрат тепла, а також сприяє корозії зовнішньої поверхні труб. Зменшення втрат тепла трубопроводами теплових мереж залежить не тільки від теплотехнічних властивостей теплової ізоляції, але і від якості монтажних робіт по теплоізоляції, а також від умов експлуатації теплових мереж (склад грунтів, наявність і хімічний склад грунтових вод, ефективність захисту від проникнення ґрунтових вод до теплопроводів і т.д.). Важливим моментом є правильне проектування теплової ізоляції, вибір теплоізоляційної конструкції і її тепловий розрахунок.

Теплоізоляційні матеріали і конструкції призначені для зменшення втрат тепла трубопроводами та обладнанням теплових мереж, підтримки заданої температури теплоносія, а також недопущення високої температури на поверхні теплопроводів і обладнання. Зменшення транспортних втрат тепла є найголовнішим засобом економії палива. З урахуванням порівняно невеликих витрат на теплоізоляцію трубопроводів (5-8% від капіталовкладень в будівництво теплових мереж) дуже важливим в питаннях збереження транспортується тепла по трубопроводах є їх теплова ізоляція високоякісними та ефективними теплоізоляційними матеріалами.

Теплоізоляційні конструкції виготовляють зі спеціальних матеріалів, головна властивість яких - мала теплопровідність.

2.3.5.2 Методика теплового розрахунку. Вибір теплової ізоляції

Вибір економічних теплоізоляційних конструкцій при проектуванні теплових мереж проводиться з урахуванням типів прокладки теплопроводів, розташування і умов експлуатації ізольованих об'єктів, а також умов монтажу теплової ізоляції.

Теплову ізоляцію трубопроводів теплових мереж використовують при всіх способів прокладки не залежно від температури теплоносія.

Конструкція теплової ізоляції складається з основного теплоізоляційного шару, зовнішнього захисного покриття і кріплення. Основний теплоізоляційний шар забезпечує захист ізольованих поверхонь від втрат теплоти, зовнішнє захисне покриття оберігає основний теплоізоляційний шар від механічних пошкоджень, зволожень, впливу агресивних середовищ і т. Д.

При розрахунку теплових мереж товщину теплової ізоляції знаходять, виходячи з норм втрат теплоти, заданого перепаду температур на ділянці теплової мережі, допустимої температури на поверхні конструкції та техніко-економічного розрахунку

При надземному прокладанні питомі теплові втрати для трубопроводу довжиною 1м визначають за формулою:

$$q_1 = (t_T^{cp} - t_H) / R, Вт/м \qquad (2.3.14)$$

t^{cp}_T - середня температура теплоносія, °С;

$t_н$ – температура зовнішнього повітря, °С;

R – сумарний термічний опір, мК/Вт;

Загальний опір теплопередачі дорівнює суммі послідовно розміщенних термічних опорів:

$$\Sigma R = R_B + R_{тр} + R_И + R_H, Вт/м \qquad (2.3.15)$$

де R_B – термічний опір внутрішньої поверхні труби;

$R_{ТР}$ - термічний опір внутрішньої поверхні стінки труби;

$R_И$ – термічний опір шару теплової ізоляції;

R_H - термічний опір зовнішньої поверхніізоляції;

Повні тепловтрати складаються з втрат теплоти ділянок трубопроводу без арматури і фасонних частин – лінійних теплових втрат і тепловтрат фасонних частин, арматури, опор, фланців тощо – місцевих втрат теплоти. Місцеві втрати враховуються коефіцієнтом **βт.**

Тоді тепловтрати трубопроводу:

$$Q = (1 + \beta_m) ql, Bm; \qquad (2.3.16)$$

2.3.5.3 Виконуємо розрахунок для теплової мережі в бік естокади

Необхідно визначити товщину ізоляції та теплові втрати для теплової мережі надземного прокладання.

$D_{зов} = 159x4,5мм$ - зовнішіній діаметр трубопроводу;

$D_{вн} = 150\ мм$ – внутрішній діаметр трубопроводу;

$T_м = 300°C$ – температура теплоносія

$T_o = 6,9$ – середньорічна температура зовнішнього повітря;

Ізоляцію приймаємо циліндри з каменної вати **Paroc ProSection 140**

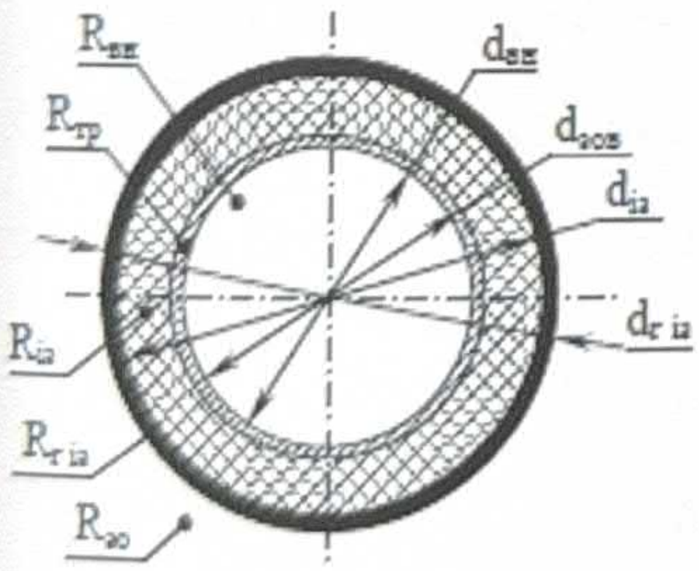
$\lambda_{из} = 0,077\ Вт/мК$ – коефіцієнт теплопровідності ізоляції;

Покрівний шар – металічне покриття з оцинкованної сталі

$S_{тш} = 0.5\ мм$

1. **Розраховуємо товщину шару ізоляції**

$$\ln B = \ln \frac{d_H}{d_{тр}} = 2\pi\lambda_{із}\left(\frac{K(t_B - t_H)}{q_L} - R_H\right) \qquad (2.3.17)$$



λ_k - коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції, $\lambda_{из}$ = 0,077 Вт/мК при 300°С;

$K = 1$– коефіцієнт додаткових тепловтрат через кріплення та опори;

$\lambda_{из} = 0,077\ Вт/мК$;- *при температурі 300 °С*

t_H - тем-ра середньорічна зовнішнього повітря;

t_e – температура теплоносія;

$q = 164Вт/м^2$ - нормовата густина теплового потоку [3];

R_H = 0,040 мК/Вт - лінійний опір теплопередачі зовнішньої ізоляції;

$$\ln B = \ln \frac{d_H}{d_{mp}} = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}077 \left(\frac{1{,}05(300 - 6{,}9)}{164} - 0{,}040 \right) = 0{,}88$$

Тоді, $B = 2{,}15$

2. Товщина ізоляційного шару дорівнює:

$$b_{i3} = \frac{d_{mp}(B-1)}{2}$$

$$b_{i3} = \frac{0{,}159(2{,}15-1)}{2} = 0{,}09 мм \qquad (2.3.18)$$

δ - товщина ізоляційного шару;

d_{mp} - зовнішній діамер труби;

Отже, приймаємо циліндри з каменної вати **Paroc ProSection 140**

3. Визначаємо сумарний термічний опір трубопроводу:

$$\Sigma R = R_B + R_{mp} + R_И + R_H, Вт/м \qquad (2.3.19)$$

Так як величини R_B – термічний опір внутрішньої поверхні труби; R_{TP} - термічний опір внутрішньої поверхні стінки труби дуже малі їми нехуємо.

4. Зовнішній діаметр теплоізоляційного шару:

$$d_З = d_{TP} + 2b_{из} \qquad (2.3.20)$$

$$d_З = 0.159 + 2 \cdot 0.151 = 0{,}339 м$$

5. Обчислюємо опір теплопередачі зовнішньої поверхні ізоляції:

$$R_{зов} = 1/(\pi \cdot d_з \cdot \alpha_{зов}) \qquad (2.3.21)$$

$$R_{зов} = 1/3{,}14 \cdot 0{,}339 \cdot 20 = 0{,}047 мК/Вт$$

$\alpha_{зов} = 20$ **Вт/мК** – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні в залежності від швидкості вітру;

6. Обчислюємо термічний опір ізоляції трубопроводу, (м·К)/Вт

$$R_{із} = 1/(\pi \cdot \lambda_{із} \cdot 2) ln (d_{із}/d_{зов}) \qquad (2.3.22)$$

$$R_{із} = 1/3{,}14 \cdot 0{,}077 \cdot 2(ln 0{,}339/0{,}159) = 2{,}73 мК/Вт$$

$d_{із}$ – зовнішній діаметр ізольованого трубопроводу, м;

$\lambda_{із}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції труби, Вт/(м·К).

$$\Sigma R = 0,047+2,73= 2,77\ мК/Вт$$

Визначаємо питомі втрати тиску через ізоляцію теплової мережі:

$$q_l = (t_T^{ср} - t_H)/R, Вт/м \qquad (2.3.23)$$

$$q_l = \frac{300-6,9}{2,73} = 107,36$$

Сумарні втрати тепла на ділянці $l = 250,45$ м:

$$Q_{вт} = (1+\beta_m)ql \qquad (2.3.24)$$

$$Q_{вт} = (1+0,2)148,7 \cdot 250,45 = 32266Вт$$

Визначаємо температуру зовнішньої поверхні ізольованого теплопроводу, °С

$$t_{пов} = \frac{\tau / R_{из} + \frac{t_0}{R_{зов}}}{\frac{1}{R_{из}} + \frac{1}{R_{зов}}} \qquad (2.3.25)$$

$$t_{пов} = \frac{300/2,73 + \frac{6,9}{0,05}}{\frac{1}{2,73} + \frac{1}{0,05}} = 14,37°C$$

2.3.5.4 Розрахунок теплової ізоляції для теплової мережі в бік резервуару

$D_{зоа} = 219мм$ - зовнішіній діаметр трубопроводу;

$T_м = 300°C$ – температура теплоносія

$T_o = 6,9$ – середньорічна температура зовнішнього повітря;

Ізоляцію приймаємо циліндри з каменної вати **Paroc ProSection 140**

$\lambda_{из} = 0,077\ Вт/мК$ – коефіцієнт теплопровідності ізоляції;

Покрівний шар – металічне покриття з оцинкованної сталі

$S_{пш} = 0.5$ мм

1. **Розраховуємо товщину шару ізоляції**

$$\ln B = \ln \frac{d_H}{d_{mp}} = 2\pi\lambda_{13}(\frac{K(t_B - t_H)}{q_L} - R_H) \qquad (2.3.26)$$

λ_k - коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції;

$K = 1$ – коефіцієнт додаткових тепловтрат через кріплення та опори;

$\lambda_{из} = 0,077\ Вт/мК$;- *при температурі 300 °С*

$\rho = 100\ кг/м^3$ густина ізоляційного матеріалу;

t_H - температура середньорічна зовнішнього повітря;

t_e – температура теплоносія;

$q = 137\ Вт/м^2$ - нормовата густина теплового потоку [3];

$R_H = 0,040$ мК/Вт лінійний опір теплопередачі зовнішньої ізоляції мК/Вт, при 300 °С

$$\ln B = \ln \frac{d_H}{d_{mp}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,077(\frac{1,05(300 - 6,9)}{194} - 0,040) = 0,74$$

Тоді, B = 2,10

Товщина ізоляційного шару дорівнює:

$$b_{i3} = \frac{d_{mp}(B-1)}{2}, м$$

$$b_{i3} = \frac{0,219(2,1-1)}{2} = 0,120м \qquad (2.3.27)$$

δ - товщина ізоляційного шару;

d_{mp} - зовнішній діамер труби;

Отже, приймаємо циліндри з каменної вати Paroc ProSection 140

2. Визначаємо сумарний термічний опір трубопроводу:

$$\Sigma R = R_B + R_{mp} + R_И + R_H, Вт/м \qquad (2.3.28)$$

Так як величини R_B – термічний опір внутрішньої поверхні труби; R_{TP} - термічний опір внутрішньої поверхні стінки труби дуже малі їми нехуємо.

3.Зовнішній діаметр теплоізоляційного шару:

$$d_3 = d_{TP} + 2b_{из} \qquad (2.3.29)$$

$$d_3 = 0,2 + 2 \cdot 0,19 = 0,58\ м$$

4.Обчислюємо опір теплопередачі зовнішньої поверхні ізоляції:

$$R_{зов} = 1/(\pi \cdot d_з \cdot \alpha_{зов}) \qquad (2.3.30)$$

$$R_{зов} = 1/3,14 \cdot 0,58 \cdot 20 = 0,027\ мК/Вт$$

$\alpha_{зов}$ **= 20 Вт/мК** – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні в залежності від швидкості вітру;

5. Обчислюємо термічний опір ізоляції трубопроводу, (м·К)/Вт

$$R_{із} = 1/(\pi \cdot \lambda_{із} \cdot 2)ln\,(d_{із}/d_{зов}) \qquad (3.5.24)$$

$$R_{із} = 1/3,14 \cdot 0,077 \cdot 2(ln0,58/0,2) = 2,2\ мК/Вт$$

$d_{із}$ – зовнішній діаметр ізольованого трубопроводу, м;

$\lambda_{із}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції труби, Вт/(м·К).

$$\Sigma R = 0,027 + 2,2 = 2,22\ мК/Вт$$

Визначаємо питомі втрати тиску через ізоляцію теплової мережі:

$$q_1 = (t_T^{ср} - t_H)/R, Вт/м \qquad (2.3.31)$$

$$q_1 = \frac{300 - 6,9}{2,22} = 132\ Вт/м$$

Сумарні втрати тепла на ділянці l **= 171,45 м:**

$$Q_{вт} = (1 + \beta_m)ql, Вт \qquad (2.3.32)$$

$$Q_{вт} = (1 + 0,2)132 \cdot 171,45 = 27157,68$$

Визначаємо температуру зовнішньої поверхні ізольованого теплопроводу, °С при середньорічній температурі зовнішнього повітря.

$$t_{пов} = \frac{\tau / R_{із} + \frac{t_0}{R_{зов}}}{\frac{1}{R_{из}} + \frac{1}{R_{зов}}} \qquad (2.3.33)$$

$$t_{пов} = \frac{300/2,2 + \frac{6,9}{0,05}}{\frac{1}{2,2} + \frac{1}{0,05}} = 13,42°C$$

2.3.6 Розрахунок навантажень на опори теплової мережі

Основною задачею розрахунку на стійкість трубопроводів є визначення або перевірка товщини стінки труб, прольотів між рухомиими опорами та допустимих компенсаційних навантажень.

Основними видами навантажень, що діють на будівельні конструкції теплових мереж скдадаються з:

- сумарна горизонтальне та вертикальне навантаження від трубопроводів;
- власної ваги конструкції;
- ваги грунта на уступах фундаментів;
- вітрового навантаження ;
- зовнішньої температури;

Діаметр трубопроводів: $D_y = 159$ мм

Робочий тиск: $P_o = 10888$Па

ТМ проектується надземно на нерухомих опорах, які встановлені на окремо стоячих залізобетонних мачтах. Температурні подовження компенсуються П-подібними, Г-подібними та Z- подібними компенсаторами.

Внутрішній діаметр труби:

$D = D_a - 2 \times s = 159 - 2 \times 6 = 147$ мм

Поправка сумарна до товщини трубопроводу:

$c = c_{11} + c_{21} = 0,3 + 1 = 1.3$ мм

Розрахункова товщина стінки

$s_R = pD / (2[\sigma]+p) = 1 \times 159/(2 \times 119 + 1) = 0,67$ мм

Розрахункова товщина труби з врахуванням поправок:

$s_R + c = 0.67 + 1.3 = 1.97$ мм < 6 мм - выполнено

Допустимий робочий тиск в трубі на прямій ділянці:

$[p] = 2[\sigma](s - c)/(Da - (s - c))$

$[p] = 2 \times 119(6 - 1.3)/(159 - (6 - 1.3)) = 7,25$ *МПа*

Теоретична маса 1м трубопроводу

$M = 0.02466148 \cdot s(D - s) = 0.02466148 \times 6(159 - 6) = 22,639$ *кг*

3.1.1 Визначаємо напруження на розяг в стінках від внутрішнього тиску, що діють в осьовому напрямленні - σ_1та σ_2 - в поперечному:

$$\sigma_1 = npD_{вн}/4\delta;$$
$$\sigma_1 = npD_{вн}/2\delta;$$
(2.3.34)

$n = 1,1$ – коефіцієнт перевантаження;

$$\sigma_1 = \frac{1,1 \cdot 7,25 \cdot 0,159}{4 \cdot 0,006} = 52,8МПа = 5,38кгс/мм^2$$

$$\sigma_2 = \frac{1,1 \cdot 7,25 \cdot 0,159}{2 \cdot 0,006} = 105,6МПа = 10,77кгс/мм^2$$

Осьове зусилля, що діє на розтяг визначається за формулою:

$$P = np\pi D_{вн}^2/4.$$
(2.3.35)

$$P = \frac{1,1 \cdot 7,25 \cdot 3,14 \cdot 0,159}{4} = 158кН$$

$n = 1,1$ – коефіцієнт перевантаження;

2.3.6.1 Розрахунок теплової мережі на вагові навантаження

1. Максимальний згинаючий момент над опорами М та в середині між опорами $M_{1/2}$ визначаємо за формулами:

$$-M = ql^2/12, Н·м;$$
$$M_{1/2} = ql^2/24, Н·м;$$
(2.3.36)

$$-M = 31,5 \cdot 10^2/12 = 262,5Нм$$
$$M_{1/2} = 31,5 \cdot 10^2/24 = 131,25Нм$$

$l = 10 м$– відстань між опорами, м;

q – розрахункова вагове навантаження на одиницю довжини трубопроводу, Н/м;

E – модуль пружності, Па/м^2;

$I = 0,00000652 м^4$ - момент інерції труби, м^4;

2. Стійкість трубопроводів з П-подібними компенсаторами перевіряється за умовою:

$$\frac{P}{F} + \frac{M}{W} + \sigma_1 \le R_2$$
(2.3.37)

$$25 + 10,6 + 52,8 = 88,4 \le 210$$

Згідно з [17] відстань між опорами приймаємо, в залежності від температури теплоносія та діаметру трубопроводу:

В бік естокади:

- Між рухомими опорами: 10 м
- Між нерухомими опорами: 90 м

В бік резервуару: D = 219мм

- Між рухомими опорами: 13 м
- Між нерухомими опорами: 100 м

R_2 - нормативна величина ,що залежить від марки сталі, коефіцієнта надійності та безпечності згідно СНиП 2.05.06.-85 $R_2 = 210МПа$;

σ_1 - зусилля ..н-а розтяг выд внутрышнього тиску;

W_p - момент опору поперечного перерізу труби при розрахунковій товщині стінки труби, см^3;

$$W_p = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D^4{}_H - D_B^4)}{D_H}, м \qquad (2.3.38)$$

$$W_p = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(0{,}159^4 - 0.150^4)}{0.159} = 78{,}3см^2$$

$q_{єк}$ - еквівалентна вагове навантаження в кгс/м3, при надземній прокладці трубопровода, враховують на ряду з вітровим навантаженням та вагою трубопроводів:

$$q_{єк} = m_B \cdot q, \text{ кгс/мм}^2 \qquad (2.3.39)$$

$m_B = 1{,}05$ – враховує вплив вітрового навантаження, за табл 10.4

$q = 30$ кг – загальна вага трубопроводі;

$$\boldsymbol{q_{єк} = 1{,}05 \cdot 30 = 31{,}5} \text{ кгс/мм}^2$$

Визначаємо прогин трубопроводів:

$$f_{1/2} = ql^4/(384EI), \text{ м}, \qquad (2.3.40)$$

(2.3.)

$$f = \frac{22{,}39 \cdot 100^4}{384 \cdot 2.1 \cdot 10^6 \cdot 147000} = 1{,}1см$$

2.3.7 Розрахунок компенсації температурних подовжень

2.3.7.1 Розрахунок П-подібного компенсатора

Задача розрахунку полягає у визначенні розмірів компенсатора (вильоту Н та ширини В), а також сили пружної деформації.

Розміри компенсатора визначають за [1] залежно від значення компенсуючої здатності, яка дорівнює тепловому подовженню трубопроводу:

$$\Delta L = \alpha_1 L\,(\tau - t_0) \qquad (2.3.41)$$

$$\Delta L = 1{,}2\cdot 10^{-5}\cdot 20\cdot (300 - 6{,}9) = 0.07м = 70мм$$

де L – відстань між нерухомими опорами, м;

α_1 – коефіцієнт лінійного розширення металу, 1/К, $\alpha_1 = 1{,}2\cdot 10^{-5}$;.

Розміри компенсатора визначають залежно від значення компенсуючої здатності, яка дорівнює тепловому подовженню трубопроводу:

$\Delta L = 74мм \rightarrow \frac{B}{H} = 0{,}5 \rightarrow$ H=8*Dy =8*0,159=1,3м, B=64/2=0,65 м

Сила пружної деформації для П-подібного компенсатора зі зварними відводами, кН:

$$P = 10^3 \cdot \Delta L \cdot E \cdot I / A, [kH] \qquad (2.3.42)$$

де I –момент інерції труби, м^4,

$$I = 0{,}05\,(d_н^4 - d_в^4) \qquad (2.3.43)$$

А –комплексний геометричний параметр компенсатора:

$$A = 0{,}67\,H_1^3 + B_1\,H_1^2 \qquad (2.3.44)$$

де B_1 і H_1 – розміри П – подібного компенсатора, м

$$A = 0{,}67\,H_1^3 + B_1\,H_1^2 = 0{,}67$$

Е – модуль пружності сталі, МПа, $E = 2\cdot 10^5$МПа

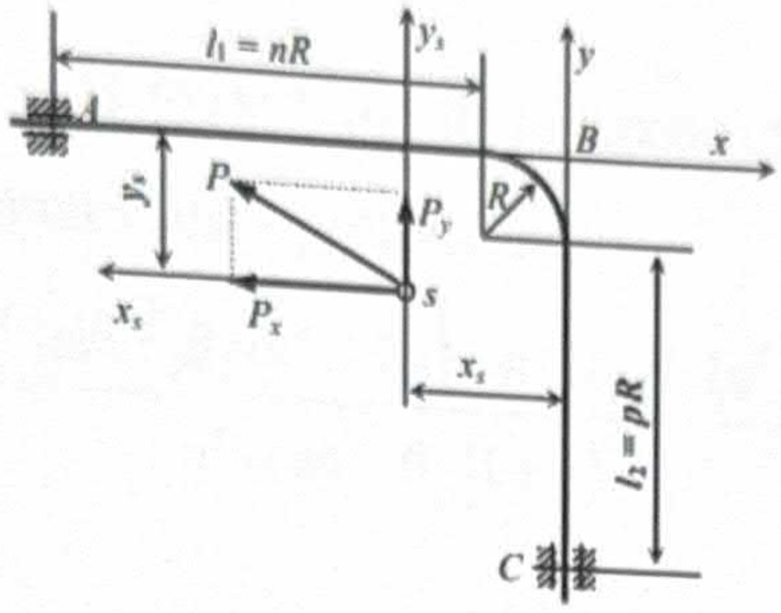
А - комплексний геометричний параметр компенсатора, м;

$$A = 0{,}67\cdot H_1^3 + B_1\cdot H_1^2 = 0{,}67\cdot 6.4^3 + 3.2\cdot 6.4^2 = 2{,}58м^4$$

$$P = 10^3\cdot 0{,}252\cdot 2\cdot 10^5\cdot 0{,}00077/1014.5 = 95{,}5кН$$

2.3.7.2 Розрахунок зусилль в самокомпенсаційних трубопроводах з Г-подібною конфігурацією

Розрахункова схема має вигляд рис 1. На трасі теплової мережі маємо чотири Г-подібних компенсатора.



Максимальні згинаючі напруження на ділянці з кутовою конфігурацією, які виникають в замуровці меншого плеча, МПа:

$$G = \frac{1{,}5 \cdot \Delta L_K \cdot E \cdot d_H}{L_K^2 \cdot \cos\beta} \cdot \left(1 + \frac{1}{n} + \frac{n+3}{n \cdot (n+1)} \cdot \sin\beta\right), \quad (2.3.45)$$

де *Lk* - подовження меншого плеча, м;

$$\Delta L_K = \alpha_1 \cdot (\tau - t_0) \cdot L_K \quad (2.3.46)$$

α - коефіцієнт лінійного розширення металу, 1/К ($1{,}2 \cdot 10^{-5}$);
τ - максимальна температура теплоносія в трубопроводі, °С;
to - температура навколишнього середовища при будівництві теплової мережі, оС;
Lk - довжина меншого плеча, м

$$\Delta L_K = 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot (300 - 6.9) \cdot 20 = 0{,}074 м$$

E - модуль пружності сталі, МПа ($2 \cdot 10^5$);
n - відношення довжини більшого плеча до меншого плеча;

$$\beta = \varphi - 90 = 90 - 90 = 0 \quad (2.3.47)$$

$$n = \frac{L_д}{L_к} = \frac{26}{20} = 1.35 \quad (2.3.48)$$

$$G = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}074 \cdot 1{,}2 \cdot 10^5 \cdot 0{,}159}{20^2 \cdot \cos 0^\circ} \cdot \left(1 + \frac{1}{1.33} + \frac{1.33+3}{1.33 \cdot (1.33+1)} \cdot \sin 0^\circ\right) = 9.28 \ МПа$$

Максимальні бічні зміщення відповідно довгого і короткого плечів:

$$\Delta K = \Delta д = \Delta L_К \cdot (1 + n \cdot \sin\beta) / \cos\beta \quad (2.3.49)$$

$$\Delta K = 0{,}074 \cdot (1 + 1.35 \cdot \sin 0^0) / \cos 0^0 = 0{,}074 м$$

Сила пружної деформації в замуровці меншого плеча для зварних:

$$P = 10^3 \cdot \alpha_1 \cdot B \cdot E \cdot I \cdot (\tau - t_0) / L_K^2, [kH] \qquad (2.3.50)$$

де, I - момент інерції труби

$$I = 0{,}05 \cdot (d_H^4 - d_B^4) \qquad (2.3.51)$$

$$I = 0{,}05 \cdot (0{,}159^4 - 0{,}130^4) = 0{,}0000176 м^4$$

B - коефіцієнт, що визначається з рівняння:

$$B = \frac{\left[(3n^3 + 4\ n + 1) + n^2 \cdot \sin^2 \beta \cdot (n^2 + 7n) + n \cdot \sin \beta \cdot (n^4 + 4\ n^3 + 10\ n + 1)\right]}{n^3 \cdot \cos^2 \beta \cdot (1 + n)} \qquad (2.3.52)$$

$$B = \frac{\left[(3 \cdot 1.35^3 + 4 \cdot 1.35 + 1) + 1{,}35^2 \cdot \sin^2 0^0 \cdot (1{,}35^2 + 7 \cdot 1{,}35) + 1{,}35 \cdot \sin 0^0 \cdot (1{,}35^4 + 4 \cdot 1{,}35^3 + 10 \cdot 1{,}35 + 1)\right]}{1{,}35^3 \cdot \cos^2 0^0 \cdot (1 + 1{,}35)} =$$

$= 4.34$

Таким чином:

$$P = 10^3 \cdot 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 4.34 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0{,}00077 \cdot (140 - 0) / 30^2 = 0{,}464\ кН$$

2.3.8 Газопостачання

До котельні від місцевого газорозподільчого пункту підводиться газопровід середнього тиску на вході 0,3мПа, прокладений надземно за [7] . Газ відповідає вимогам ГОСТ 5542-87.

Згідно розрахунків проведених за методикою [8] при заданому складі газу, що наведений в таблиці 3 необхідна максимальна витрата газу дорівнює *125,77 м³/год* для ***1MBm***. Прийняті в проекті пальники фірми ***Veishaupt*** працюють при тиску газу не менше 300кПа.

Основними споживачами природного газу є два котли BBS. Від зовнішньої мережі газ потрапляє до ШРП та від нього через отвір в конструкції в герметичному футлярі до пальника. На вході встановлено запірна арматура та електромагнітний клапан Dn80 . Для живлення пальників в проекті передбачено редукування тиску газу в шаровому газорегулюючому пункті з двоступінчастою схемою розташування регуляторів тиску газу типу RG/2MBZ Dn32 виробництва фірми Madas Italy. При необхідності постійної фіксації витрати газу котельнею, можливо використання шарової газорегулюючої установки з вузлом обліку газу (ВОГ). Шафові ГРУ не входить у комплект компановки котельні.

Внутрішня система газопостачання оснащена швидкодіючим випускним клапаном на вході газопроводу в котельню, зв'язаним з газоаналізатором та датчиками на наявність небезпечної концентрації CH_4 та CO, а також високої температури в котельні. Пальники оснащені необхідною регулюючою та запірною арматурою згідно діючим нормативним документам та скидними та продувними трубопроводами.

Для газопроводу приймаємо водогазопровідні труби ГОСТ 10704-91.

Розрахунок внутрішнього та зовнішнього газопостачання котельні для визначення кількості газу для отримання заданої кількості тепла та визначення діаметрів газопроводу наведений в п.2.3.4.1 та п.2.3.4.2

2.3.8.1 Тепловий розрахунок кількості газу [8]

Склад газу згідно завданню на проектування наведено в таблиці 4:

Таблиця 4. Склад природнього газу

Состав газу в % по об*єму								Густина в кг/м³ при Т=0°С, Р=101,3кПа	Теплота згоряння Q в кДж/м³
CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2 -	H_2S	CO_2		
93,3	4	0,6	0,4	0,3	1,3	-	0,1	0,772	**37405**

Продуктивність котла: $Q_к = 1150$ *кВт*

Коефіцієнт надлишку повітря: $\alpha = 1,2$

ККД котла: $\eta = 88\%$

Теплота згоряння нижча: $Q_р = 37405$ *кДж/м³*

1) Визначаємо кількісті газу для отримання 1МВт тепла:

$$G_Г = \frac{Q_р}{\eta \cdot Q_к} \qquad (2.3.53)$$

$$G_Г = \frac{1150}{88\% \cdot 37405} = 125,77 \text{ м}^3/\text{год}$$

2) Визначаємо теоретичну кількість повітря, необхідного для повного згоряння палива, залежно від коефіцієнту надлишку повітря α = 1,2:

$V_o = 0,0476\ [\ 0,5CO + 0,5H_2 + 1,5\ H_2S + \Sigma\ (m + n/4)\ C_m H_n - O_2],\ м^3/м^3$

$V_0 = 0,0476\ (2 \cdot 93,3 + 3,5 \cdot 4 + 5 \cdot 0,6 + 6,5 \cdot 0,4 + 8 \cdot 0,3) = 9,929 м^3/м^3$

3) Теоретичні обсяги продуктів згоряння, отримані при повному згорянні палива з теоретично необхідною кількістю повітря V_o визначаються за такими формулами:

Теоретичний об'єм азоту:

$V^o_{N2} = 0,79\ V^o + N_2/100,\ м^3/м^3 = 0,79 \cdot 9,929 + 0,013 = 7,856\ м^3/м^3$

Обєм трьохатомних газів:

$V_{RO2} = 0,01\ (CO_2 + CO + H_2S + \Sigma\ m\ C_m H_n),\ м^3/м^3$ (2.3.54)

$V_{RO2} = 0,01(0,1+93,3+8+1,8+1,6+1,5) = 1,063\ м^3/м^3$

Теоретичний обєм водяних парів:

$$V^{o}_{H_2O} = 0,01\,(H_2S + H_2 + \Sigma\, n/2\, C_m H_n + 0,124 d_{г.т.л}) + 0,0161\, V^0,\ м^3/м^3 \quad (2.3.55)$$

$$V^{o}_{H_2O} = 0,01(2\cdot 93,3 + 3\cdot 4 + 4\cdot 0,6 + 5\cdot 0,4 + 6\cdot 0,3 + 0,124\cdot 1,2946) + 0,0161\cdot 9,929 =$$

$7,856\ м^3/м^3$

де $d_{г.т.л}$ - вологовміст газоподібного палива, віднесене до 1м^3 сухого повітря, г / м3.

4) Визначаємо витрату димових газів

$$G_{1г} = \rho_{гсх} + \frac{d}{1000} + 1,306\cdot V^0\cdot\alpha \quad (2.3.56)$$

$$G_{1г} = 0,59 + 0,0129 + 1,306\cdot 9,929\cdot 1,2 = 16,16 м^3/ч$$

Загальна витрата димових газів:

$$G_г = G_1\cdot G_г,\ м^3/ч \quad (2.3.57)$$

$$G_г = 16,16\cdot 125,77 = 2032,1\ м^3/ч$$

2.3.8.2 Гідравлічний розразунок газопроводу середнього тиску

Вихідні дані для розрахунку:

Сумарна довжина газопроводу: $\Sigma L = 100\ м$

Теплота згоряння нижча: $Q_р = 37405\ кДж/м^3$

Тиск в точці підключення за ТУ: $P_0 = 0,45 МПа$

Густина газу: $\rho = 0,772\ кг/м^3$

Допустима швидкість газу: $v = 15 м/с$

Коефіцієнт кінематичної вязкості: $v = м^2/с$

Витрата газу : $V_Г = 327\ м^3/год$

Завданням гідравлічного розрахунку є підбір розрахункового внутрішнього діаметра газопроводу виходячи з умови забезпечення безперебійного газопостачання до пальників. Розрахунок виконуємо згідно [14].

Зведений гідравлічний розрахунок газопроводу високого тиску наведений в таблиці 5.

Таблиця5. Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску

№п.п.	Ділянки	Витрата V_p, $м^3$/год	Розрахункова довжина l_p, м	$\nabla^2 P$ кПа	Діаметр d*S, мм	$\nabla^2 P$ кПа	Тиск газу, кПа	
							на початку $P_П$	в кінці $P_К$
		Головна магістраль 1-5			A_1 =	801,3		
1	1-2	325	43	34457	45*3	20000	0,470	0,448
2	2-3	325	19	15225	45*3	5000	0,448	0,443
3	3-4	325	4	3205	45*3	12000	0,443	0,429
4	4-5	325	10	8013	45*3	20000	0,429	0,405
Всього:		-----	76	49682	-----	57000	-----	-----

1. Визначаємо геометричну розрахункову довжину і розрахункову витрату газу:

$$l_p = 1,1 \cdot l_д, м \qquad (2.3.58)$$
$$l_p = 1,1 \cdot 39 = 43 м$$

Діаметр газопроводу визначається за номограммою згідно [18]
Приймаємо діаметр за стандартними типорозміранми $d_{зов}$=45мм

Швидкість в газопроводі:

$$v = \frac{Q(273+t)(0.036238)^2}{P_m d^2}, м/с \qquad (2.3.59)$$

$$v = \frac{327(273+6,9)(0.036238)^2}{0,04^2 \cdot 0,37} = 8 м/с$$

2.3.8.3 Підбір регулятора тиску для

Регулятори тиску вибираються по розрахунковому (максимальному часовій) витраті газу при необхідному перепаді тиску. Пропускна здатність таких регуляторів визначається за паспортними даними заводів-виготовлювачів, отриманим експериментальним шляхом. Її величину рекомендується приймати на 15-20% більше максимального значення розрахункової витрати газу.

Підбір типорозміру регулятора тиску проводиться в залежності від P_2 / P_1 визначається максимальна пропускна здатність V регулятора тиску. Стабільна робота регулятора буде при його завантаженні в межах 10-80 % від максимальної пропускної здатності. Якщо ця умова не виконана, то береться регулятор другого типорозміру і розрахунок повторюється. Найбільш економічним (з найменшою металлоемкостью) буде регулятор, максимальна пропускна здатність якого V перевищує розрахунковий витрата газу V р на величину, близьку до 0,2V.

Пропускна здатність регуляторів з односідловим клапаном визначається згідно з паспортними даними, а при їх відсутності може бути визначена по формулі:

$$V = 0,031 V_n \sqrt[2]{\frac{P_2 \Delta P}{\rho_r}} \qquad (2.3.60)$$

ΔP – абсолютний перепад тисків між вхідним та вихідним, МПа;

P_2 – абсолютний вихідний тиск, МПа;

$P_{надл}$ – робочий надлишковий тиск, МПа;

f - площа сідла клапану, см^2 ;

Підбираємо регулятор тиску ***RG/2MBZ***

Максимальний робочий тиск: 6 бар;

За каталогом визначаємо пропускну здатність регулятора: ***V = 240 м^3/год***

2.3.8.4 Розрахунок навантажень на газопровід

Тиск в газопроводі: $P_0 =$ *0,3 - 0,4МПа*

Зовнішній діаметр газопроводу: $d_{зов}$=*45мм*

Довжина газопроводу: *100 м*

Вага газопроводу: q = *311кг*

1.Визначаємо згинаючі моменти:

- Від власої ваги газопроводу:

$$M = \frac{qL^2}{12} \qquad (2.3.60)$$

$$M = \frac{300 \cdot 1,1 \cdot 10^2}{12} = 2750 кГм$$

- Від вітрового навантаженна:

$$M = \frac{q_{вт} L^2}{12} \qquad (2.3.61)$$

$$M = \frac{70 \cdot 1{,}1 \cdot 10^2}{12} = 642 кГм$$

2.Визначаємо вірогідність одночасної дії згину :

$$\mathrm{M} = \sqrt[2]{M^2 + M_{вт}^{\ 2}} \qquad (2.3.62)$$

$$\mathrm{M} = \sqrt[2]{642^2 + 2750_{вт}^{\ 2}} = 2824 кГм$$

3.Розрахункове осьове навантаження в трубопроводі:

$$N = \frac{nP_0 d^2}{4} + \mu q L_{но} + P_k \qquad (2.3.63)$$

$$N = \frac{1{,}1 \cdot 4{,}5 \cdot 45^2 3{,}14}{4} + 100 \cdot 311 \cdot 0{,}3 = 13000 кГ$$

4.Перевіряємо на виконання вимоги:

$$\frac{N}{F} + \frac{M}{W} \le R_2 \qquad (2.3.64)$$

$$\frac{13000}{39{,}5} + \frac{2824}{44} = 400 \le R_2 = 2100$$

де W_p - момент опору поперечного перерізу труби при розрахунковій товщині стінки труби, см^3;

$$W_p = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D^4{}_H - D_B^4)}{D_H}, м \qquad (2.3.65)$$

$$W_p = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(0{,}045^4 - 0.038^4)}{0.045} = 44 см^2$$

1. Визначаємо максимальну відстань між опорами газопроводу:

Згідно з [17] відстань між опорами приймаємо, в залежності від температури теплоносія та діаметру трубопроводу:

- Між рухомими опорами: 4м
- Між нерухомимми опорами: 40 м

Розділ 3. Розгляд альтернативного варіанту теплопостачання

3.1 Загальні положення

Концепція теплопостачання з однією котельнею має декілька суттєвих вид, що примушує розглянути альтернативний варіант теплопостачання.

Основними недоліками встановлення однієї котельні є :

- Від котельні виходять контури теплопостачання, довжиною 251 м (до естокади), 175 м дорезервуару з нафтою. Температура термоолива достатньо висока, що примушує використовувати дорогу теплову ізоляцію і проектувати декілька додатковаих компенсаторів температурних подовжень з відповідними додатковими елементами (нерухомими та рухомими опорами).

Велика довжина теплової траси навіть при якісній тепловой ізоляції обумовлює досить вагові теплові втрати (30кВт) , для компенсації яких доведеться витрачатидодаткове паливо котельні.

Та сама довжина та велика кількість місцевих опорів,(за рахунок великої кількості компенсаторів температурних подовжень) призводить до великого гідравлічного опору теплових трас і відповідно до необхідності використовувати насоси з великим вихідним тиском і потужними двигунами та великим споживанням електроенергії при їх експлуатації.

Обєм теплоносія, що заповнює систему сягає 33 $м^3$, що тягне за собою збільшення обєму зливної ємності і відповідно розмірів камери для її розташування та розширювальної ємності і будівельних конструкцій для розміщення останньої і зростанню обєму азоту для створення азотної «подушки» в розширювальній ємності.

Таким чином ця концепція характеризується невиправданими капітальними та експлуатаційними витратами .

Альтернативна концепція передбачає улаштування двох окремих котелень в контейнерному виконанні біля кожного споживача. Таке технологічне рішення, дозволяє вирішити проблеми зайвих капітальних вкладень та експлуатаційних витрат.

Котельні згідно цієї концепції пережбачається влаштування дві – одну біля естокади для зливу нафти з цистерни та другу біля резервуару з сирою нафтою.

Концепція має наступні переваги:

Довжина трас з термооливом скорочюється на 300 м. Відповідно з цим скорочуються капітальні вкладення в трубопроводи та їх елементи. Зменшується обєм теплоносія з 33 м^3 до 7,2 м^3 і відповідно його вартість. Крім того через зменшення необхідного обєму теплоносія зменшується обєми зливних і розширювальних ємностей, діаметр арматури і тд.

Також значно зменшуються тепловтрати теплоти, що підвищує ефективність-системи.

Для цього будуємо графік зміни теплового навантаження при остиганні резервуара в залежності від теператури зовнішнього повітря та тривалостю стояння температури зовнішнього повітря (п.1.1, Таблиця 2) та графік втрати теплоти відповідно періоду . Для розрахунку приймаємо температуру максимально низьку взимку [2]. Для наглядні оцінки графік повівнюють з пердставленим по існуючій концепції в п1.1, рис. 2.2

Графік розподілу теплового навантаження в залежності від температури зовнішнього повітря з рахуванням тепловтрат представлено на рис. 4.

З іншого боку витрата на улаштування газопроводу до котельні та вартість контейнерів збільшаться бо тепер їх необхідно два. Але це збільшення незрівнянне з економією, що очікується від реалізації альтернативної концепції.

Порівняльна характеристика альтернативної концепції та існуючої наведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 Порівняльна характеристика альтернативної концепції та існуючої

Характеристика	Альтернативна концепція	Існуюча концепція
Довжина трубопроводу	ΣL_1 =100м ΣL_2 = 70 м	ΣL_1 = 251 м ΣL_2 = 175 м
Обєм газу в трубопроводах	9,25 м^3	22,9 м^3
Обєм газу в системі	10,75 м^3	25 м^3
Діаметр трубопроводів	159 мм/219 мм	159 мм/219 мм
Обєм розширювального бака	3,5 м^3	8 м^3
Обєм зливного бака	14,5 м^3	33 м^3
Товщина ізоляції	0,09 м	0,120 м
Кількість опор	12 шт	34шт
Кількість теплообмінників в контурах	1шт	3шт
Величина тепловтрат	Q_1 = 17844Вт Q_2 = 11000Вт	Q_1 = 35000Вт Q_2 = 27158Вт

Сумарна кількість теплоти для забезпечення підігріву та підтримання температури нафти в резервуарі

$$\Sigma Q_{30} = Q_{30} + Q_{вт} = 2035730 + 11000 = 2046730 Вт$$

$$\Sigma Q_{20} = Q_{20} + Q_{вт} = 1651630 + 11000 = 1662630 Вт$$

$$\Sigma Q_{10} = Q_{10} + Q_{вт} = 1267530 + 11000 = 1278530\ Вт$$

$$\Sigma Q_{0} = Q_{0} + Q_{вт} = 883430 + 11000 = 894430\ Вт$$

$$\Sigma Q_{-10} = Q_{-10} + Q_{вт} = 499330 + 11000 = 510330 Вт$$

$$\Sigma Q_{-20} = Q_{-20} + Q_{вт} = 115230 + 11000 = 126230\ Вт$$

$$\Sigma Q_{-23} = Q_{-23} + Q_{вт} = 0 + 11000 = 11000\ Вт$$

Графік теплоспоживання резервуару для зберігання нафти протягом року при альтернативній концепції теплопостачання представлений на рис. 4

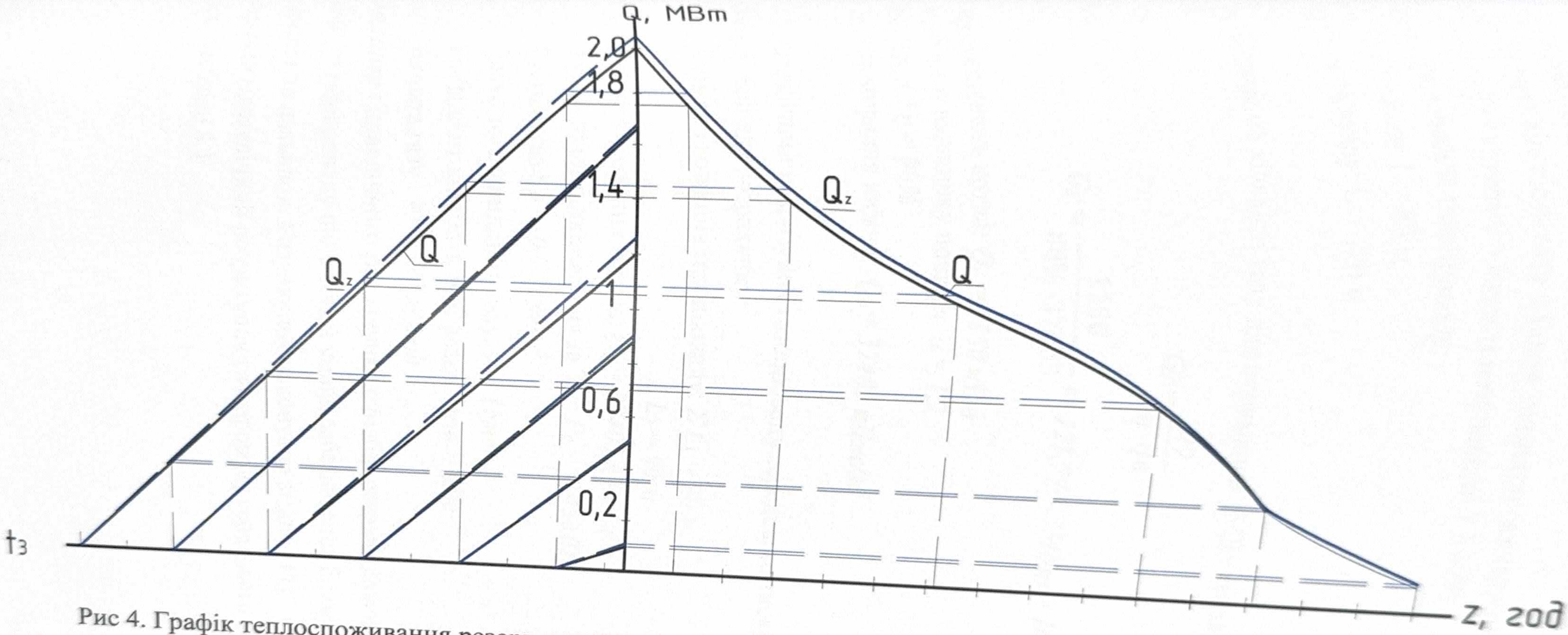


Рис 4. Графік теплоспоживання резервуару для зберігання нафти протягом року при альтернативній концепції теплопостачання

Q_Σ – сумарна кількість теплоти, що подається до резервуару (з врахуванням тепловтрат); Q_P - кількість теплотина підтримання температури нафти в резервуарі

3.2 Газопостачання

Визначимо кількість газу а також діаметри газопроводу для замезпечення паливом однієї котельні з котлом потужністю 1,3 МВт.

Загальна довжина газопроводу:

В бік естокади: L = 85 м

В бік резервуару: L = 120 м

5) Визначаємо кількісті газу для отримання 1МВт тепла:

$$G_Г = \frac{Q_р}{\eta \cdot Q_к} \qquad (3.1.)$$

$$G_Г = \frac{1150}{88\% \cdot 37405} = 125{,}77 \cdot 1{,}3МВт = 163{,}5\ м^3/год$$

Продуктивність котла: $Q_к = 1150\ кВт$

Коефіцієнт надлишку повітря: $\alpha = 1{,}2$

ККД котла: $\eta = 88\%$

Теплота згоряння нижча: $Q_р = 37405\ кДж/м^3$

3.3 Гідравлічний розразунок газопроводу середнього тиску

Вихідні дані для розрахунку:

Сумарна довжина газопроводу: $\Sigma L_1 = 90\ м$

$\Sigma L_2 = 90\ м$

Теплота згоряння нижча: $Q_р = 37405\ кДж/м^3$

Тиск в точці підключення за ТУ: $P_0 = 0{,}45МПа$

Густина газу: $\rho = 0{,}772\ кг/м^3$

Допустима швидкість газу: $v = 15м/с$

Коефіцієнт кінематичної вязкості: $v = м^2/с$

Витрата газу : $V_Г = 327\ м^3/год$

Завданням гідравлічного розрахунку є підбір розрахункового внутрішнього діаметра газопроводу виходячи з умови забезпечення безперебійного газопостачання до пальників. Розрахунок виконуємо згідно [14]

Зведений гідравлічний розрахунок газопроводу середнього тиску представлено в таблиці 3.1

Таблиця 3.1. Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску

№п.п.	Ділянки	Витрата V_p, $м^3$/год	Розрахункова довжина l_p, м	$\frac{\nabla^2 P}{l}$ или	Діаметр d*S, мм	$\frac{\nabla^2 P}{l}$	Тиск газу, кПа	
							на початку $P_П$	в кінці $P_К$
		Головна магістраль 1-3			$A_1 = 135,0$			
1	1-2	325	73	9801	45	20000	0,470	0,448
2	2-3	163	110	14850	32	5000	0,448	0,443
Всього:		-----	183	24651	-----	25000	-----	-----
		Відгалуження 2-4						
		Дільниця 16-17			$A_1 = 811,61$			
18	16-17	163	136	110704	32	7000	0,448	0,440

2. Визначаємо геометричну розрахункову довжину і розрахункову витрату газу:

$$l_p = 1,1 \cdot l_д, м \qquad (3.2)$$
$$l_p = 1,1 \cdot 70 = 73 м$$

Приймаємо діаметр за стандартними типорозміранми $d_{зов}$=32 мм
Обрали більший діаметр так як за [7] для газопроводу високого тиску меньший 32 діаметру недопустимий.

Від зовнішньої мережі газ потрапляє до ШРП та від нього через отвір в конструкції в герметичному футлярі до пальника. На вході встановлено запірна арматура та електромагнітний клапан Dn 40 . Для живлення пальників в проекті передбачено редукування тиску газу в шаровому газорегулюючому пункті з двоступінчастою схемою розташування регуляторів тиску газу типу RG/2MBZ Dn32 виробництва фірми Madas Italy. При необхідності постійної фіксації витрати газу котельнею, можливо використання шарової газорегулючої установки з вузлом обліку газу (ВОГ). Шафові ГРУ не входить у комплект компановки котельні.

Габарити ШГРП та його обладнання в альтернативній концепції тепло-постаання будуть меншими за габаритати і значно дешевшими в порівнянні з існуючою концепіцією. Схемпа ШГПР представлена на Листі 10

3.3 Розрахунок теплової ізоляції

3.3.1 Виконуємо розрахунок для теплової мережі в бік естокади

Необхідно визначити товщину ізоляції та теплові втрати для теплової мережі надземного прокладання.

$D_{зов} = 159x4,5мм$ - зовнішіній діаметр трубопроводу;

$D_{вн} = 150\ мм$ – внутрішній діаметр трубопроводу;

$T_м = 300°C$ – температура теплоносія

$T_o = 6,9$ – середньорічна температура зовнішнього повітря;

Ізоляцію приймаємо циліндри з каменної вати **Paroc ProSection 140**

$\lambda_{из} = 0,077\ Вт/мК$ – коефіцієнт теплопровідності ізоляції;

Покрівний шар – металічне покриття з оцинкованної сталі

$S_{ти} = 0.5\ мм$

1. **Розраховуємо товщину шару ізоляції**

$$\ln B = \ln \frac{d_H}{d_{тр}} = 2\pi\lambda_{из}\left(\frac{K(t_B - t_H)}{q_L} - R_H\right) \qquad (3.3)$$

λ_k - коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції;

$K = 1$– коефіцієнт додаткових тепловтрат через кріплення та опори;

$\lambda_{из} = 0,077\ Вт/мК$;- *при температурі 300 °С*

$\rho = 100\ кг/м^3$ густина ізоляційного матеріалу;

t_H - температура середньорічна зовнішнього повітря;

t_e – температура теплоносія;

$q = 164Вт/м^2$ - нормовата густина теплового потоку [3];

$R_H = 0,040$ - мК/Вт лінійний опір теплопередачі зовнішньої ізоляції мК/Вт,

при 300 °С

$$\ln B = \ln \frac{d_H}{d_{тр}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,077\left(\frac{1,05(300 - 6,9)}{164} - 0,040\right) = 0,88$$

Тоді, $B = 2,15$

Товщина ізоляційного шару дорівнює:

$$b_{i3} = \frac{d_{mp}(B-1)}{2}$$

$$b_{i3} = \frac{0{,}159(2{,}15-1)}{2} = 0{,}09 мм \qquad (3.4)$$

δ - товщина ізоляційного шару;

d_{mp} - зовнішній діамер труби;

Отже, приймаємо циліндри з каменної вати **Paroc ProSection 140**

Визначаємо сумарний термічний опір трубопроводу:

$$\Sigma R = R_B + R_{mp} + R_И + R_Н, Вт/м \qquad (3.5)$$

Так як величини R_B – термічний опір внутрішньої поверхні труби; R_{TP} - термічний опір внутрішньої поверхні стінки труби дуже малі їми нехуємо.

Зовнішній діаметр теплоізоляційного шару:

$$d_З = d_{TP} + 2b_{из} \qquad (3.6)$$

$$d_З = 0.159 + 2 \cdot 0.151 = 0{,}339 м$$

Обчислюємо опір теплопередачі зовнішньої поверхні ізоляції:

$$R_{зов} = 1/(\pi \cdot d_З \cdot \alpha_{зов}) \qquad (3.7)$$

$$R_{зов} = 1/3{,}14 \cdot 0{,}339 \cdot 20 = 0{,}047 мК/Вт$$

$\alpha_{зов} = 20$ **Вт/мК** – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні в залежності від швидкості вітру;

Обчислюємо термічний опір ізоляції трубопроводу, (м·К)/Вт

$$R_{із} = 1/(\pi \cdot \lambda_{із} \cdot 2) ln (d_{із}/d_{зов}) \qquad (3.8)$$

$$R_{із} = 1/3{,}14 \cdot 0{,}077 \cdot 2(ln 0{,}339/0{,}159) = 2{,}73 мК/Вт$$

$d_{із}$ – зовнішній діаметр ізольованого трубопроводу, м;

$\lambda_{із}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу ізоляції труби, Вт/(м·К).

$$\Sigma R = 0{,}047 + 2{,}73 = 2{,}77 мК/Вт$$

Визначаємо питомі втрати тиску через ізоляцію теплової мережі:

$$q_l = (t_T^{cp} - t_H)/R, Bm/м \tag{3.9}$$

$$q_l = \frac{300-6,9}{2,73} = 107,36$$

Сумарні втрати тепла на ділянці ***l = 100 м:***

$$Q_{вт} = (1+\beta_m)ql \tag{3.10}$$

$$Q_{вт} = (1+0,2)148,7 \cdot 100 = 17844Bm$$

Визначаємо температуру зовнішньої поверхні ізольованого теплопроводу, °С

$$t_{пов} = \frac{\tau / R_{із} + \frac{t_0}{R_{зов}}}{\frac{1}{R_{из}} + \frac{1}{R_{зов}}} \tag{3.11}$$

$$t_{пов} = \frac{300/2,73 + \frac{6,9}{0,05}}{\frac{1}{2,73} + \frac{1}{0,05}} = 14,37°C$$

Товщина ізоляційного шару дорівнює:

$$b_{із} = \frac{d_{тр}(B-1)}{2}, м$$

$$b_{із} = \frac{0,219(2,1-1)}{2} = 0,120м \tag{3.12}$$

δ - товщина ізоляційного шару;

$d_{тр}$ - зовнішній діамер труби;

Отже, приймаємо циліндри з каменної вати Paroc ProSection 140

Сумарні втрати тепла на ділянці ***l = 70 м:***

$$Q_{вт} = (1+\beta_m)ql, Bm \tag{3.13}$$

$$Q_{вт} = (1+0,2)132 \cdot 171,45 = 11088 \text{ Вт}$$

Отже, можемо зробити висновок, що при виборі альтерантивної концепції теплопостачання та мненшенні довжини теплової траси тепловтрати значно зменшуються.

Розділ 4. Автоматизіція котельні

4.1 КВП та автоматика котельні

Проектом передбачається комплексна автоматизація – захист обладнання, автоматичне регулювання, контроль, сигналізація, керування технологічними процесами котельні та котлів та передача сигналів аварійних параметрів на щит керування. Щит атоматизації розташовується на другому поверсі котельні.

4.2 Основні рішення по автоматизації

Метою автоматизації є:

- Забезпечення високої оперативності та надійності управління технологічними процесами котельних установок;
- Економія енергетичних та експлуатаційних ресурсів;

Обєктом управління є термомасляні котли, допоміжне обладнання котельні .

КВП та автоматичне управління термомасляними котлами

Захист обладнання

В проекті передбачається автоматична зупинка подачі палива до пальників котлів в наступних випадках:

- Збільшення або зменшення тиску палива перед пальниками
- Зменшення тиску повітря перед пальниками
- Погашення полумя;
- Збільшення температури теплоносія;
- Збільшення або зменшення тиску теплоносія;
- Несправність захисту;
- Зникнення напруження мережі;
- Пожежа;
- Загазованість в приміщенні котельні

4.3 Контроль

В проекті передбаченоздійснення контролю параметрів в час експлуатації котельні;

- Тиск палива після регулюючого органу, перел пальником;
- Тиск повітря після вентилятора;
- тиск термоолива в подавальному та зворотньому трубопроводі;

- температура термоолива в подавальному та зворотньому трубопроводі;
- рівень термоолива в розширювальній ємності;
- температура видаляємих газів;
- витрата теплоносія;
- несанкцанований вхід до котельні;

Передбачено контроль параметрів, які необхідні для обліку при проведенні аналзу роботи обладнання та для комерційних розрахунків.
Показуючі та регеструючі прилади, що передбачені:

- витрата палива;
- тиск палива;
- температура палива на вході;
- витрата теплоносія;
- температура теплоносія на вході та виході;

4.4 Сигналізація

В проекті розроблена світло-звукова сигналізація «аварія котельні» та «несправність», винесена на щит сигналізіції для подальшої передачі оператору площадки.
Вона автоматично спрацьовує при наступних несправностія:

- Збільшення або зменшення тиску палива перед пальниками
- Зменшення тиску повітря перед пальниками
- Погашення полумя;
- Збільшення температури теплоносія;
- Збільшення або зменшення тиску теплоносія;
- Несправність захисту;
- Зникнення напруження мережі;
- Пожежа;
- Загазованість в приміщенні котельні

4.5 Автоматичне регулювання

Система автоматики передбачає:

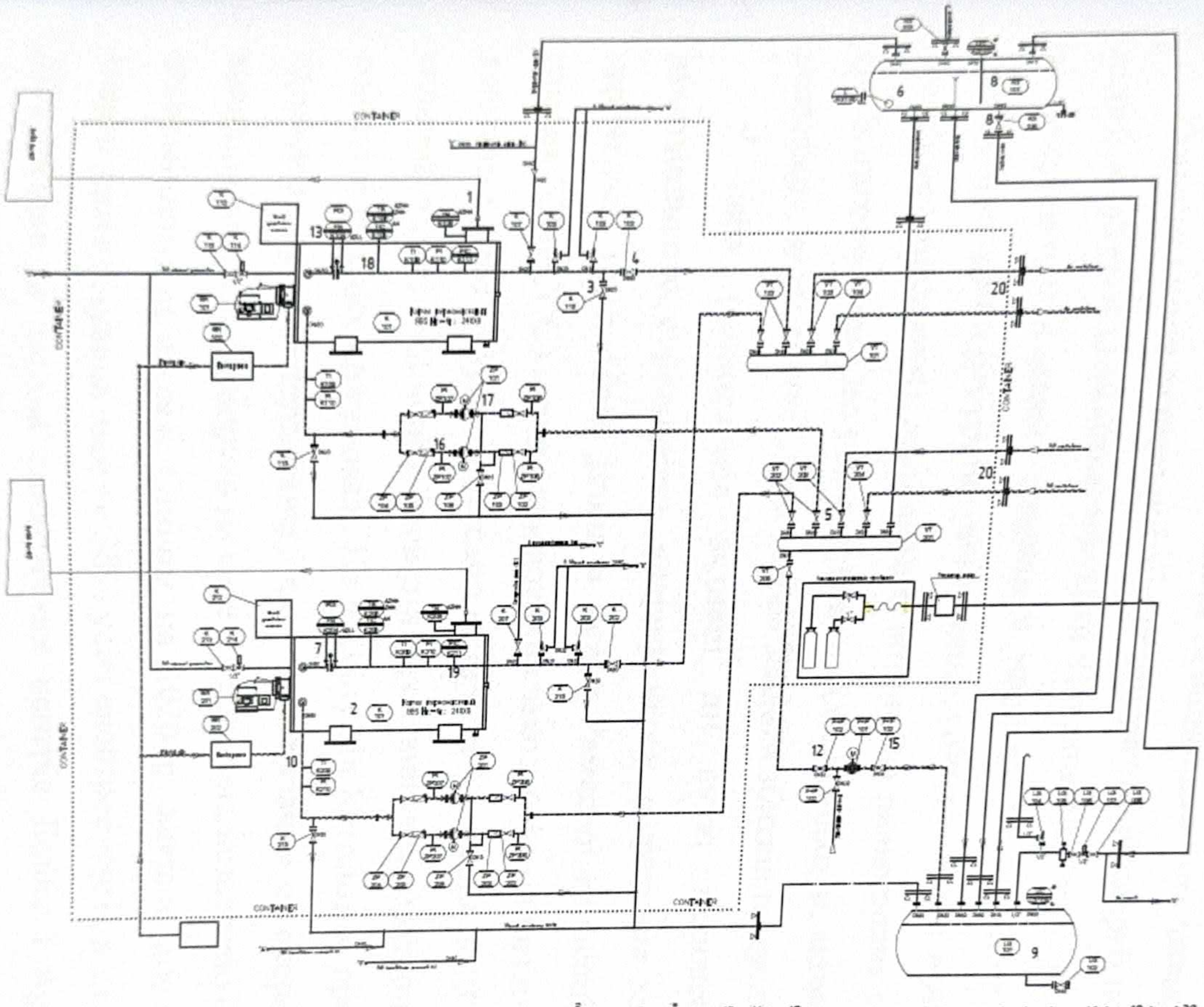
- Автоматичне регулювання температури теплоносія;
- Автоматичне регулювання співвідношення «паливо-повітря» в процесі горіння;
- Автоматичне підтримання температури дутьевого повітря;

Автоматичне регулювання процесу горіння забезпечується регулюванням витрати повітря шдяхом зміни числа обертів дутьевого вентилятора. Розроблена система забезпечує необхідне регулювання співвідношення «паливо-повітря».

Комплекс технічних засобів автоматизації

Система управління технологічними процесами роботи ермомасляних котлів включає в себе комплект датчиків технологічних параметрів , спеціальні програмовані контроллери, автоматичні регулятори кількості обертів електродвигуна вентиляторів та насосів, щит управління котлами ЩК-1, ЩК-2 фірми – виробника котлів.

Підключеннння датчиків , виконавчих механізмів, привід клапанів, вимірювальних регулюючих та сигнальних пристроїв до щитів здійснюється кабелями з мідними жилами. Кабелі прокладаються в трубах та лотках.



Умовні позначення засобів вимірювання

P Тиск	S Комутування
T Температура	C Регулювання
L Рівень	A Сигналізація
I Відображення	H Верхнє значення
D Різниця	L Нижнє значення
B Обмеження	Z Блокування

Умовні позначення контрольно-вимірювальних приладів

Польовий вимірювальний пристрій

Стаціонарна система управління

Локальна система управління

TE – датчик температури

TI – термометр

TS – термостат

PI – манометр

PS – датчик тиску з контактним пристроєм

QE – датчик концентрації CO

Y – привід 2-х (3-х) кайдакої клапану

NS – магнітний пускач (контактор)

| | | |

5. Комбіноване теплопосточання з використанням геліосистем

5.1 Сучасні тенденції розвитку відновлюваної енергетики у світі

З кожним роком в багатьох країнах світу все гостріше постає проблема забезпечення різними видами енергії. Основними причинами такого становища є нестача та вичерпність традиційних енергоносіїв (вугілля, нафти та природного газу). Вирішенням цієї проблеми є розширення обсягу використання нових нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії.

Поняття відновлювальної або регенеративної енергії передбачає той вид енергії, який можна використовувати нескінченно і джерело цієї енергії ніколи не вичерпається в межах існування людства. До подібних джерел належить енергія природних ресурсів – вітру, води, сонця та тепла. Крім того, ці джерела енергії не здійснюють шкідливого впливу на навколишнє середовище, тобто при їх використанні не утворюється шкідливі відходи, які можуть забруднити атмосферу, воду, ґрунт і тим самим завдати збитків природі.

У світі проводяться активні дії щодо зменшення забруднення навколишнього середовища, впершу чергу за рахунок мінімізації викидів парникових газів. Нова угода в межах Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (UNFCCC) щодо регулювання заходів зі зменшення викидів діоксиду вуглецю з 2020 р. була підписана в Парижі 12 грудня 2015 року і має на меті спрямовувати зусилля на обмеження зростання температури на рівні 1,5 °С від доіндустріальних показників. На відміну від Кіотського протоколу, Паризька кліматична угода передбачає, які зобов'язання зі скорочення шкідливих викидів в атмосферу беруть на себе всі держави, незалежно від ступеня їхнього економічного розвитку. Станом на 2020 р. вперше відновлювані джерела енергії забезпечували майже 38% усієї електроенергії, а з викопного палива – 37% (згідно зі звітом аналітичних центрів Ember і Agora Energiewende) наведено на(рис.5.2).

У 2018 р. було введено в дію приблизно 180 ГВт нових потужностей відновлюваних джерел енергії. Потужності відновлюваної енергетики в

країнах-лідерах і регіонах світу в 2018 р. та очікувані дані на період до 2024 р. представлено на (рис. 5.3).

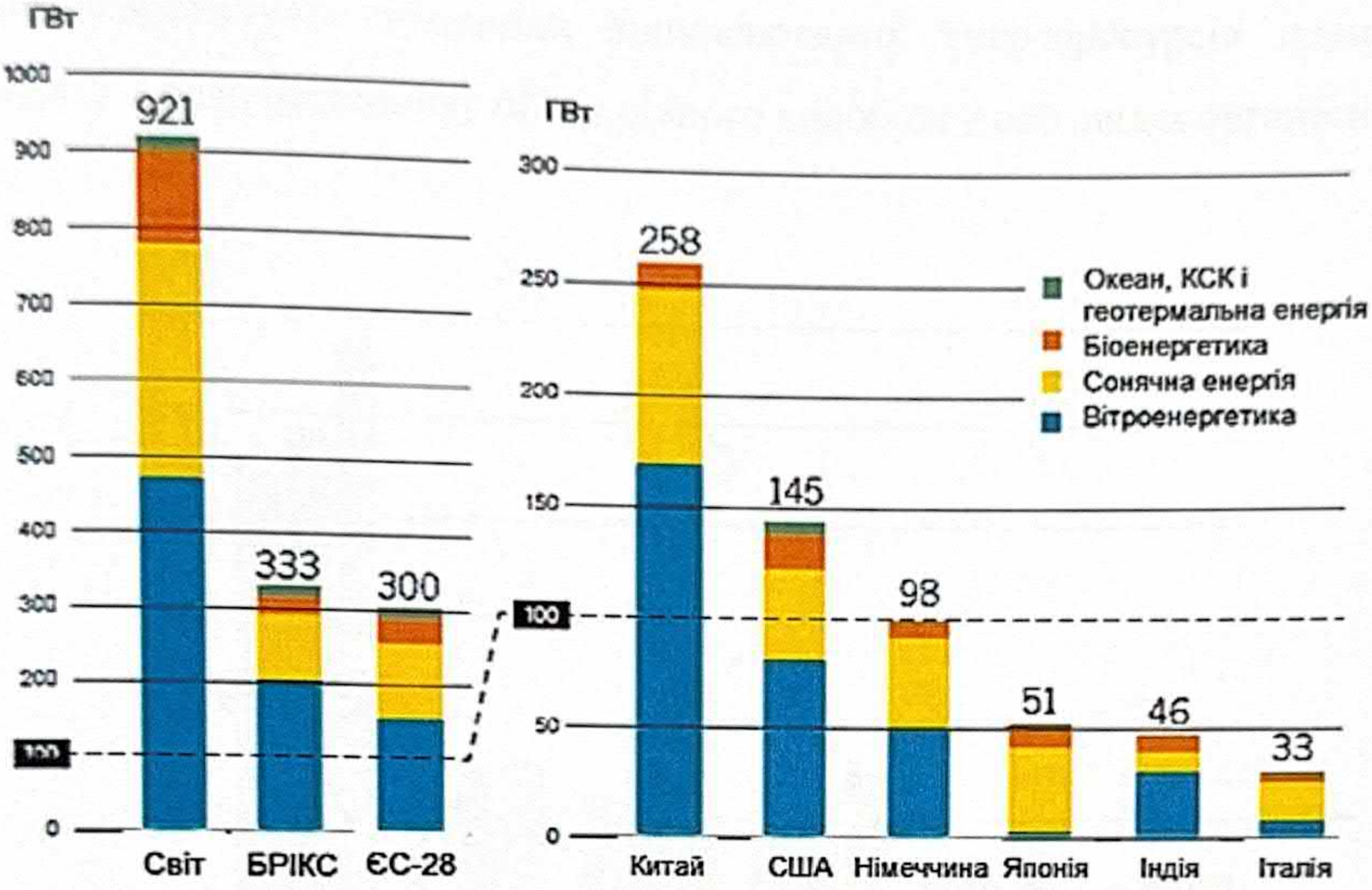


Рис. 5.1 Потужності альтернативних джерел енергії в країнах світу, БРІКС, ЄС-28 і шести розвинутих країнах світу в 2018 р.

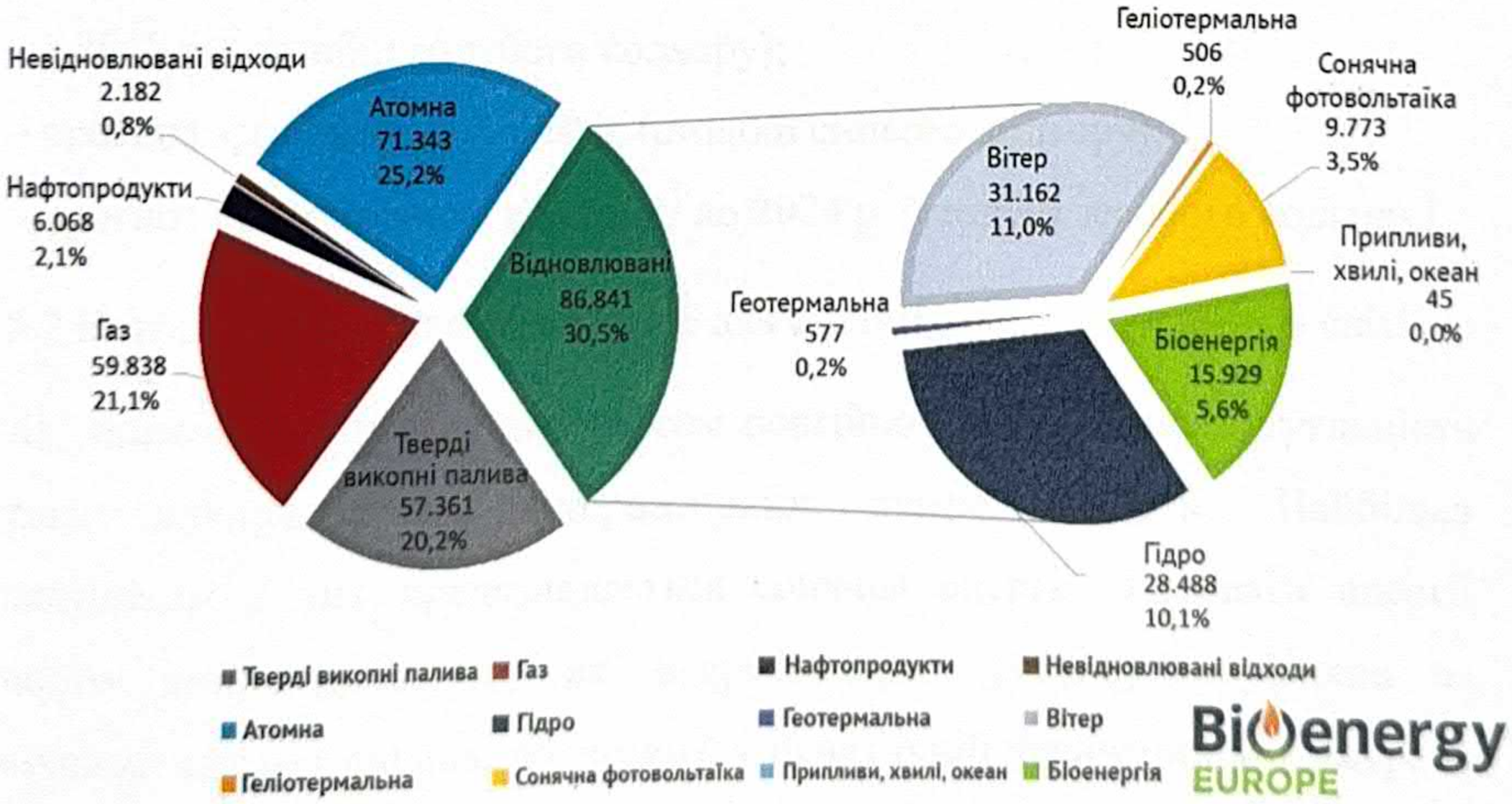


Рис. 5.2 Частка відновлюваної енергії у загальному виробництві електроенергії в розвинених країнах світу в 2020 р.

Теоретично-можливий річний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети перевищує потенційні запаси органічного і ядерного палива в 15 разів і майже у 80 разів перевищує розвідані запаси традиційних енергоресурсів. Доцільно-економічний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети приблизно в 2 рази перевищує об'єм річного видобутку всіх видів органічного палива.

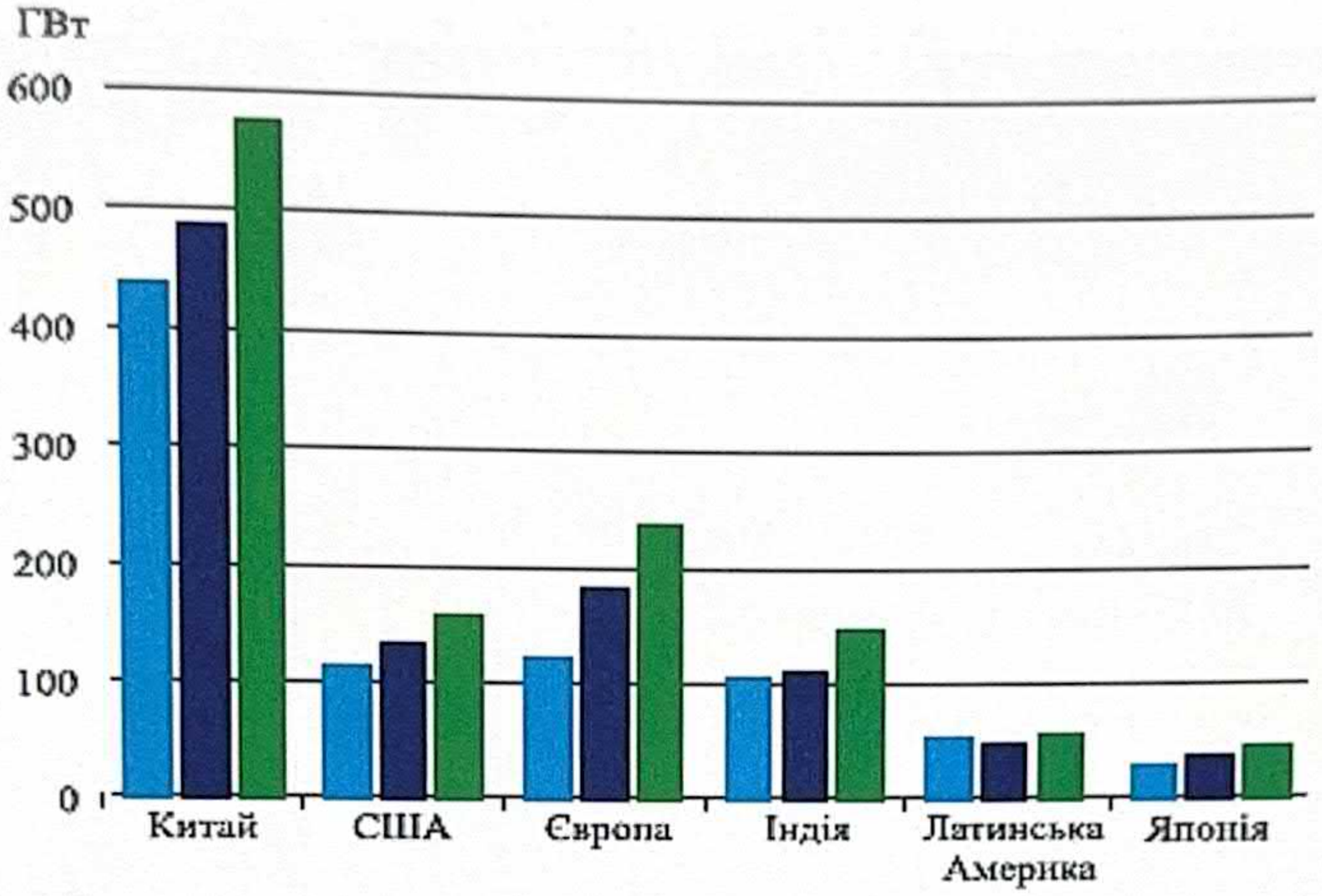


Рис. 5.3 Потужність відновлюваної енергетики в деяких країнах та регіонах світу :

– у 2018 р. (стовбці голубого кольору);

– прогноз зростання до 2024 р. (стовбці синього кольору);

– прогноз прискореного розвитку до 2024 р. (стовбці зеленого кольору)

5.2 Використання сонячної енергії для систем теплопостачання у світі

Як показано вище останнім часом постійно підвищується актуальність тематики використання альтернативних джерел енергії. Найбільш перспективним з них представляється сонячна енергія. Переваги енергії сонячного випромінювання, як енергетичного ресурсу порівняно із органічними видами палива, полягають у практичній невичерпності джерела енергії, можливості використання енергії сонячної радіації на більшості ділянок поверхні Землі як місцевого енергетичного джерела та у можливості безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в теплову та

електричну енергію. Прихід сонячної радіації змінюється протягом дня та від місця до місця, особливо у гірських районах. Радіація змінюється в середньому від 1000 кВт·год/м² на рік для північноєвропейських країн, до 2000-2500 кВт·год/м² на рік для пустель. Погодні умови та відмінювання сонця (яке залежить від широти місцевості), також призводить до відмінностей у приході сонячної радіації (рис.5.4) .

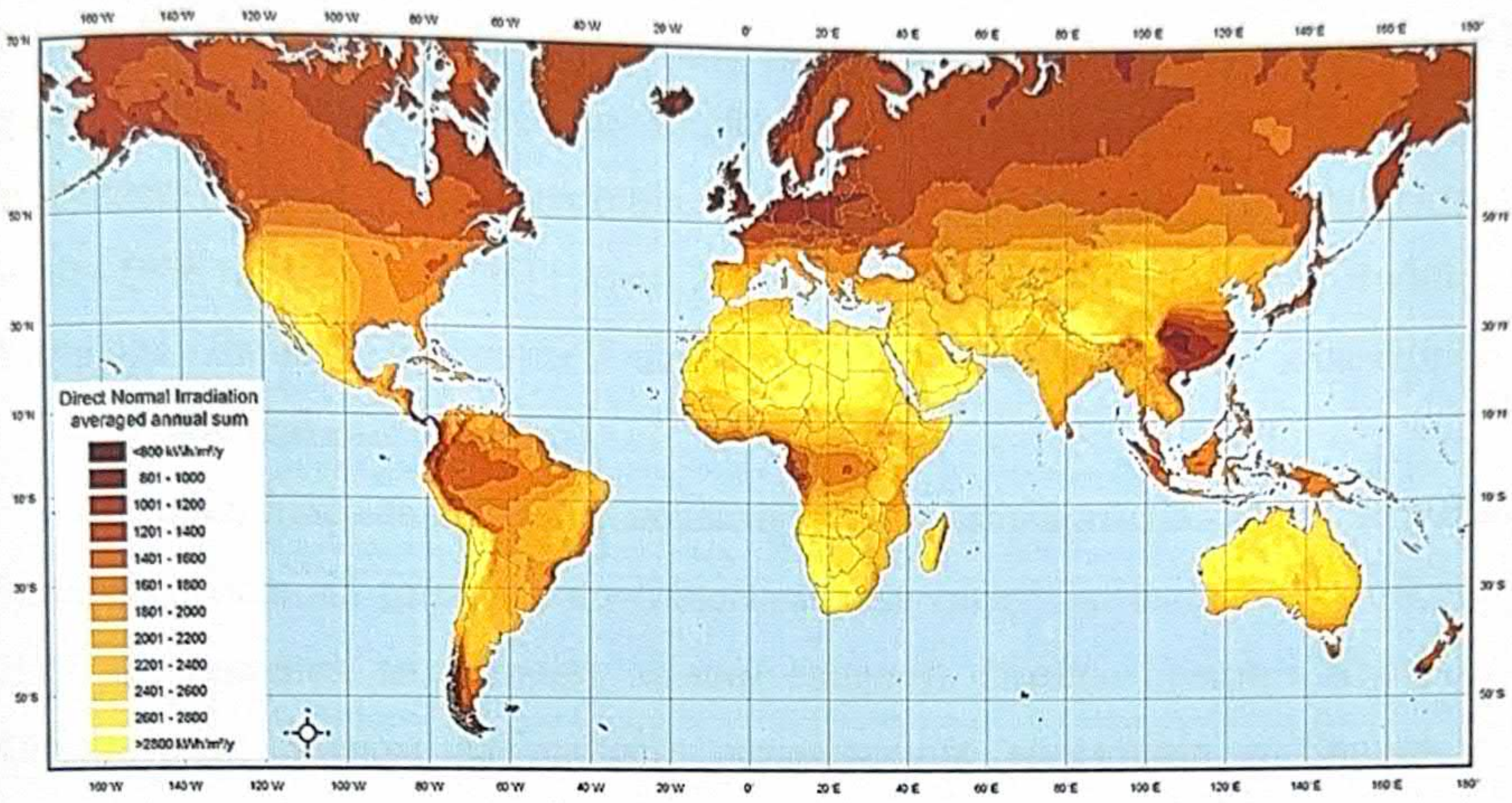


Рис. 5.4 Розподіл сонячного випромінювання на Землі

Сонячні енергетичні системи – це енергетичні установки, що перетворюють енергію сонячної радіації в інші види енергії.

Залежно від методу перетворення сонячні енергетичні системи поділяються на на дві основні групи: активні та пасивні :

- активні сонячні технології, що базуються на використанні технологій перетворення енергії сонячної радіації на електричну енергію та на отримання теплової енергії з метою перетворення сонячного випромінювання на корисний вихід енергії. В активних енергосистемах сонячна енергія сприймається, накопичується і транспортується в спеціальних пристроях;

- пасивні сонячні технології, які базуються на виборі та використанні матеріалів із ефективними тепловими характеристиками, вигідному розташуванні будівель відносно положення Сонця та інше. У пасивних системах приймачем служать самі об'єкти, що нагріваються.

Найбільш широке застосування сонячна енергетика знайшла у системах теплопостачання. Вони слугують для гарячого водопостачання, опалення та інших потреб, що дозволяє значно зменшити використання традиційних паливних ресурсів. У країнах, де має місце високий рівень розвитку сонячної енергетики, існують відповідні державні програми, які забезпечують сприятливі умови, в тому числі економічні, для її використання і розвитку. За даними МЕА до кінця 2018 р. сумарна площа встановлених колекторів в 26 країнах, найбільш активних в цьому відношенні, склала близько 100 млн/м². За площею встановлених колекторів, що припадає на 1000 жителів, лідирують Ізраїль (608 м), Греція (298) і Австрія (220). Слідом ідуть Туреччина, Японія, Австралія, Данія і Німеччина з питомою площею встановлених колекторів 118-452/1000 жителів (рис. 5.5).

Світовий лідер за кількістю колекторів на тисячу жителів - Кіпр, де 90% будинків обладнані сонячними установками (на тисячу жителів тут припадає 615,7 м² сонячних колекторів), за ним слідують Ізраїль, Греція і Австрія. Абсолютним лідером за площею встановлених колекторів в Європі є Німеччина - 47%, далі йде Греція - 14%, Австрія -12%, Іспанія - 6%, Італія - 4%, Франція - 3% (рис. 5.6) .

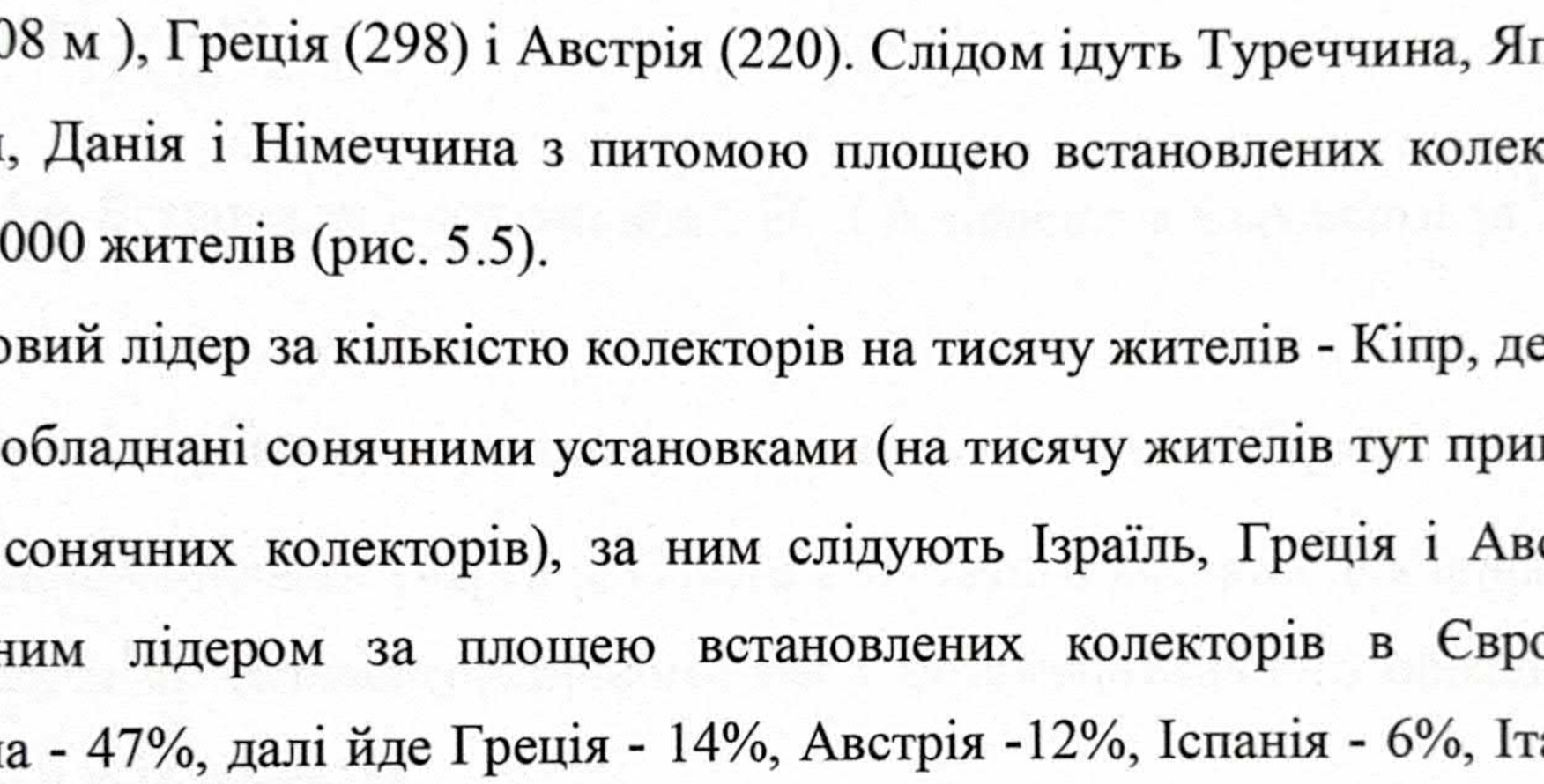


Рис.5.5 Встановлені потужності СЕС і їх приріст в деяких країнах Світу

Європейські країни - безперечні лідери в розробці нових технологій систем сонячного опалення та гарячого водопостачання, однак сильно поступаються Китаю в обсягах введення в експлуатацію нових сонячних

установок. Із загальної площі сонячних колекторів, встановлених в світі в 2018 р, 78% встановлено в Китаї. Ринок СВУ в Китаї останнім часом зростає з темпом 28% на рік .

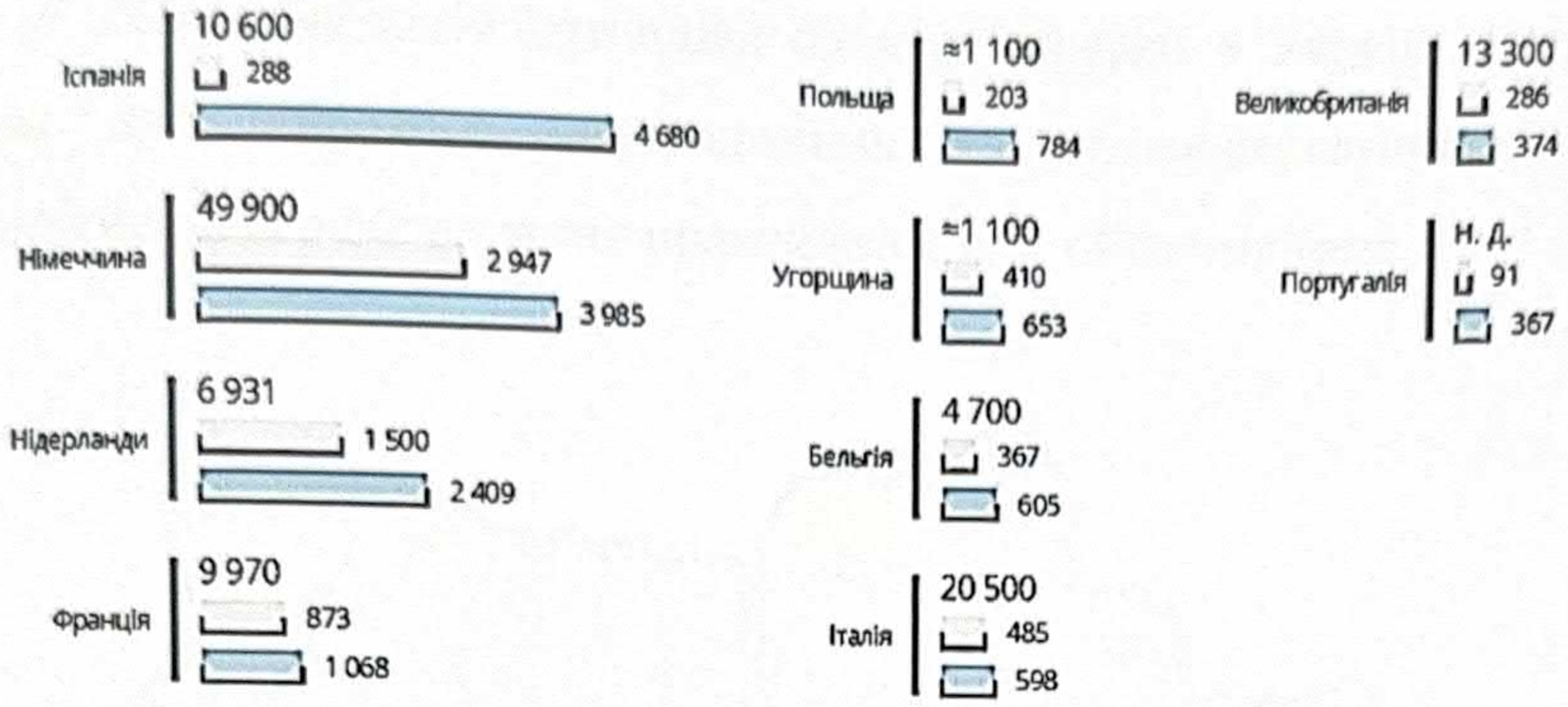


Рис. 5.6 Встановлені потужності СЕС і їх приріст в Євросоюзі за 2018-2019.

5.3 Стан і перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях.

Перспективним напрямком є використання сонячної енергії для отримання теплової енергії, з подальшим її застосуванням в системах гарячого водопостачання і опалення. Геліоустановки мають ряд переваг, одними з яких є зниження техногенного навантаження на навколишнє середовище та раціональне використання природних ресурсів.

В Україні зараз стрімко розвиваються два напрямки. Перший – це використання сонячної енергії для отриманням теплоти для гарячого водопостачання (ГВП) та опалення, інший для отримання електричної енергії.

За своїми кліматичними умовами Україна належить до територій із середньою інтенсивністю сонячної радіації. Однак, в країні більше сонячних годин на рік, ніж в половині країн ЄС, що робить її придатною для перспективного розвитку систем теплопостачання з використанням сонячної енергії. Залежно від регіону рівень сонячної радіації в Україні складає 1000-

1350 МВт рік (рис.5.7), що підтверджує доцільність впровадження використання сонячного потенціалу на її території..

Загальна площа сонячних колекторів в Україні в 2018 р. склала біля 45 тис.м^2 . Оцінювальний потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях (рис.5.8).

Рис. 5.7. Розподіл сумарної сонячної радіації по території України

У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування як плоских та трубчатих сонячних колекторів, так, у подальшому, і концентруючих, які використовують пряму і розсіяну сонячну радіацію .

Комбіновані геліосистеми цілорічної дії для цілей теплохолодозабезпечення будівель багатоконтурні і включають додаткове джерело теплоти - дублера .

Резервне джерело теплоти повинно забезпечувати 100% теплового навантаження через нестабільності надходження сонячної енергії геліосистеми. Останні традиційно використовуються як перший ступінь для

попереднього підігріву води у звичайних паливних системах гарячого водопостачання. В якості резервного джерела теплоти використовують різні джерела теплоти (рис. 5.9). Вибір резервного джерела теплоти залежить від температурного режиму, технічної та економічної можливості реалізації.

Рис.5.8. Потенціал річного виробітку електроенергії сонячними електростанціями України

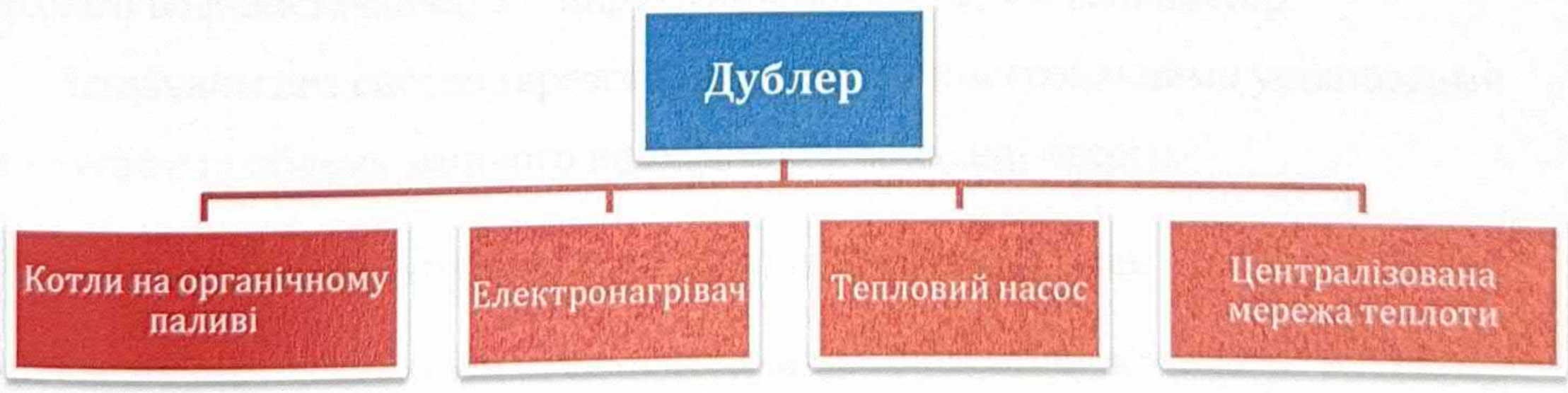


Рис. 5.9. Резервні джерела теплоти в двоконтурих сонячних системах гарячого водопостачання

Принципова схема системи сонячного теплопостачання приведена на рис. 5.10. Вона включає три контури циркуляції:

– перший контур, що складається з сонячних колекторів 1, циркуляційного насоса 8 і рідинного теплообмінника 3;

– другий контур, що складається з бака-акумулятора 2, циркуляційного насоса 8 і теплообмінника 3;

– третій контур, що складається з бака-акумулятора 2, циркуляційного насоса 8, водоповітряного теплообмінника (калорифера) 5.

В круглорічних установках сонячного теплопостачання в теплоприймальному контурі в якості теплоносія повинні застосовуватись антифризи – низькозамерзаючі рідини.

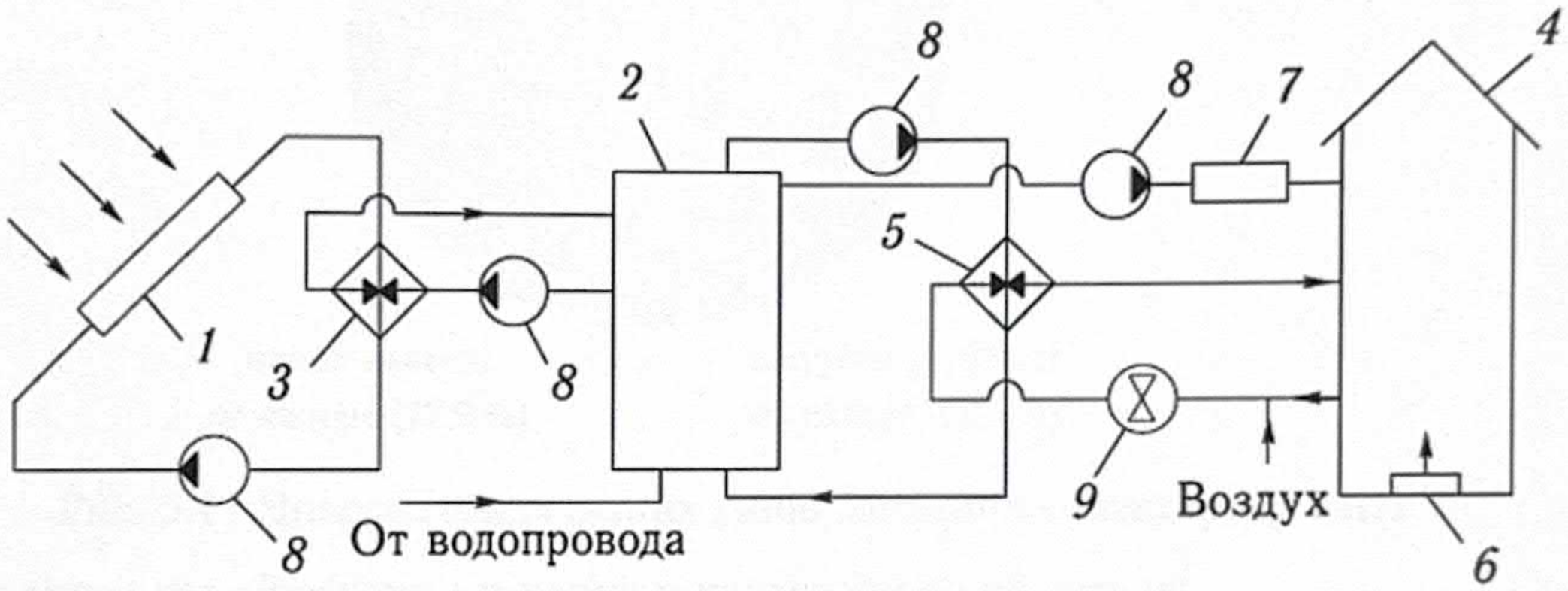


Рис. 5.10 – Принципова схема системи сонячного теплопостачання

1 – сонячний колектор; 2 – бак-акумулятор; 3 – теплообмінник; 4 – будівля; 5 – калорифер; 6 – дублер системи опалення; 7 – дублер системи гарячого водопостачання; 8 – циркуляційний насос; 9 – вентилятор

Загальним для систем гарячого водопостачання з сонячними установками всіх типів є проблема змінного надходження сонячної енергії.

5.3. Аналіз існуючих конструкцій сонячних колекторів.

Основним елементом геліосистеми є сонячний колектор в якому відбувається поглинання сонячного випромінювання і передача енергії теплоносію. Сонячний колектор - пристрій для збору теплової енергії сонця (геліоустановка), що переноситься видимим світлом і інфрачервоним

випромінюванням. На відміну від сонячних батарей, що виробляють безпосередньо електрику, сонячний колектор нагріває теплоносій.

Перші колектори були розроблені 200 років тому. Для отримання теплового потоку існує декілька різних конструкцій (рис.5.11) і технологій, які здатні сприймати до 1200 Вт / м² в сонячні дні, а в похмурі – до 400 Вт / м².

Представлені на ринку сонячні колектори, які застосовуються для підігріву гарячої води, можна поділити за наступною класифікацією:

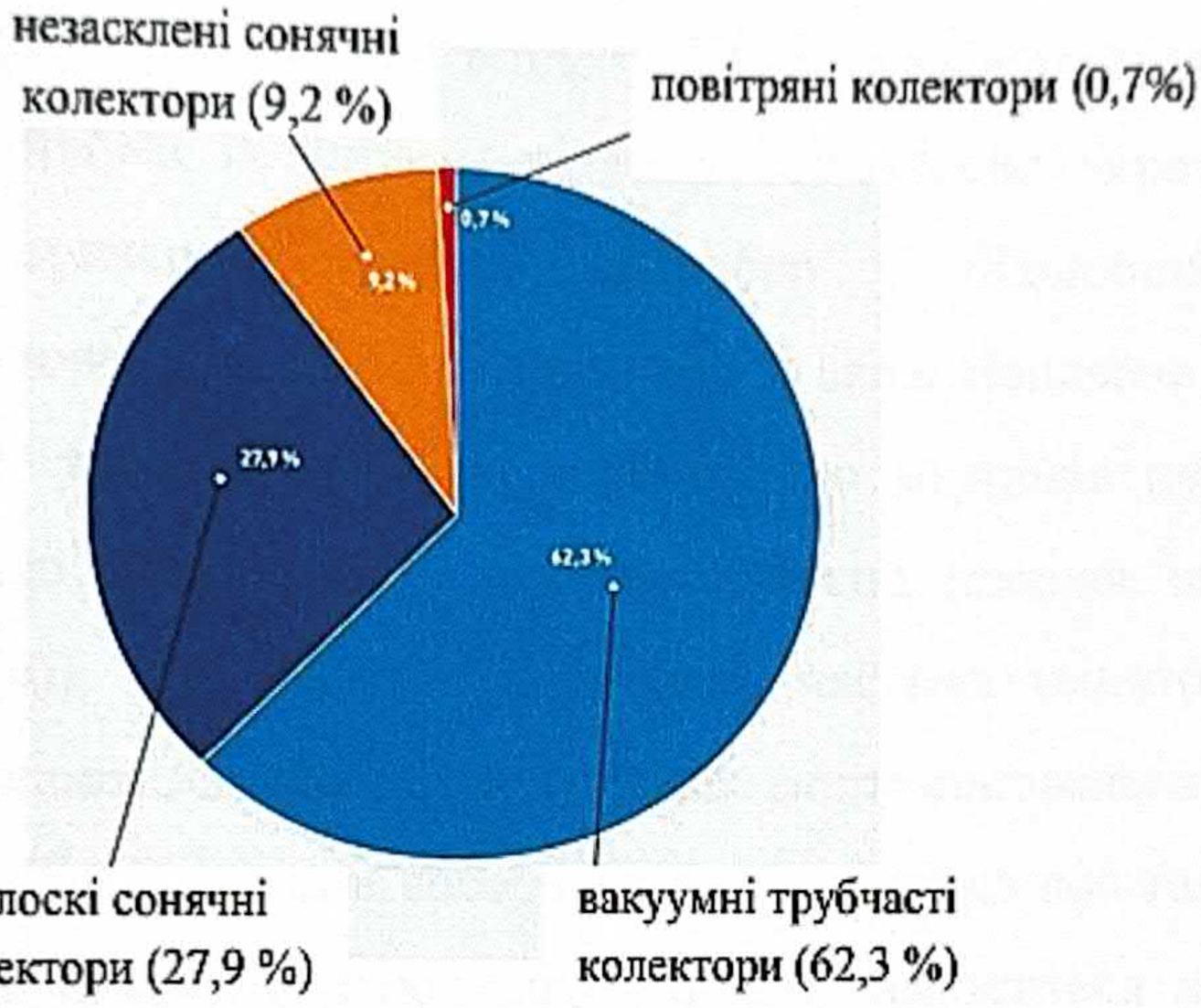


Рис. 5.11 Використання різних типів сонячних колекторів у світі

Залежно від діапазону температур колектори поділяються:

- низькотемпературні (до 100°С);
- середньотемпературні (до 200°С);
- високотемпературні (понад 200°С).

Залежно від виду теплоносія:

- рідинні;
- повітряні.

Залежно від конструкції теплоприймаючої поверхні:

- плоскі;
- концентровані;
- трубчасті;
- відкриті (не засклені).

Залежно від покриття абсорбера:

- селективні;
- неселективні.

Залежно від відбіру тепла:

- проточні;
- з проміжною акумуляцією.

Основним елементом колектора є абсорбер. Саме в ньому сонячне випромінювання перетворюється на теплоту. Теплота передається з поверхні абсорбера з селективним покриттям рідкому теплоносію через припаяні, запресовані або приварені трубки. Абсорбер у більшості випадків виготовлений з листової міді або алюмінію або зі скла. Нанесене покриття є високоселективним, тобто забезпечує максимально можливе перетворення випромінювання, що надходить, в теплову енергію (висока поглинальна здатність, альфа (α)), при цьому тільки мала частина теплоти губиться внаслідок випромінювання абсорбера (низька випромінювальна здатність, эпсилон (ε)) (рис.5.12). Пластини абсорбера покриваються або гальванічним способом («чорний хром»), або поглинаючий шар наноситься на абсорбер напиленням (так звані «сині шари»). Висока селективність забезпечена в обох випадках, покриття відрізняються стійкістю до дії навколишнього середовища (наприклад, хлоридовмістне морське повітря), а також поглинальний та випромінювальний властивостях при різних температурах. Ті частини трубок абсорбера, на які потрапляє сонячне випромінювання, можуть бути пофарбовані чорною матовою фарбою, але в даний час це застосовується рідко. Сучасні абсорбери не повністю чорні, а, залежно від кута зору, мають синюватий або зелений відтінок .

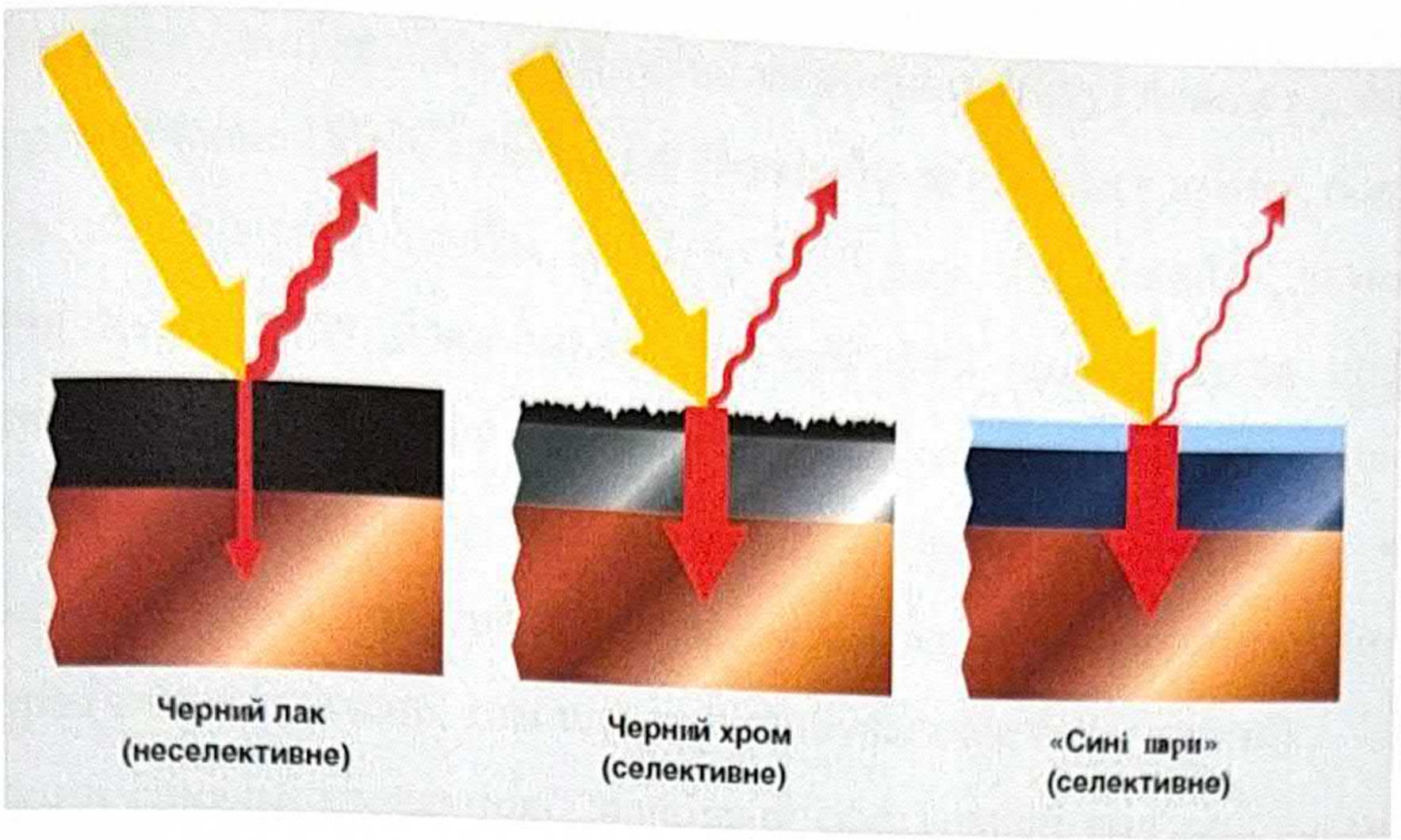


Рис.5.12 Селективне и неселективне покриття абсорбера

Традиційно конструкція сонячного колектора ключає в себе наступні елементи: скло, мідну трубку, абсорбер, теплоізоляція, корпус колектора (рис. 5.13).

Рис. 5.13 Основні компоненти сонячного коллектора

Розглядається дво найпоширеніші типи колекторів: плоскі та вакуумні.

Плоский сонячний колектор – найбільш поширений тип сонячних колекторів, який застосовують в геліосистемах для підігріву води і для підтримки опалення. Перевагою плоского сонячного колектора є відносна простота конструкції, що дозволяє здешевити систему при досить високих показниках продуктивності і надійності. В якості теплоносія в них використовуються розчини гліколів у воді, які можуть нагриватися в колекторі до температури 140°С.

Конструкція плоских сонячних колекторів використовує пряме або розсіяне сонячне випромінювання і не передбачає його концентрації. Центр

сонячної енергії в Данії та Данський технологічний інститут показали, що при температурах не вище 180 °С гліколь і добавки, що містяться в ньому, постійно запікаються у капілярних трубах (діаметр 3-10 мм). Що важливо, зазначено формування цього типу блокувань у газовій фазі (водяна пара дифузно змішується з парами гліколю та антикорозійними добавками) за участю каталізатора, такого як мідь або алюміній. Проблема зростає з часом експлуатації, а фактор, що прискорює блокування колекторної труби, - це температура (чим вона вище, тим швидше відбувається блокування) .

Вакуумні сонячні колектори - найбільш ефективний вид гелоустановок. Це пов'язано з тим, що їх конструкція дозволяє звести тепловтрати до мінімуму. Трубчасті сонячні колектори дозволяють ефективно видобувати тепло з сонячної радіації з високим ККД навіть при екстремальних умовах. Вони можуть працювати автономно або з автоматичним управлінням. Вакуумні сонячні колектори ефективні для використання на всій території України (рис.5.14).

Вакуумний колектор складається з трубок і основного корпусу. Вакуумні трубки - основний робочий елемент колектора. Їх традиційно виготовляють з боросилікатного скла. З одного боку - воно дуже міцне, його важко не те, що розбити, але і навіть подряпати. З іншого боку, воно довгий час залишається прозорим, здатним без помутніння роками пропускати сонячне світло в широкому діапазоні з мінімальним коефіцієнтом відбиття. Максимальна температура в СК близько 300°С .

Сонячні вакуумні трубчасті колектори можна класифікувати за двома основними конструктивними особливостями скляних трубок та типом теплового каналу:

– за типом скляної трубки;

– за типом теплового каналу (проводиться з прямоточною тепловою трубкою та тепловою трубою "heatpipe", зокрема з двофазним термосифоном – безфітільною тепловою трубою .

Особливості конструкції вакуумної трубки впливають на коефіцієнт поглинання, швидкість нагріву і перетворення сонячної енергії в теплову.

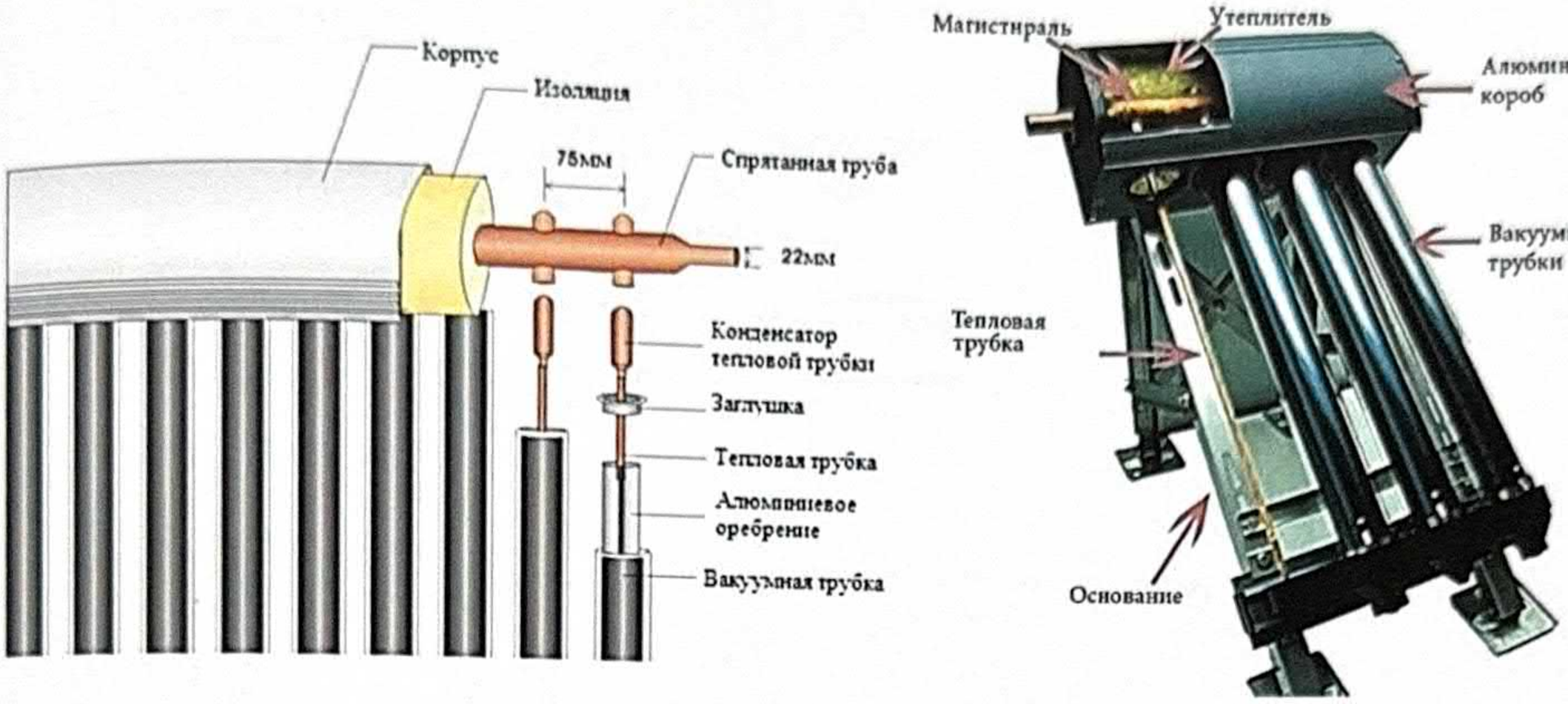


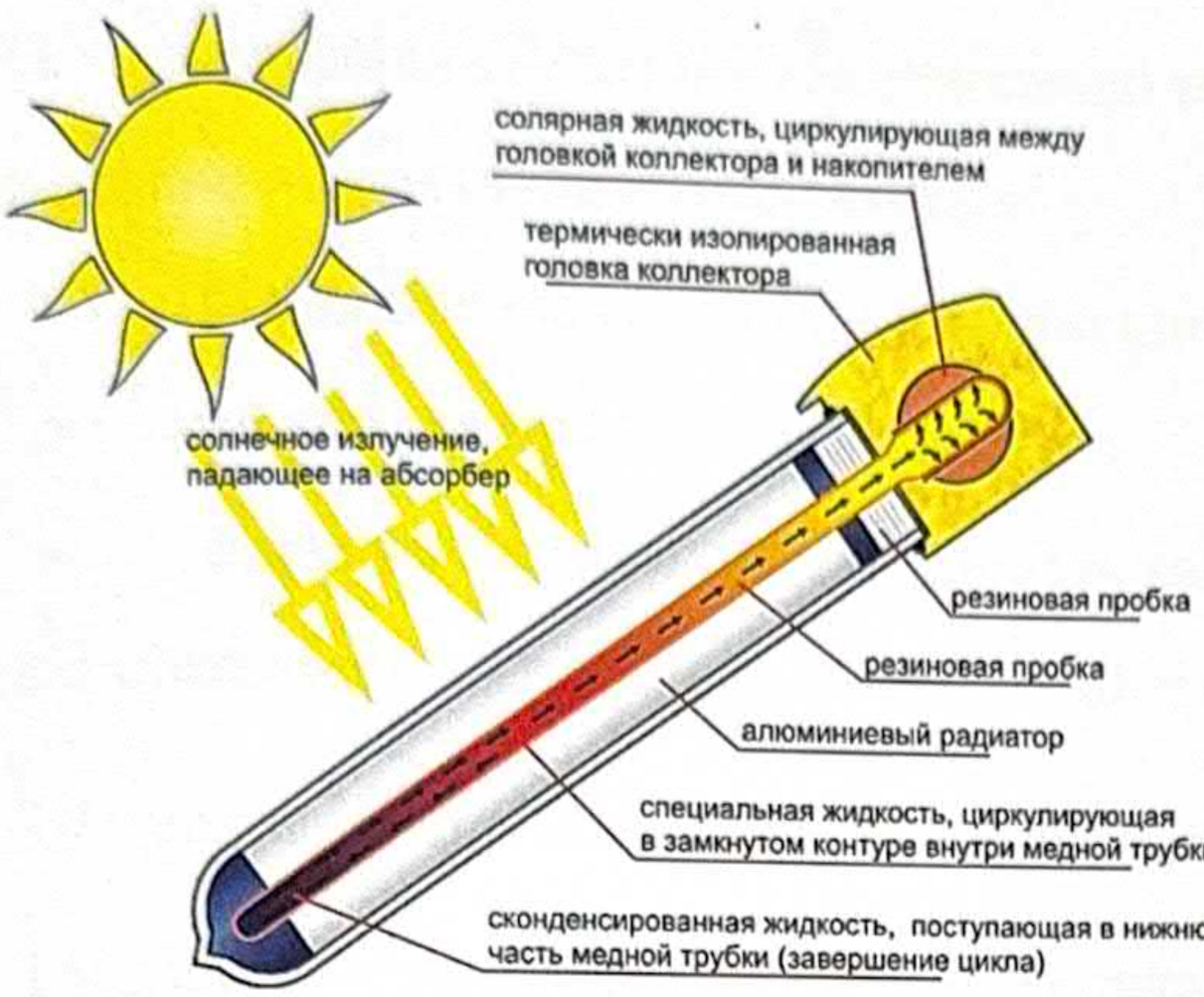
Рис.5.14. Конструкція вакуумного колектора

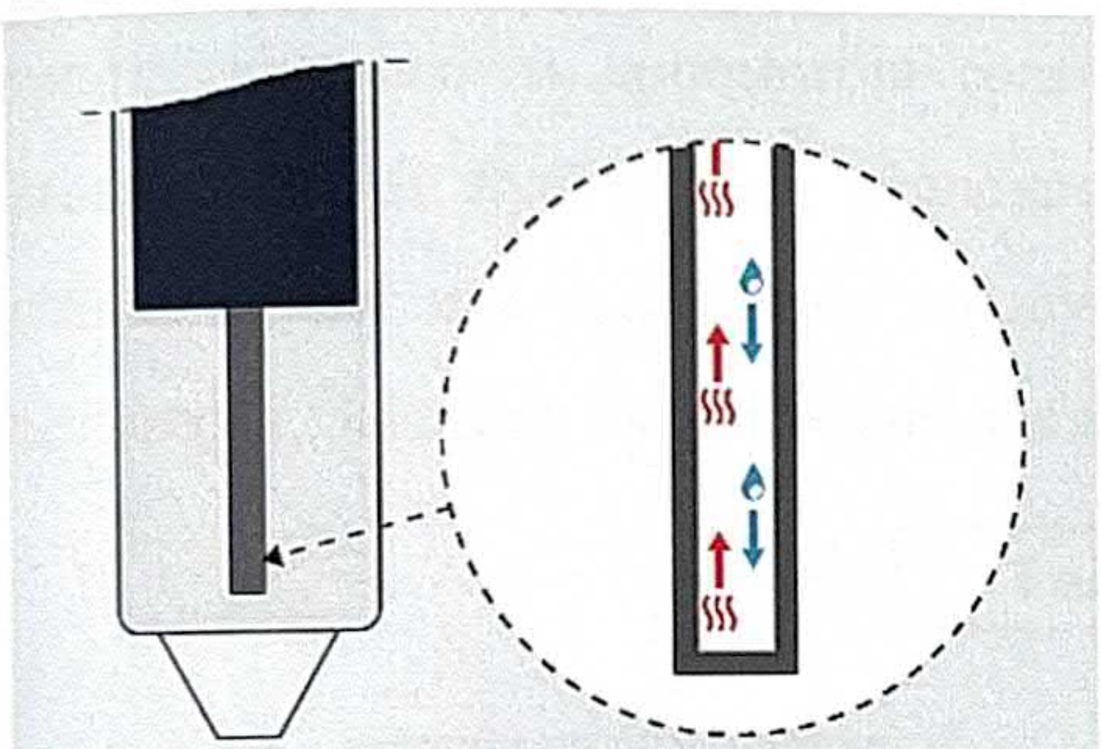
Розглянемо класифікацію за типом скляної трубки. Існує два основних типи конструкції скляної трубки:

– коаксіальна трубка;

– пір'яна трубка.

Сонячний вакуумний колектор з тепловою трубою типу займає більшу частину ринку сонячних колекторів. Колектор оснащений замість звичайних вакуумних трубок більш вдосконаленими термотрубками, які представляють собою трубку з тонкостінної міді заповнену легкокиплячою рідиною (рис. 5.15) Колектор складається з набору термотрубок, при попаданні сонячного світла на трубки відбувається кипіння легкозакипаючої рідини до температури 250...380°С, її пари піднімаючись в верхню частину трубки, яка є конденсатором віддають тепло і охолоджується до перетворення в рідину, а потім надходить знову в нижню частину термотрубки.





С тепловой трубой

Рис.5.15. Конструкція вакуумного колектора з тепловою трубкою

Плюси даних типів, вакуумного колектора:

- високий ККД системи протягом усього року, і навіть взимку. у порівнянні з іншими типами колекторів, трубчастий вакуумний колектор протягом цілого року виробляє на 30…40% кількості тепла більше;
- можливість працювати при негативних температурах;
- деякі виробники випускають трубчасті колектори з поверхнею з ударостійкого скла, що витримує удар граду або незначного падіння;
- низька парусність конструкції дозволяє більш надійно закріпити обладнання з меншими зусиллями та витратами;
- більша ремонтопридатність системи (при пошкодженні однієї трубки її відносно легко замінити, що зовсім неможливо в плоских колекторах);

- можливість нагріву теплоносія до температури 300°С

Недоліками вакуумного колектора є:

- більш висока вартість, в порівнянні з плоскими;
- великі габарити і велика вага;
- в межах України продуктивність вакуумного колектора в зимовий період може знижуватися за рахунок опадів у вигляді снігу та інею.

5.4 Теплоносії для сонячних систем теплопостачання

Теплоносії використовуються для передачі та використання сонячного тепла, зібраного за допомогою сонячних колекторів теплової енергії. На сьогодні окрім традиційних теплоносіїв (води, водних розчинів і інші) в геліосистемах для підвищення продуктивності досліджують альтернативні теплоносії. Загальна класифікація предсталена на рис.5.16.

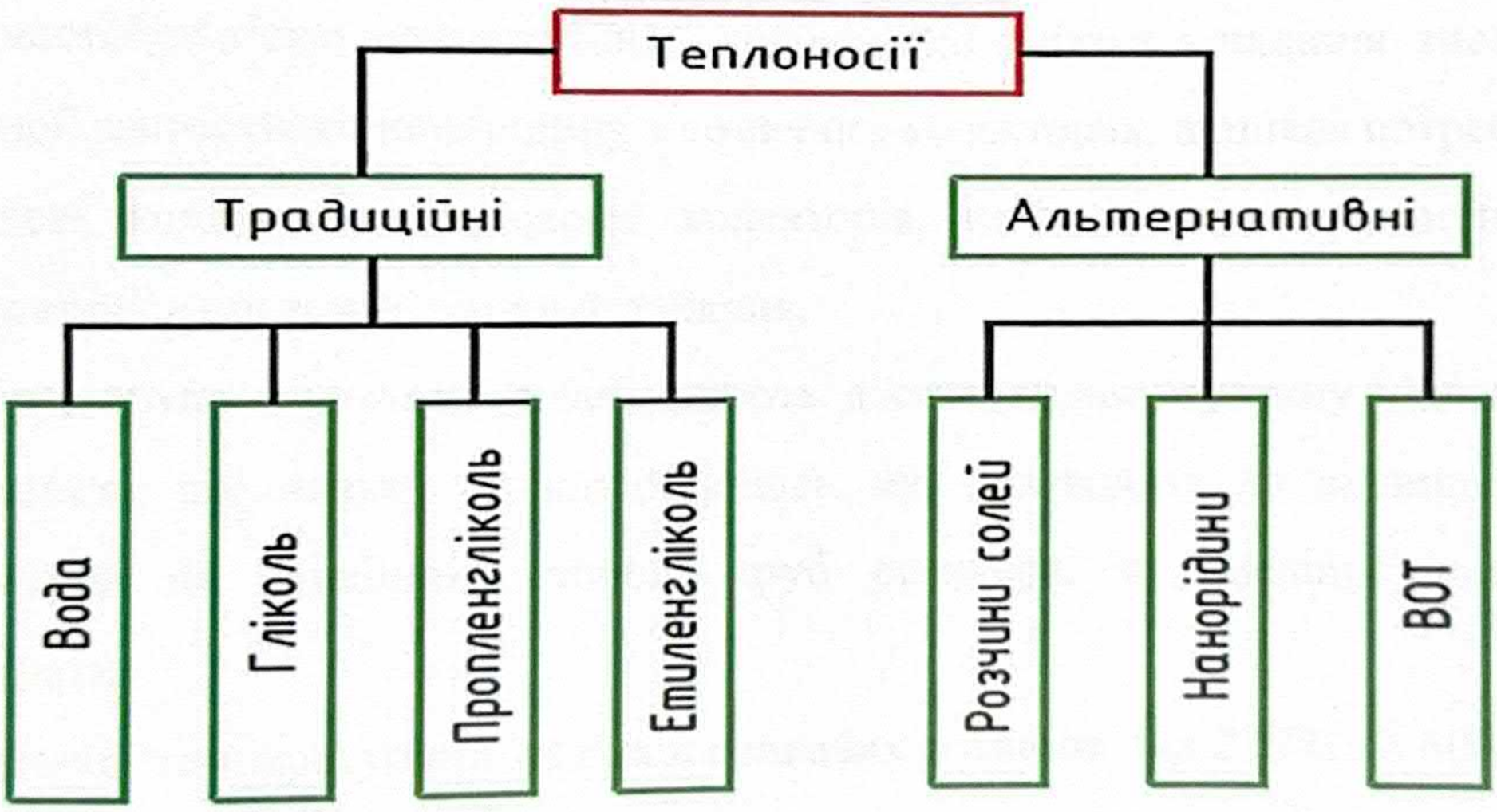


Рис.5.16 Можливі речовини-теплоносії для систем з сонячними коллекторами

В рідинних сонячних системах традиційно в якості теплоностія використовують – воду. Вода як теплоносій має високі теплофізичні властивості (теплоємність, коефіцієнт теплопровідності, в'язкість, густину) , доступна у великій кількості, вона недорога і за своєю природою нетоксична. Однак при відємних температурах зовнішнього повітря вона замерзає в трубопроводах та інших елементах геліосистеми, а при високій інтенсивності

сонячної радіації падаючої на коллектор є можливість скипання води в коллекторі (100°С), що аналогічно призводить до проблем в експлуатації системи та припиненню роботи системи.

Перша група речовин - нанорідини - це новий клас рідин, які містять частинки нанометрового розміру, зважені в базовій рідині, частіше в яких як накопичувач використовуються наночастинки CuO і Al_2O_3 , іноді з добавками поверхнево активних речовин . Обсяг наночастинок всередині основи рідини вимірюється відсотком об'ємної частки або об'ємної концентрації. Нанорідини як робочі рідини покращують теплові характеристики колекторів порівняно зі звичайними робочими рідинами. Це поліпшення в основному відбувається за рахунок покращена теплопровідність нанорідин.

Основні проблеми в нанорідин для сонячних пристроїв в основному пов'язані з високою вартістю нанорідин через обмеження виробництва, а також нестабільністю наночастинок, потужністю роботи і падіння тиску . Тому, щоб застосувати нанорідину в сонячних колекторах, виникає потреба в перебудові конструкції більшості колекторів, щоб досягти практичного використання в системах теплопостачання.

Друга група – розчини солей. Мають досить високу густину і питому теплоємність, але низьку теплопровідність, що призводить до підвищення температури на зовнішній стороні труб ресивера, як наслідок високі тепловтрати.

Робочий температурний діапазон сольових розчинів від 220°С до 600°С,

Хоча для цих речовин є досвід використання в апаратах високотемпературних хімічних технологій, але в діапазоні температур від 400°С до 550°С , що значно вище за орієнтовні температури, що досягаються в геліосистемах, оскільки плоских колекторів максимально досяжними є температури близько 200°С, а для трубчастих вакуумованих 300-350°С .

Дослідження щодо використання сольових розчинів також знаходяться на початковій стадії і щодо використання цих речовин складно зробити конкретні остаточні висновки, як і для нанорідин.

Какож можна рекомендувати високотемпературні органічні теплоносії, які майже сто років використовуються в апаратах різних хімічних технологій.

У літературі, присвяченій пошуку нових теплоносіїв для геліосистем є згадки про високотемпературні органічні теплоносія для цих цілей, але вони звуться термомасло .

Цей теплоносій має суттєві переваги. Головна перевага це можливість повного використання всієї теплоти від сонячної радіації та її акумулювання. При цьому з'являється можливість значно зменшити площу геліополя та об'єм теплового акумулятора. Крім того фактично зникає небезпека корозійних пошкоджень .

5.5. Явище «стагнації» в геліосистемах

При нагріванні води безпосередньо в головному елементі геліосистеми - сонячному колекторі - виникають проблеми можливості її закипання при досягненні піку інтенсивності інсоляції опівдні , так звана "стагнація" геліосистеми (рис.5.18), а також проблема замерзання при досягненні негативних значень зовнішніх температур. Другу проблему вирішують шляхом створення двоступінчастих геліосистем, де в першому ступені, що включає геліоколектор і контур нагріву в ємнісному теплообміннику (акумуляторі тепла) знаходиться незамерзаючий водний розчин, найчастіше пропіленгліколь , а в другому контурі вже знаходиться вода, яка нагрівається в аккумуляторі теплоти.

Сонячні теплові системи експлуатуються при надлишковому тиску в системі нижче 3 бар, що відповідає температурі насичення нижче 140°С. Максимальна температура в плоских колекторах з одинарними скління та селективним покриттям 200°С, в вакуумних колекторах –350°С і тиску в 5 бар.

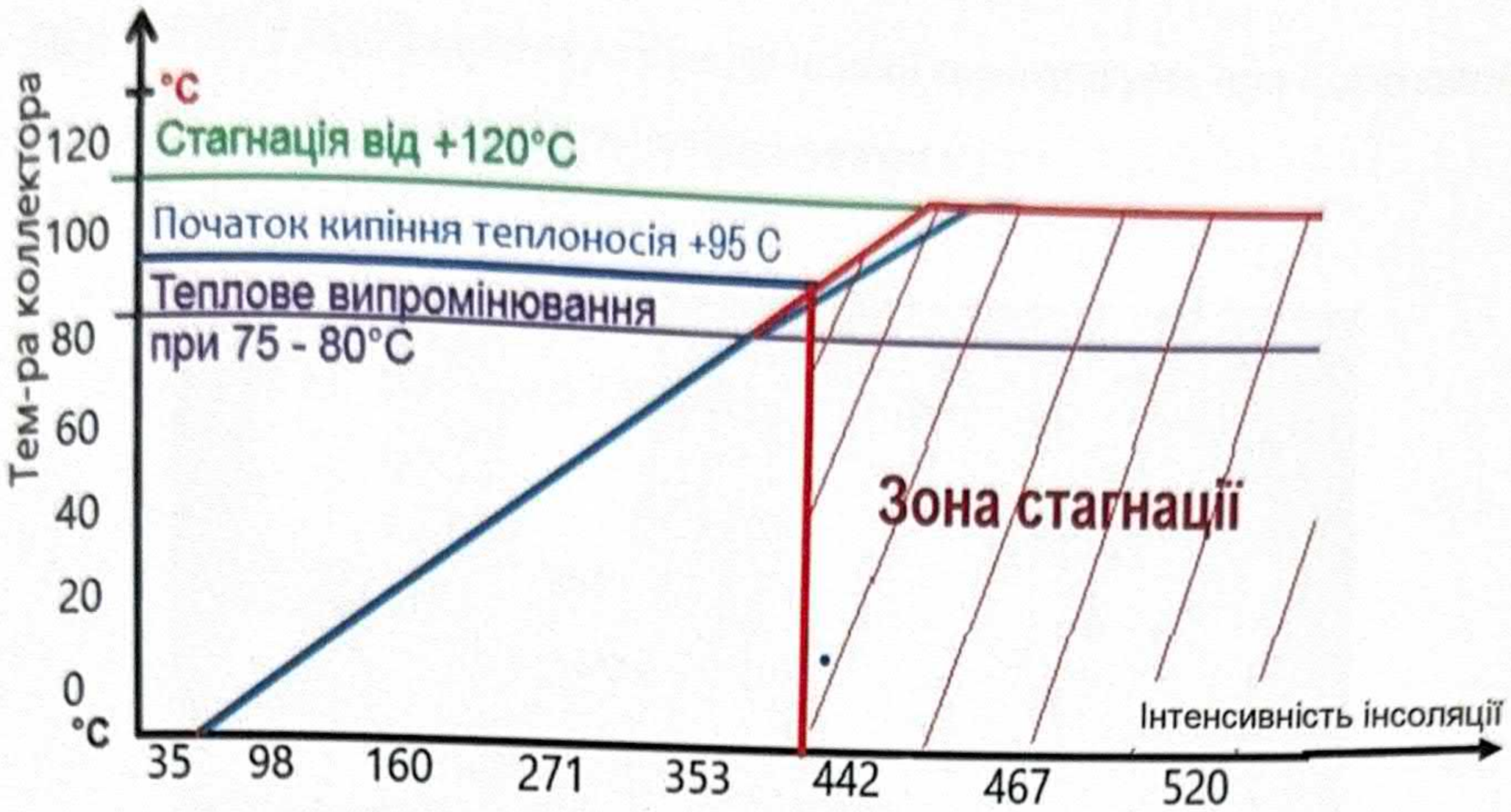


Рис.5.18 Графічне відображення "зони стагнації"

Стагнація завжди пов'язана з пароутворенням теплоносія. Після вимкнення насоса сонячне випромінювання потрапляє на абсорбера, тим самим збільшуючи його температуру та тепловтрати. Температура насичення досягає верхньої частини абсорбера. У цьому стані поглинене сонячне опромінення все ще перевищує теплові втрати. В результаті колектор перетворює надлишок поглиненої енергії з певною ефективністю в пару і витісняє рідину. Перебіг цих процесів залежить від оптичних і теплових властивостей колектора, умов та розмірів площі абсорбера при насиченні. Основна частина рідини витісняється в труби контуру, в основному за рахунок розширення обєму, але також через міжфазне тертя між зростаючим потоком пари та рідиною. Зростання об'єму пари витісняє еквівалентний об'єм рідини з контуру в розширенням посудини. Залишкова рідина в абсорбері постійно випаровується і поширюється всередину труби контуру. Пари, що конденсуються, нагрівають відкриті стінки труби від їх початкової температури до температури насичення. Поширення пари в контурі збільшується до тих пір, поки швидкість потоку ентальпії пари з колекторного поля не впаде нижче теплових втрат труби. Під час процесу перегріву кожен компонент працює відповідно до його номінальної температури, зазначеної виробниками. Вплив стагнації на компоненти системи:

Рис. 5.19. Наслідки постійного закипання теплоносія в системі

Під час процесу перегріву кожен компонент працює відповідно до його номінальної температури, зазначеної виробниками. Вплив стагнації на компоненти системи:

- ПОГЛИНАЮЧЕ покриття стійке до певної температури, при підвищенні цієї температури покриття можуть деформуватись;
- Гумові ущільнювачі в системі трубопроводів мають номінальну температуру. При підвищенні номінальної температури, ущільнення руйнуються, і в системі можуть з'явитися витоки, що є небезпечним, в особливості, при використанні небезпечних теплоносіїв);
- Теплоносій - властивості погіршуються, а в деяких випадках може відкластися твердий осад. Це призводить до пошкодження компонентів геліосистеми, що може призвести до аварійних ситуацій (рис. 5.20).

Традиційно стагнація проходить в 5 режимів:

Стадія 1. Розширення рідини.

Стадія 2. Випаровування теплоносія.

Стадія 3. Кипіння в колекторі.

Стадія 4. Перегрів.

Стадія 5. Заповнення теплоносія.

Виникнення стагнації зменшує продуктивність сонячних колекторів, оскільки геліосистема не працює, простій геліосистеми може продовжуватися до кінця світового дня як наслідок втрата корисної теплоти, яку можна акумулювати.

Є кілька шляхів, які дають змогу уникнути стагнації геліоконтуру.

Система DrainBack. У стані спокою, при відключеному сонячному насосі, сонячні колектори заповнені повітрям, а весь теплоносій знаходиться нижче за їх рівень у трубопроводах, теплообміннику та/або спеціальному резервуарі. При підвищенні температури в сонячних колекторах до встановленого значення відбувається включення насоса, теплоносій заповнює колектори (витісняючи повітря), а потім вже нагрітим надходить у теплообмінник, де віддає тепло воді. Коли робота закінчується, насос зупиняється і теплоносій стікає з колекторів, які знову заповнюються повітрям.

Переваги системи:

- Простий монтаж (нижче вимоги до герметичності, менше елементів безпеки) та обслуговування;
- При відсутності відбору тепла (режим стагнації) немає впливу високої температури на теплоносій (довше служить);
- При вимкненому насосі виключена зворотна самоциркуляція та охолодження бойлера;
- Дещо нижча ціна (не потрібен розширювальний бак, повітровідділювач та зворотний клапан).

Недоліки:

- необхідність використання потужніших циркуляційних насосів (для подолання додаткового напору, що створює повітря в колекторах та трубопроводі), відповідно більше електроспоживання;
- поступова внутрішня корозія через постійну присутність повітря в системі;
- можливе деяке зниження вироблення теплової енергії через обмежені

робочі температури.

Додатковий модуль Drain Master. Інноваційна система для сонячних колекторів може бути реалізована за допомогою модуля DrainMaster, що є доповненням системи DrainBack. Даний модуль тільки звільняє поля сонячних колекторів від теплоносія під час максимальної інтенсивності сонячної радіації, що знижує втрати теплоти в трубопроводах та баку-акумуляторі, тим самим попереджуючи скипання в колекторі, що знижує втрати теплоти в трубопроводах та баку-акумуляторі.

Система з функцією зворотного охолодження. При досягненні максимального значення в баку акумулятора в кінці дня контролер запускає насос геліоконтуру в нічний час. Завдяки циркуляції сонячні колектори розсіюють тепло з бака в атмосферу і бак акумулятор остигає. Наранок наступного дня бак готовий отримувати тепло. Ця функція добре застосовна при тривалій відсутності водорозбору, наприклад, коли вся сім'я поїхала у відпустку і т.д. Ця функція не підійде для трубчастих вакуумних колекторів через низькі теплові втрати в самому колекторі. Основною перевагою є те, що немає додаткового обладнання чи компонентів. З недоліків - можлива нестача теплої води при ранковому водорозборі.

Система з функцією "старт-стоп". У контролері геліосистеми закладено наступний алгоритм: якщо бак ГВП прогрітий до максимальної заданої температури (рекомендоване значення 60-65°С), а температура в сонячному колекторі близька до закипання (110-120°С), то запускається насос геліоконтуру. При цьому температура в колекторі знижується на кілька градусів і закипання не відбувається. Потім процес повторюється і знову відкладає стагнацію за рахунок холоднішого бака акумулятора і тепловтрат в трубах.

Таким чином, відбувається як би тактування насоса, що не дозволяє теплоносія закипіти. При цьому вода в баку також трохи нагрівається. Для цього в контролері є налаштування максимально можливої температури в баку (80-95°С), при якій насос більше не запуститься. Як правило, цього буде

достатньо, щоб геліосистема не перейшла до режиму стагнації за цілий день. Але функція не може повністю запобігти закипанню теплоносія, а лише відстрочити його на день-два за тривалої відсутності водорозбору. Дана функція буде значно ефективнішою у поєднанні з опцією нічного обернення охолодження.

Система Thermal Protect. При досягненні високої температури сонячний колектор перестає поглинати теплову сонячну енергію завдяки особливому селективному покриттю. При температурі абсорбера +75°С у шарах абсорбуючого напилення відбувається зміна кристалічних ґрат, через це відобиття сонячних променів значно збільшується.

Завдяки цьому при подальшому нагріванні температура теплоносія збільшується незначно і не закипає. У робочому стані абсорбер має максимальну ефективність, як у стандартних сонячних колекторах. Переваги повністю вирішується можливість виникнення стагнації.

- Недоліки: погіршення ефективності сонячного колектора за високих температур на обсорбері;
- Необхідність установки підвищеного тиску теплоносія у геліоконтурі.

Використання роллетів, жалюзі. На сонячні колектори встановлюються ролети з електроприводом. Коли температура води в бойлері непрямого нагріву піднялася до потрібного споживача рівнем, ролети автоматично закривають сонячні колектори, запобігаючи потраплянню сонячних променів. Коли гаряча вода знадобиться знову, ролети піднімуться.

Дана система досить просто реалізується, але вимагає певних витрат на купівлю та встановлення захисних ролетів з електроприводом. Більше того, цей захід з великою ймовірністю відмови. Зазвичай ролети опускаються під своєю вагою вертикально, а у випадку з колекторами їм доведеться рухатися по похилим напрямним попадання листя в напрямні може утруднити рух ролета, а то й зупинити його.

Система з використанням обертання колектора. Усунення застою можливо шляхом різноманітні конструкції колекторів або з використанням

інших технічних засобів. Для цього використовується система нахилу теплового колектора для усунення стагнації системи. Система повністю автоматична, і при записі граничних значень гарантує що панель повертається з ідеального положення, таким чином зменшуючи кількість отриманої енергії. Таким чином, за годину можна знизити температуру середовища в системі до 10%. При нахилі колекторів можна значно підвищити ефективність одержання тепла енергії від сонячної радіації та усунення застою в системі за допомогою системи обертання поля колектора з конструкцією трекера.

Утилізація надлишків тепла в системі. Для цього в систему інтегрують додатковий теплоакумулятор, який прийме зайве тепло, коли вода в основній ємності вже нагріта до гранично допустимої температури. Хорошим споживачем надлишкового тепла в приватному будинку може стати басейн - у цьому випадку вийде навіть подвійна користь: система буде захищена від стагнації, а вода в басейні підігріється до комфортнішої температури. Коли для теплоакумулятора немає місця або він з якихось причин не допоможе ефективно вирішити проблему, тепло можна відводити через тепловентилятори, встановлені зовні будівлі.

Ще один із простих у реалізації способів утилізувати зайве тепло в системі - зливати частину нагрітої води з теплоакумулятора або бойлера в каналізацію. Однак спосіб підходить лише для систем із геліополем невеликої потужності. У будинках, оснащених тепловими насосами, зайве тепло можна відводити через геотермальний зонд — у ґрунт навколо нього. Це також допоможе швидше відновити запас тепла у землі, виснажений тепловим насосом за зимовий період.

Багато з перерахованих вище методів вже давно вдало використовуються для вирішення проблем стагнації ключовими виробниками. Слід розуміти, що кожної індивідуальної геліосистеми краще підходить той чи інший метод. Найчастіше комбінація з кількох варіантів є найкращим рішенням. Однак всі вони зводяться до одного заходу – перекривають надходження сонячної енергії до геліоколектора в час найбільшої інсоляції. Це призводить до

необхідності збільшувати площу геліополя для компенсації цієї втрати теплоти.

Таке кардинальне з точки зору безпечної експлуатації системи рішення, однак, призводить до втрати великої кількості сонячної теплоти, Наприклад, для умов Києва ця втрата становитиме близько 40% від усієї теплоти, яку можна використати вдень протягом доби у червні.

Одним із засобів подібної мінімізації може бути використання сонячної енергії. Попередній аналіз показує, що реалізація цього потенціалу може принести вагомий внесок в підвищення енергоефективності систем теплопостачання елементів логістики нафти та важких нафтопродуктів.

Можна сформулювати вимоги, яким повинна відповідати подібна система:

- Система повинна працювати на протязі всього року. Не тільки влітку,

а й зимою.

- Система повинна мати високий ккд, аби займати якомога меншу площу, яка може бути обмеженою в умовах нафтотерміналу або підвищуваної насосної станції.
- Система повинна експлуатуватися без настання явища стагнації на протязі доби.
- Теплоносій в системі повинен нагріватися до високих температур

задля зменшення не тільки площі геліополя, але і для зменшення металоємності допоміжного обладнання – насосів, арматури, теплообмінників тощо.

Сформульованим вимогам відповідають геліосистеми, побудовані на основі вакуумних трубчастих колекторів, в яких теплоносієм передбачено використання високотемпературних органічних теплоносіїв. Такі системи можуть експлуатуватись цілорічно, в тому числі і в зимовий період. Літом завдяки їх використанню можлива повна відмова від спалювання органічних палив для генерування теплоти. Взимку при короткому світловому дні

економія палива буде значно меншою, але вона буде безумовно. Зважаючи на те, що і дублер використовуватиме такий самий теплоносій, система матиме меншу кількість теплообмінників, що зменшить капітальні вкладення в неї. В періоди, коли теплоносій в колекторах буде нагріватись до високих температур, які можуть рівнятись температурі теплоносія на виході з теплогенераторів, теплоносій одразу можна направляти в теплообмінники термооливо-нафта, що скоротить витрату електроенергії на привод циркуляційних насосів.

Таким системам не потрібний акумулятор теплоти на випадок довгої відсутності інсоляції, бо самі резервуари для зберігання нафти є акумуляторами теплоти. Це зменшує вартість системи і робить використання геліосистеми ще більш економічно привабливим.

Розділ 6 . Оргонізація безпечної експлуатації котельні з високотемпературним органичним теплоносієм

6.1. Загальні відомості про обєкт проектування

Правильна організація роботи з охорони праці має першорядне значення для підвищення продуктивності праці, ліквідації причин нещасних випадків, попередження травматизму, загальних і професійних захворювань на виробництві.

У даній дипломній роботі розглянуто роботу контейнерної котельні, яка працює з високотемпературним теплоносієм - термоолія. Котли працюють на природному газі, який надходить від магістрального газопроводу до ШРП, що розташоване на території котельні і далі до пальників. Дане обладнання при-значене для теплотою установки підігріву нафти в цистернах та її зливу на ес-токадах.

Даний проект виконаний на підставі архітектурно-будівельних і тепломеханічних рішень, завдання на проектування і відповідно до ДБН В.2.5-77:2014 « Котельні », ДБН В.2.5 39:2008 «ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ та НПАОП 0.00-1.11-98.

Газ природний максимальна витрата газу дорівнює ***125,77 м^3/год*** для ***1кВт*** газу. Газопроводи прийняті із сталевих труб електрозварювань по ГОСТ 10705-80(група В) «Технічних умов» і ГОСТ 10704-91 «Сортамент», сталь ВСт2сп, ВСт3сп не менш 2-ої категорії ГОСТ 380-88 або 10, 15, 20 ГОСТ 1050-88 на різьбових з'єднаннях або на зварці.

Внутрішня система газопостачання оснащена швидкодіючим випускним клапаном на вході газопроводу в котельню, зв'язаним з газоаналізатором та датчиками на наявність небезпечної концентрації CH_4 та CO, а також високої температури в котельні. Пальники оснащені необхідною регулюючою та запірною арматурою згідно діючим нормативним документам та скидними та продувними трубопроводами.

Система автоматизації котельні призначена для автоматичного відключення подачі палива до пальника при аварійних режимах роботи /система автоматики безпеки/, світлозвукової сигналізації про параметри роботи котла, автоматичного регулювання температури на виході з котлів і процесу

Припливне повітря для горіння газу а також 3-х кратного повітрообміну подається через існуючі жалюзійні грати в корпусі котельної природним чином, витяг через дефлектор: Ду250.

Монтаж газопроводів, здачу їх в експлуатацію виробляти відповідно до ДБН В.2.5-20- 2001 "Газопостачання" і ДБН А.3.2-2-2009. Охорона праці і промислова безпека в будівництві.

Устаткування розміщено усередині приміщення котельні. Основними споживачами електричної енергії є засоби автоматики, насоси, панелі керування котлами, пальники та панелі їх керування, освітлення котельні. Проект котельні виконаний згідно з системою стандартів безпеки праці (ССБП) і іншими нормативними документами, які вирішують питання дотримання вимог безпеки та виробничої санітарії. При експлуатації котельні мають місце потенційно шкідливі та небезпечні виробничі фактори, які за певних умов можуть негативно впливати на здоров'я і безпеку праці персоналу котельні. В даному розділі запропоновані технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації котелень, а також основні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії і пожежної безпеки котельні.

Котельня в цілому та всі її елементи окремо проходять сертифікацію в органах TUV Германії до довідки Замовнику.

6.2 Безпека праці

6.2.1 Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів

Таблиця 6.1

Шкідливі та небезпечні виробничі фактори	Джерела факторів (види робіт)	Кількісна оцінка	Нормативні документи
1	2	3	4
Розташування робочого місця на висоті 1,3 м і більше щодо землі	Обслуговування обладнання котельні	$H_{обл} > 2м$	ДБН А.3.2-2-2009(р.19) ДБН В.2.2-41:2019
Підвищена температура гідроізоляційного-теплоізоляційного матеріалу	Ізоляційні	$T_{обл} > 200°C$	ДБН А.3.2-2-2009(р.16)
Електричний струм	Електрозварювальні, електромонтажні, випробувальні, експлуатаційні	U=80В, U=380В	ДБН А.3.2-2-2009(р.9,18,20)
Підвищений рівень шуму та вібрації	Експлуатація насосних станцій, систем вентиляції	Нормативний рівень шуму L= 80 дБа	ГОСТ 12.1.003-83*, ДБН 3.3.6. 037-99, ГОСТ 12.1.012-90, ДСН 3.3.6. 039-99
1	2	3	4
Недостатнє освітлення робочої зони	Виконання робіт по монтажу, експлуатації, ремонту інженерних систем	Нормативна освітленість 100 лк	ДБН В.2.5-28-2018 ДСТУ Б.А. 3.2.-15:2011
Незадовільні параметри мікроклімату	Монтаж, експлуатація систем	T = 22-24°C, F = 40-60 %, V= 0,2-0,4 м/с	ГОСТ 12.1.005-88 ДБН 3.3.6.042-99
Атмосферна електрика	Захист будівель від блискавки	$K_{кат.} = 0,001$	ДСТУ Б В.2.5-38:2008 ДСТУ EN 62305-3:2012

Машини, що працюють під тиском	Котельні установки, газопроводи, газові балони, паропроводи	Р 0,46 мПа	НПАОП 0.00-1.81-18
Пожежна безпека	Монтаж, випробовування, експлуатація і ремонт інженерних систем	$К_{п/б}$ Категорія пожежної та вибухопожежної небезпеки приміщень **Г** $К_{вогнестійкість}$ **IIIа** Елементи каркаса – з металевих незахищених конструкцій. Огороджувальні конструкції - з негорючих листових матеріалів з негорючим утеплювачем або утеплювачем груп низької та помірної горючості.	ДБН В.1.1-7-2016 ДБН В.1.2-7-2008 ДСТУ Б В.1.1.-36:2016 (Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою з 1.1 17р.)

6.2.2 Заходи, що вжиті в проекті для забезпечення нормативних умов безпеки праці

1. Обслуговування обладнання котельні

Згідно [2] для безпечного та доступного обслуговування обладнання котельні передбачено площадки обслуговування.

Площадки обслуговування, сходи, що необхідні для виконання робіт на висоті, встановлюються на кострукція, які монтуються до її підіймання.

Майданчики і сходи в котельні напіввідкритого і відкритого типів повинні бути виконані мул просічно-витяжного листа, сотової або стрічкової сталі.

Сходи повинні мати ширину не менше 600 мм, висоту між сту-пенями не більше 200 мм. Ширину щаблів не менш 80 мм. Сходи великої висоти повинні мати проміжні площадки. Відстань між площадками повинна бути не більше 4 м.

Сходи висотою понад 1.5 м повинні мати кут нахилу до горизонталі не більше 50 °.

Ширина вільного проходу площадок повинна бути не менше 600 мм, а для обслуговування арматури, котельно-вимірювальних приладів та іншого обо-рудо-вання - не менше 800 мм.

Вільна висота над підлогою площадок і сходинками сходів у котельні повинна бути не менше 2 м.

2. Підвищена температура гідроізоляційноготеплоізоляційного матеріалу

Так як обладнання працює в режимі високих теператур, обовязкове влаштування теплової ізоляції температура на поверхні якої при розрахунках нормується згідно [3].

Під час виконання ізоляційних робіт усередині технологічних апаратів або закритих приміщеннях робочі місця забезпечуються вентиляцією (провітрюванням) та місцевим освітленням від електромережі напругою не вище 12 В з арматурою у вибухобезпечному виконанні.

Нормована температу на поверхні теплоізоляційних матеріалів не первищує 40 С.

Додатково на телову ізоляцію влаштовується покрівельний шар за оцинкованної сталі товщиною 3 мм.

Забезпечення нормативних значень виконується.

3. Електричний струм

Влаштовують автоматичне відключання за допомогою систем автоматики всіх механізмів забезпечених електроенергією у разі аварії.

Передбачають амперметри в колах електродвигунів, що піддіються технологічним перевантаженням.

Все електрообладнання , сигнальні пристрої загазованості, задимленость, пожежної сигналізації виконується для вибухонебезпечних зон класу 2 [1].

Установки для попередження уражень електричним струмом обовязково заземлюються.

Прокладання кабелів виконують у коробах, каналах.

Котли оснащені автоматичними захистами, які відключають огрівання, у випадках:

а) пониження рівня теплоносія нижче нижнього допустимого рівня;

б) підвищення рівня теплоносія вище верхнього допустимого рівня;

в) підвищення температури теплоносія вище значення, вказаного в проекті;

г) збільшення тиску теплоносія вище значення, вказаного в проекті;

д) зниження рівня теплоносія в розширювальній посудині нижче допустимого значення;

е) досягнення мінімального значення витрати теплоносія через рідинний котел і мінімальної паропродуктивності (теплопродуктивності) парового котла, вказаних у паспорті;

ж) підвищення або зниження тиску газоподібного палива перед пальниками;

з) зниження тиску рідкого палива перед пальниками, крім ротаційних пальників;

і) зменшення розрідження в топці;

к) зниження тиску повітря перед пальниками з примусовою подачею повітря;

л) погасання факелів пальників.

При досягненні гранично допустимих параметрів котла повинні автоматично вмикатись звукова і світлова сигналізації.

4. Підвищений рівень шуму та вібрації

- зменшення вібрації у джерелі вимкнення конструктивними і технологічними методами при розробці нових та модернізації існуючих машин;
- зменшення вібрації на шляху розповсюдження засобами віброізоляції та вібропоглинання, наприклад, за рахунок застосування спеціальних сидінь, майданчиків з пасивною пружинною ізоляцією, гумових, пороло-нових та ін. вібропоглинаючих матеріалів, мастил тощо;
- перевірка наявності вібраційних характеристик (ВХ) у паспортах на машини, які щойно надійшли (в технічному паспорті машини повинні бути вказані ВХ та методи їх контролю відповідно до ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»), а при відсутності їх та у разі необхідності , проведення вхідного контролю;
- своєчасне проведення планового та попереджувального ремонту машин з обов'язковим післяремонтним контролем вібраційних характеристик, використання машин відповідно до їх призначення, передбаченого нормативно-технічною документацію;
- проведення ремонту профілів шляхів та поверхонь для переміщення машин, їх покриттів, кріплень підтримуючих конструкцій та ін.,що впливають на вібраційні характеристики машин;
- виключення контакту працюючих з поверхнями, що вібрують за межами робочого місця чи робочої зони (встановлення захисних засобів, сигналізацій, блокування, попереджувальних написів і Т.Д.);

5. Недостатнє освітлення робочої зони

Котельня обладується згідно нормативним документам природнім, штучним та аварійним освітренням;
Природнє освітлення забезпечується за рахунок світлових ліхнарів в перекритті котельні та до 1 поверху через проріз сходової клітки;
Штучне освітлення забезпечується ліхтарями розрахунок яких наведений в 1 .

Аварійне освітлення вмикається від щита автоматики при відключенні електроенергії , розрахунок наведено в 3

Для створення сприятливих умов зорової роботи освітлення робочих приміщень повинне задовольняти таким умовам:

- рівень освітленості робочих приміщень має відповідати гігієнічним нормам для даного виду роботи згідно **ГОСТ 12.1.046-85 та СНиПИ-4-79/85;**
- Для загального локалізованого освітлення при розташуванні світильників на відстані 15 м і менше від місць виконання робіт повинні застосовуватися світильники з лампами типів ДРЛ і ПЛВД, а також прожектори з лампами типів ЛН і ДРЛ.
- Світильники загального локалізованого освітлення встановлюються на будинках, конструкціях і щоглах загального рівномірного освітлення. Установка освітлювальних пристроїв на спалимих покрівлях (покриттях) будинків забороняється.
- Аварійне освітлення повинне бути передбачене в місцях виконання робіт з бетонування відповідальних конструкцій у тих випадках, коли за вимогами технології перерва в укладанні бетону недопустима. Аварійне освітлення на ділянках бетонування залізобетонних конструкцій повинне забезпечувати освітлення 3 лк, а на ділянках бетонування масивів - 1лк на рівні бетонної суміші, що укладається.
- Евакуаційне освітлення повинне бути передбачене в місцях основних шляхів евакуації, а також у місцях проходів, де існує небезпека травматизму. Евакуаційне освітлення повинне забезпечувати усередині споруджуваного будинку освітлення 0,5 лк, поза будинком - 0,2 лк.

- Охоронне освітлення передбачається у тих випадках, коли в темний час доби потрібна охорона будівельного майданчика або ділянки виконання р обіт. Для здійснення охоронного освітлення слід виділяти частину світильників робочого освітлення. Охоронне освітлення повинне забезпечувати на границях будівельних майданчиків або ділянок виконання робіт горизонтальне освітлення 0,5 лк на рівні землі або вертикальне на площині огорожі.
- мають бути забезпечені рівномірність та часова стабільність рівня освітленості у приміщенні, відсутності різких контрастів між освітленістю робочої поверхні та навколишнього простору, відсутність на робочій поверхні різних тіней;
- у полі зору предмета не повинно створювати сліпучого блиску;
- штучне світло , що використовується на підприємствах, за своїм спектральним складом має наближатися до природнього;
- не створювати небезпесних та шкідливих факторів (шум, теплові випромінювання, небезпеку ураження струмом, пожежно- та вибухонебезпеки) ;
- бути надійним , простим в експлуатації та економічним;

Крім робочого освітлення в котельних повинно бути аварійне освітлення і влаштовується:

- щити і пульти управління;
- водовказівні і вимірювальні прилади;
- проходи між котлами, фронт котлів;
- приміщення для баків і дєаераторів;
- Димосоні площадки;
- Вентиляторні площадки;
- Устаткування водопідготовки;
- Площадки і драбини котлів;

Робоче і аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам «Правил улаштування електроустановок».

6.3 Розрахунок фактичного освітлення котельні

Для освітлення котельні А = 6 м, В = 4,5 м и высотой Н =5,8 м використовуються 6 светильников ОДР з двома люмінесцентними лампами типу ЛБ-40. Коефіцієнти відбиття світлового потоку від стелі, стін і підлоги відповідно рівні $p_{пот}$ =70 %, $p_{ст}$ = 50 %, $p_{пола}$ = 10 %. Затінення робочих місць немає. Висота звису світильника h_c = 0, висота робочої поверхні над рівнем підлоги h_p = 0,8 м. Визначити фактичну освітленість приміщення при загальному рівномірному освітленні і порівняти з нормативною величиною.

За додатком 61 знайдемо нормативну величину освітленості для котельні

$E_н$ = 100 лк

При перевірці відповідності освітленості в приміщенні нормативному рівню, коли відома кількість світильників, ламп, їх тип і потужність, фактичну освітленість в приміщенні визначаємо за формулою:

$$E_Ф = \frac{N \cdot F \cdot n \cdot \eta}{S \cdot z \cdot k_з} \text{ , лк} \qquad (6.1)$$

N = 3 – число світильників, шт;

F = 3120 лм – світловий потік лампи (приложение **Ошибка! Источник ссылки не найден.**);

n = 2 – число ламп в світильнику;

S – площа освітлюваного приміщення;

z = 1,1 – коефіцієнт нерівномірності освітлення для люмінесцентних ламп (отношение $E_{ср}$ / $E_{мин}$);

$k_з$ – коефіцієнт запасу, що враховує зниження освітленості через забруднення і старіння лампи, значення $k_з$ = 1,5 за додатком **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

η – коефіцієнт використання освітлювальної установки.

Для визначення η необхідно знати тип світильника, індекс приміщення і коефіцієнта відбиття світлового потоку від стелі стін і підлоги. Так як тип світильника і коефіцієнти відображення світлового потоку відомі, то для знаходження η необхідно визначити значення індексу приміщення і.

Індекс приміщення і визначається рівнянням:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} \qquad (6.2)$$

$$i = \frac{4,5 * 6}{5 \cdot (4,5 + 6)} = 0,5$$

А и В – відповідно довжина і ширина приміщення в м,

$h_п$ – висота від робочої поверхні до світильника, визначається висотою

приміщення (Н, м) і висотою умовної робочої поверхні ($h_p = 0,8$ м) за формулою:

$$h_n = H - h_c - h_p = 3 - 0 - 0.8 = 5 \text{ м} \qquad (6.3)$$

За додатком 3 визначаємо, що світильник має криву сили світла Г-0,8. За додатком 69 визначаємо коефіцієнт використання освітлювальної установки, який виявляється рівним 80%. Підставляємо всі знайдені величини в формулу для $E_ф$:

$$E_Ф = \frac{3 \cdot 3120 \cdot 1 \cdot 0,8}{4,5 \cdot 6 \cdot 1,1 \cdot 1,5} = 336$$

Так як отримана величина $E_ф < E_н$, для досягнення нормативної освітленості необхідно або збільшити кількість світильників, або збільшити потужність ламп.

Порахуємо ступінь збільшення W:

$$W = \frac{E_н}{E_Ф} = \frac{100}{336} = 0,3 \text{ раза}$$

Тепер можна обчислити необхідну кількість світильників:

$$N_1 = N \cdot W = 3 \cdot 0,3 = 1 \text{ шт}$$

Зменшуємо кількість світильників до 1 шт. Тоді:

$$E_Ф = \frac{1 \cdot 3120 \cdot 2 \cdot 0,89}{4,5 * 6 \cdot 1,1 \cdot 1,5} = 110 \text{ лк}$$

Таким чином, при зменшенні кількості світильників фактична освітленість $E_ф$ практично відповідає нормативному значенню освітленості $E_н = 100$ лк. В цьому випадку фактична освітленість також буде практично відповідати нормативному значенню.

6.4 Розрахунок середнього значення КПО при верхньому природному освітленні

Потрібно визначити значення КПО в котельні в Ахтирці. Природнє освітлення здійснюється за рахунок ліхтарів в верхньому перекритті другого рівня висотою 1,2 м. Ці ж ліхтарі служать легкоскидною конструкцією у випадку вибуху газу в котельні.

Розміри цеху в плані 4,5х6 м, висота від рівня робочої поверхні до покриття — 5 м. Ширина ліхтаря – 2,5 м, длина – 6 м. Ліхтар скління однокамерними склопакетамиНормоване значення КПО в приміщенні становить 3 %.

Визначаємо що при висоті Н = 10,2 м КПО = 3,5 %.
При заповненні світлових прорізів однокамерними склопакетами знайдений ні значення КПО має бути зменшення на 12-15%. Приймаємо ступінь зниження 13%:

$$КЕО = 3,5\ \% \cdot (100\% - 13\%) = 3\ \%.$$

Значення КПО, є допустимим.

6.5. Розрахунок необхідної площі вікон при верхньому природному освітленні приміщення

Потрібно визначити Необхідну площу зенітних ліхтарів для природного освітлення. Довжина приміщення L = 42 м, ширина В = 18 м, висота від робочої поверхні до низу покриття – Н = 5,8 м. Середньозважений коефіцієнт відбиття стелі, стін і підлоги ρ = 0,5. Приймаємо що для освітлення приміщення використовуються глухі подвійні зенітні ліхтарі з розмірами светлопройоми a×b = 2,7×2,7 м зі свтлотопропускаючим заповненням з двокамерних склопакетів.

Значение КЕО для III светового пояса:

$$e_н^{III} = 3\%$$

Определяем нормированное значение КЕО

$$e_н^{IV} = e_н^{III} \cdot m \cdot c \qquad (6.4)$$

По карті світлового клімату знаходимо m = 0,9 и с = 0,85.
Тоді:

$$e_н^{IV} = 2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 2,3\%$$

Знаходимо τ_0 – загальний коефіцієнт світлопропускання, що визначається за формулі:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5, \qquad (6.5)$$

де τ_1 – коефіцієнт світлопропускання світлопопускаючого елемента;;
τ_2 – коефіцієнт, що враховує втрати світла в несучих елементах каркаса, що приймаються для відкриваються ліхтарів 0,75, а для глухих - 0,9;
τ_3 – коефіцієнт, що враховує втрати світла в несучих конструкціях;
τ_4 – коефіцієнт, що враховує втрати світла в сонцезахисних пристроях;
τ_5 – коефіцієнт, що враховує втрати світла в захисній сітці, встановлювати під ліхтарем, що приймаються рівним 0,9;

$$\tau_0 = 0,65 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 0,9 = 0,47$$

Приймаємо коефіцієнт запасу Кз = 1,4 (скління похиле).
Знаходимо індекс приміщення:

$$i = \frac{L \cdot B}{H \cdot (L + B)}, \qquad (6.5)$$

де L – довжина приміщення вздовж осі прогонів;
B – ширина приміщення;
H – висота покриття над умовною робочою поверхнею.

$$i = \frac{4,5 \cdot 6}{5,8 \cdot (4,5 + 6)} = 0,5$$

Знаходимо площа бічних стінок ліхтаря:

$$S_б = 2 \cdot h_{оп} \cdot (a + b) = 2 \cdot 1 \cdot (2,7 + 2,7) = 10,8 \text{ м}^2$$

Знаходимо площа вхідного і вихідного отворів:

$$S_1 = S_2 = a \cdot b = 2,7 \cdot 2,7 = 7,3 \text{ м}^2$$

Знаходимо співвідношення:

$$\frac{S_2}{S_1 + S_б} = \frac{7,3}{7,3 + 10,8} = 0,4$$

Визначаємо $\eta_ф$ – світлову характеристики зенітних ліхтарів: $\eta_ф = 2$
Находим соотношение:

$$\frac{H}{B} = \frac{5,8}{4,5} = 1,2$$

Визначаємо r_2 – оефіцієнт, що враховує підвищення КПО при верхньому освітленні завдяки світлу, відбитого від поверхоні: $r_2 = 1,35$
Визначаємо $k_ф$ – коефіцієнт, що враховує тип ліхтаря:

$$k_ф = 1,1$$

Необхідну площу ліхтарів визначаємо за формулою:

$$S_ô = \frac{S_ï \cdot e_i^{IV} \cdot \eta_ô \cdot K_ç}{100 \cdot \tau_0 \cdot r_2 \cdot k_ô} \qquad (6.6)$$

где $S_п$ – площа освітлюваного приміщення;

$$S_ф = \frac{4,5 * 6 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 1,4}{100 \cdot 0,47 \cdot 1,35 \cdot 1,1} = 3,24 \text{ м}^2$$

Необхідна кількість ліхтарів для забезпечення необхідної освітленості приміщення становить:

$$N = \frac{S_ф}{a \cdot b} = \frac{3,24}{2,7 \cdot 2,7} \approx 1 \text{ шт.} \qquad (6.7)$$

6.6. Розрахунок аварійного освітлення проводиться при несправності робочої підсвічування.

Тут в якості запасних світильників насосної виділяється дві лампи, які входять в число світильників робочого типу освітлення.

Спочатку слід визначити питому потужність лампи при рівні освітленості в 7,5 люкс.

Аварійне освітлення повинно забезпечувати не менше 5% освітленості робочого освітлення, але не менше 2 лк усередині будівель і не менше 1 лк для територій підприємств. При цьому всередині будівель освітленість повинна бути не більше 30 лк при розрядних лампах і не більше 10 лк - при лампах розжарювання

$$E_a = E_ф \cdot 0,05 = 110 \cdot 0,05 = 5\ лк > 2лк \qquad (6.8)$$

Для аварійного освітлення виділяємо 2 світильники з числа робочого освітлення і перевіряємо, чи забезпечать вони необхідну освітленість.

Визначаємо питому потужність при освітленості 7,5 лк

$$W_{100} = 7,2 \cdot 7,5 / 100 = 0,54\ Вт/м^2$$

Визначаємо потрібну потужність по формуле :

$$P = 0,54\ (\ 4,5 \cdot 6\ ) = 14,58\ Вт$$

Визначаємо число світильників :N = 14,58/125 = 1 шт

За ГОСТ 12.1.046-85 **Норми освітлення будівельних майданчиків**

Таблиця 6.2

Розряд зорової роботи	**Найменша освітленість**	**Площина освітлення**	**Рівень поверхні освітлення**
VII – загальне спостереження за виробничим процесом	100	горизонтальна	У площині покрівлі

6. Незадовільні параметри мікроклімату

Загальні положення щодо мікроклімату робочих приміщень

Основними факторами, які визначають мікроклімат на виробництві є:

1) температура повітря t,°C;

2) вологість повітря W,%;

3) швидкість руху повітря V, м/с;

4) інтенсивність теплових випромінювань, Вт/м2 .

Відхилення основних параметрів мікроклімату котельні можуть призвести до негативних наслідків, зокрема до погіршення самопочуття та захворювань які зменшують або унеможливлюють працездатність персоналу котельні. Тому

основні параметри мікроклімату нормуються ГОСТ 12.1.005-88. Нормовані параметри наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.1 - Допустимі та оптимальні параметри температури повітря, відносній вологості та рухливості повітря

Період року	*Допустимі*			*Оптимальні*		
	T, C	*W, %*	*V м/с*	*T, C*	*W, %*	*V м/с*
Теплий	*22-24*	*40-60*	*0,2*	*21-28*	*60*	*0,1-0,3*
Холодний	*21-23*	*40-60*	*0,1*	*20-24*	*75*	*0,1-0,2*

Для забезпечення необхідних нормативних параметрів мікроклімату проектом передбачено:

- теплова ізоляція теплотехнічного устаткування та трубопроводів в приміщенні котельні, що мають температуру поверхні ≥ ° 45 C ;
- використання природної та загальнообмінної механічної припливно-витяжної вентиляції: у холодний період року приплив повітря, що надходить на горіння - природній, витяжка - з дефлекторним спонуканням; у теплий період року для асиміляції теплопритоків приплив повітря природний через фрамуги, що відкриваються, вікна, а витяжка механічна осьовими вентиляторами та природна через дефлектори.

6.7 Вентиляція котельні

При проектуванні опалювання і вентиляції котелень потрібно дотримуватись будівельних норм на проектування опалювання, вентиляції і кондиціонування повітря і вказівок даного розділу.

Метеорологічні умови в робочій зоні виробничих приміщень котелень потрібно приймати за санітарними нормами проектування промислових підприємств виходячи з наступних категорій робіт за важкістю:

важка – в котельних залах і зольних приміщеннях при роботі котлів на твердому паливі з ручним обслуговуванням топкових пристроїв;

Для виробничих приміщень потрібно проектувати системи повітряного опалювання.

Для приміщень, що мають явні надлишки тепла, повинна передбачатися природна вентиляція.

При неможливості забезпечення необхідного повітрообміну за рахунок природної вентиляції, потрібно проектувати вентиляцію з механічним спонуканням (або змішану).

Для приміщень прибудованих (крім прибудованих до будинків промислових підприємств), вбудованих і дахових котелень, що працюють на газоподібному паливі, потрібно передбачати не менше трикратного повітрообміну за 1 год, без урахування повітря, що засмоктується в топки котлів для горіння.

Конструкція витяжних вентиляторів, що встановлюються в цих котельнях, повинна виключати можливість іскроутворення. На окремо розташовані і прибудовані котельні вказані вимоги з вентиляції не розповсюджуються.

При проектуванні вентиляції приміщень котелень потрібно передбачати очищення повітря, що видаляється аспіраційними установками (перед викидом в атмосферу), відповідно до санітарних норм проектування промислових підприємств.

При висоті приміщення менше 6 м кратність повітрообміну потрібно збільшувати з розрахунку 25 % на кожний метр зниження висоти.

Робота будь-якого котельного обладнання пов'язана зі спалюванням палива і, як наслідок, в процесі горіння відбувається інтенсивне споживання кисню.

Ключове завдання вентиляції котельні - не допустити зворотної тяги, щоб уникнути поширення чадного газу. Якщо не забезпечити належний приплив

свіжого повітря, чадний газ починає заповнювати весь вільний простір, провокуючи пожежонебезпечну обстановку і знижуючи інтенсивність горіння.

Природна з витяжкою повітря з верхньої зони і за рахунок підсосу в газоповітряний тракт котлоагрегатів. При необхідності з механічним спонуканням з верхньої зони, в тому числі дуттьовими вентиляторами. приплив Природна з витяжкою повітря на висоті не менше 4 м до низу відкритих прорізів.
Згідно вимогам ДБН обєм повітря, необхідного для повітрообміну , береться без врахування повітряного поток, що засмоктується пічью, тому при розрахунках враховують характеристики котла.
Встановлюють припливну та витяжну лінії, які забезпечують нормативні значення потрапляючиого повітря . Для припливу враховують кількість повітря, що споживає піч и додають його до кратності.
Зайва витяжка може зменшити тягу та викликати ефект зворотньо тяги, що призводить до потрапляння продуктів згоряння в повітря.
Для стійкості режимо приплив забезпечується більший ніж витяжка. На 10-15%.

6.7.1 Визначемо кількість припливного та витяжного повітря для забезпечення нормативних вимог в приміщенні котельні.

Вихідні дані:

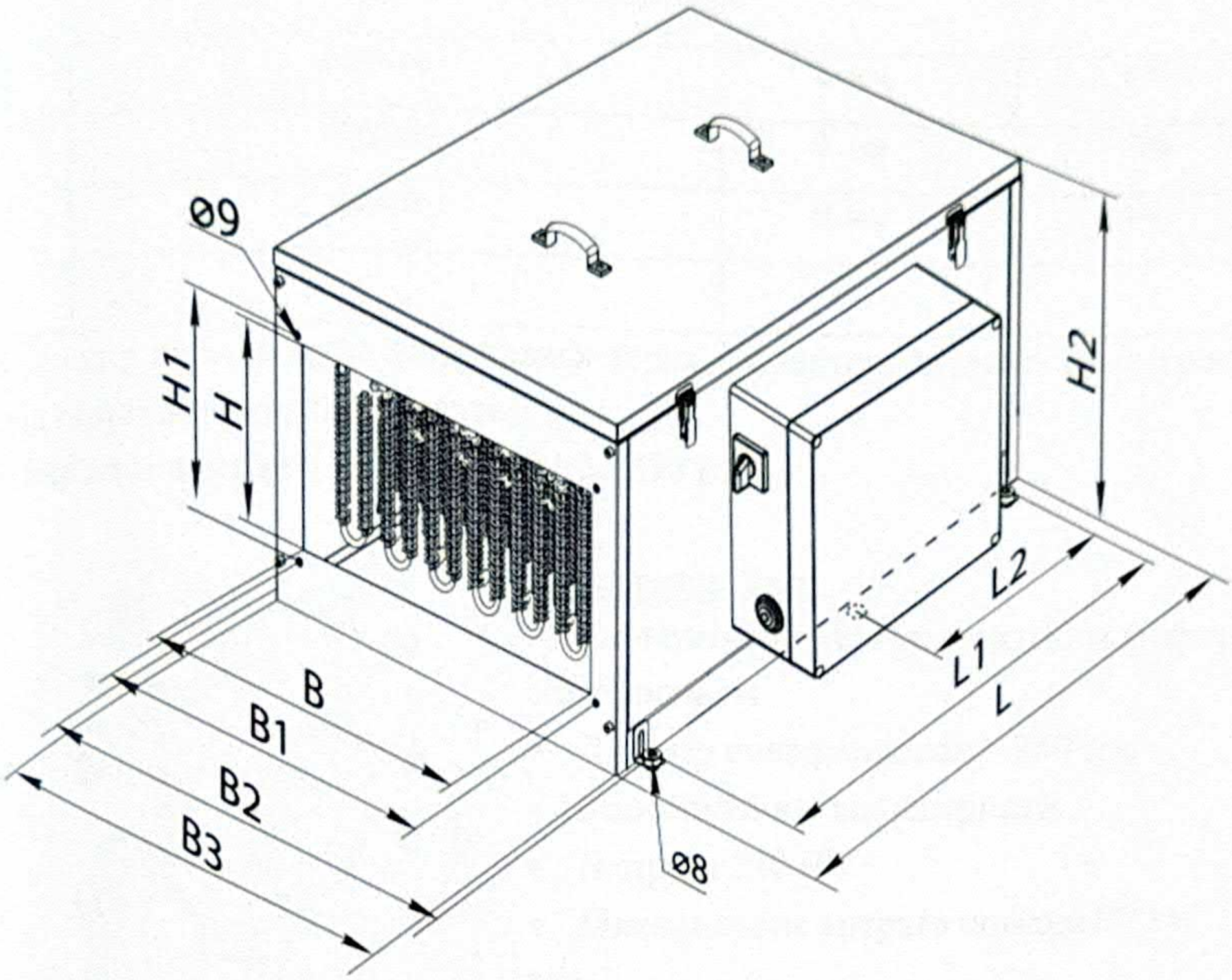
$HxLxB = 5,8 \times 6 \times 4,8$ *м*

$K_l = 3$

$V_{вит} = H \cdot L \cdot B \cdot K = 501$ *м³/год - кількість витяжного повітря;*

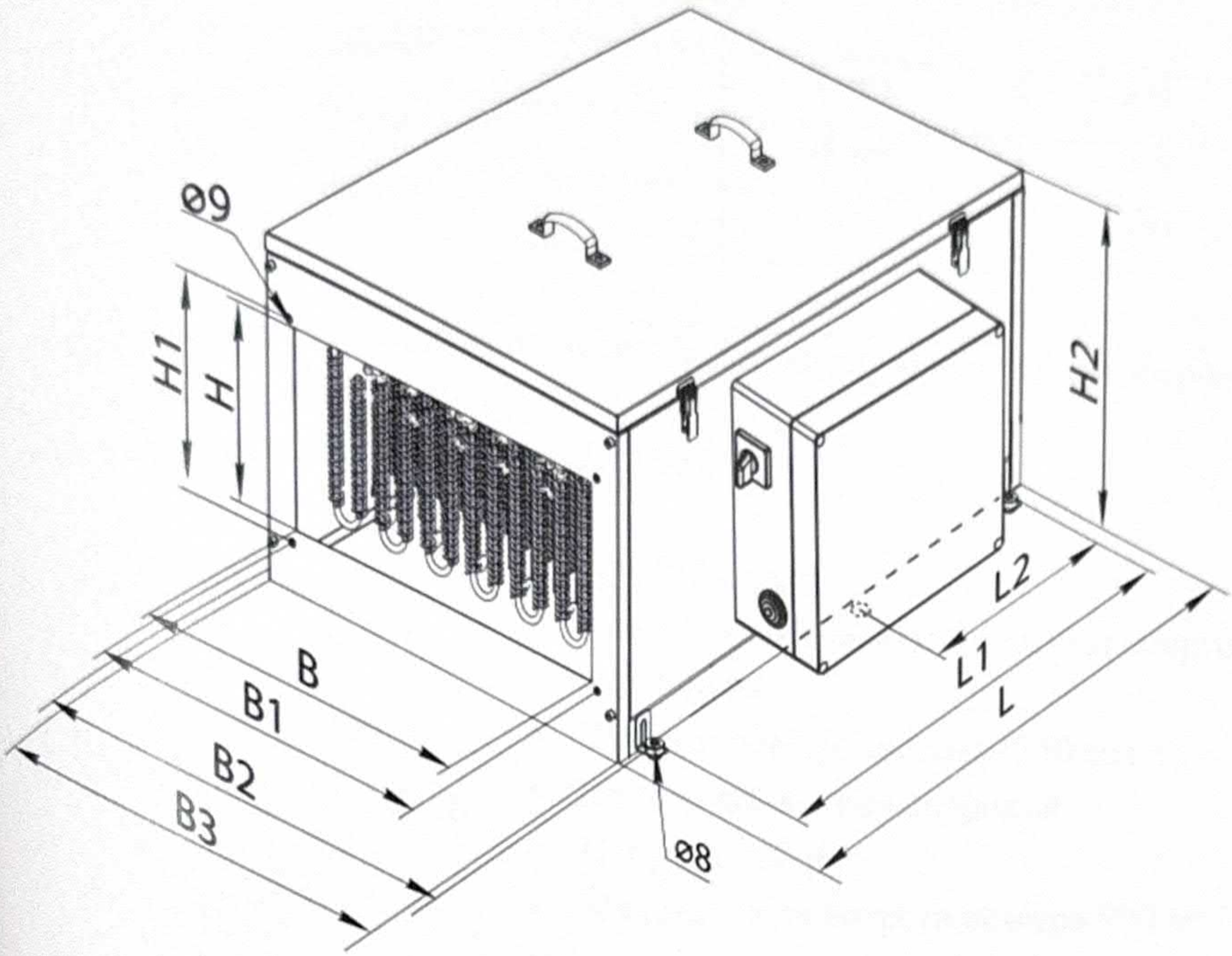
$V_{при} = V_{вит} + 20\% = 601$ *м³/год – кількість припливного повітря з врахуванням потреби печі;*

Для припливного повітря підбираємо припливну установки. Для нагріву припливного повітря , яке подається до приміщенная в установці передбачаємо калорифер.
Установка буде розміщена на 2-му поверсі котельні, забір повітря передбачуємо через забірну решітку розміром 400 х 350 мм
Приймаємо установку Vents МПА 800 Е1 – припливна установка з електричним підігрівачем повітря.



Технічні характеристики припливної установки Vents МПА 800 Е1

№п	Характеристика	Од.вимірювання	Значення
1	Максимальна витрата повітря	$М^3$/год	800
2	Максимальна потужність вентилятора	Вт	245
3	Потужність електричного нагрівача	кВт	3.3
4	Сумарний струм установки	А	1538
5	Рівень звукового тиску	дБ(А)	35
6	Температура повітря , яке переміщається	С	-25…+45
7	Матеріал корпусу		алюмоцинк
8	Ізоляція		25мм, мінвата
9	Фільтр		G4
10	Розмір повітропроводу для підклчення	мм	400x200
11	Вага, кг	кг	36,2



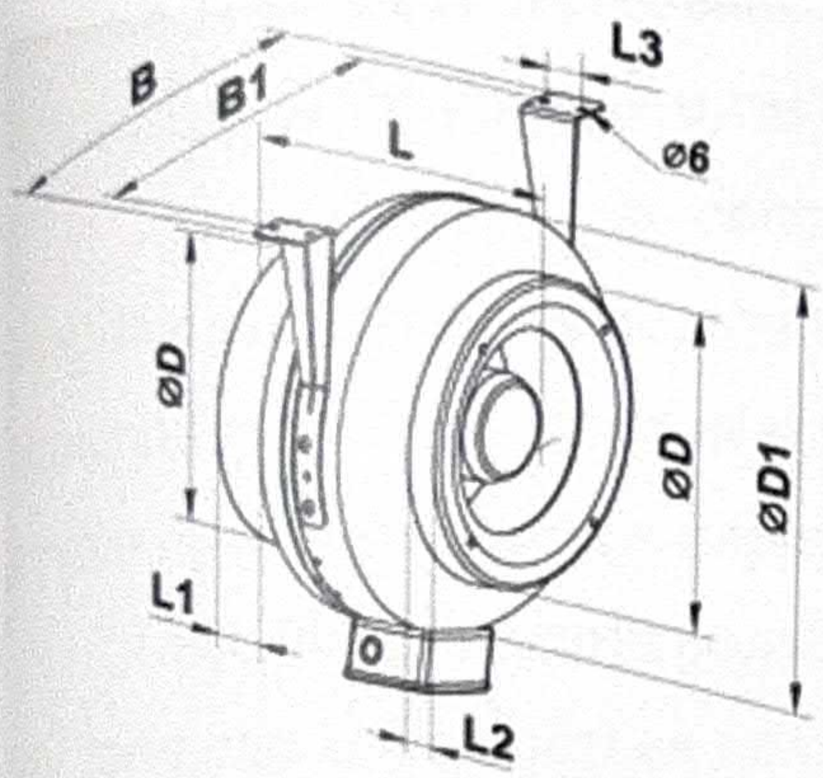
Технічні характеристики припливної установки Vents МПА 800 Е1

№п	Характеристика	Од.вимірювання	Значення
1	Максимальна витрата повітря	$М^3$/год	800
2	Максимальна потужність вентилятора	Вт	245
3	Потужність електричного нагрівача	кВт	3.3
4	Сумарний струм установки	А	1538
5	Рівень звукового тиску	дБ(А)	35
6	Температура повітря , яке переміщається	С	-25…+45
7	Матеріал корпусу		алюмоцинк
8	Ізоляція		25мм, мінвата
9	Фільтр		G4
10	Розмір повітропроводу для підклчення	мм	400х200
11	Вага, кг	кг	36,2

Габаритні розміри			
12	Довжина	L, мм	650
13	Ширина	B, мм	200
14	Висота	H, мм	400

Видалення повітря буде відбуватися через дефлектор, витяжний повітропровід доповнюємо вентилятором.

Підбираємо вентилятор ВЕНТС ВКМ 250 Е.



Характеристики:

- Економічний двигун з низьким енергоспоживанням
- Діаметр повітропроводу 250 мм
- Конструкція – відцентровий
- Напруга 230 В
- Максимальна витрата повітря 900 м³ / год
- Частота обертання 2050 хв-1
- Маса 6.1 кг
- Клас енергоефективності В

Параметр	*Величина*	*Один.виміру*
D	*248*	*мм*
B1	*350*	*мм*
D1	*344*	*мм*
L	*249*	*мм*
L1	*25*	*мм*
L2	*31*	*мм*
L3	*40*	*мм*

6.8 Контроль складу повітря робочої зони приміщення котельні

Повітря робочої зони нормується, де регламентується гранично припустима концентрація різних шкідливих речовин у повітрі котельні. Процеси, що відбуваються в котельні, характеризуються наявністю шкідливих речовин, а саме можливі витоки природного газу.

Кількість газу в приміщенні не повинна перевищувати 1% об'єму всього приміщення (при 16% утворюється вибухонебезпечна суміш).

У приміщенні котельні передбачена установка газоаналізатора з датчиками контролю загазованості, які налаштовані на гранично допустиму концентрацію природного газу.

Газоаналізатор має світлову та звукову сигналізації а також вихід на аварійне відключення подачі природного газу. Для запобігання витоків газоподібних речовин фланцеві з'єднання газопроводів, по яких рухаються ці речовини ущільнюються паронітом.

Передбачений контроль за змістом шкідливих речовин у повітрі робочої зони, що здійснюється не рідше одного разу на місяць;

Передбачено влаштування захисту від прямих ударів блискавки блискавковідвіду – пристрій розрахований на безпосередній контакт з каналом блискавки , який відводить струм блискавки в землю. Розрахунок навежено в 1.

Блискавковідводи складається з: блискавкоприймача, опори, струмовідводу, заземлювача.

6.9 Розрахунок громовідводу

Спроектувати блискавковідвід для окремо розташованої триповерхової будівлі банку з розмірами А = 4,5 м, В = 6 м. Найбільша висота будівлі $h_x = 7,3$ м. Здание расположено в городе Ахтирка . Будівля розташована в місті Ахтирка. Грунт, на якому побудовано будівлю,—чоронозем з питомим опором $\rho = 60$ Ом·м.

По карті середньорічний тривалості гроз знаходимо, що для даної місцевості середня тривалість гроз становить від 40 до 100 часов. За додатком 135 знаходимо, що середньорічної число поразок блискавок в 1 км^2 земної поверхні в місці розташування будівлі:

n = 5,5

Очікувана кількість N поразок будівель прямокутної форми визначається за формулою:

$$N = \left[(A + 6 \cdot h_x) \cdot (B + 6 \cdot h_x) - 7{,}7 \cdot h_x{}^2\right] \cdot n \cdot 10^{-6} \qquad (6.9)$$

де A – довжина будівлі, м;

B – ширина будівлі, м;

h_x – найбільша висота будівлі (споруди) в м

Підрахуємо значення N:

$$N = \left[(4{,}5 + 6 \cdot 7{,}3) \cdot (6 + 6 \cdot 7{,}3) - 7{,}7 \cdot 7{,}3^2\right] \cdot 5{,}5 \cdot 10^{-6} = 0{,}011$$

Знаходимо, що ці будинки підлягає до III категорії блискавкозахисту. При цьому встановлена зона захисту типу Б. Оскільки відстань від окремо стоячого блискавковідводу до будівель, що відносяться до III категорії блискавкозахисту, не нормується, маємо опору громовідводу в безпосередній близькості від будівлі:

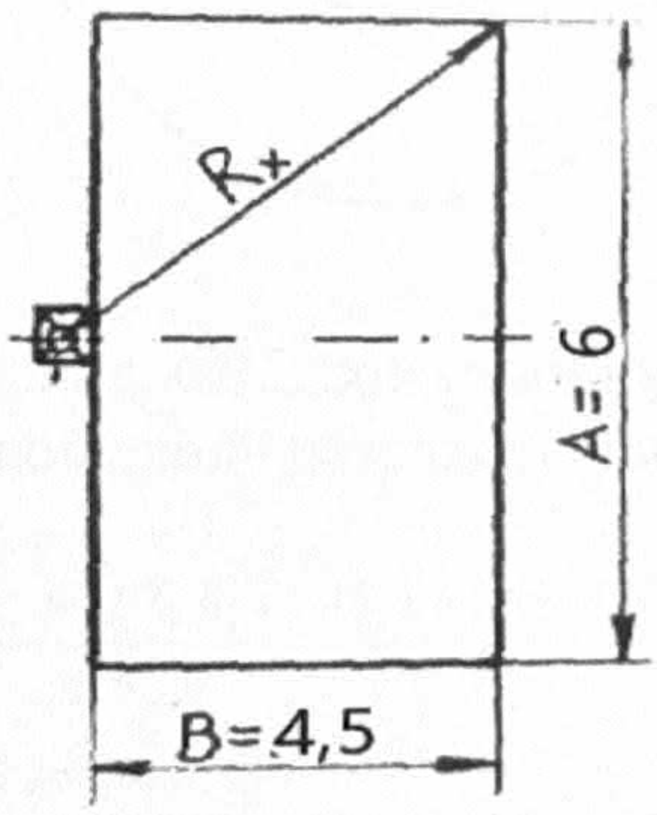


Рис 6.9.1 План розташування будівлі і громовідводу

Тоді знаходимо R_x – радіус зони захисту на висоті h_x:

$$R_x = \sqrt{4{,}5^2 + \left(\frac{6}{2}\right)^2} = 5{,}4\,\text{м} \qquad (6.10)$$

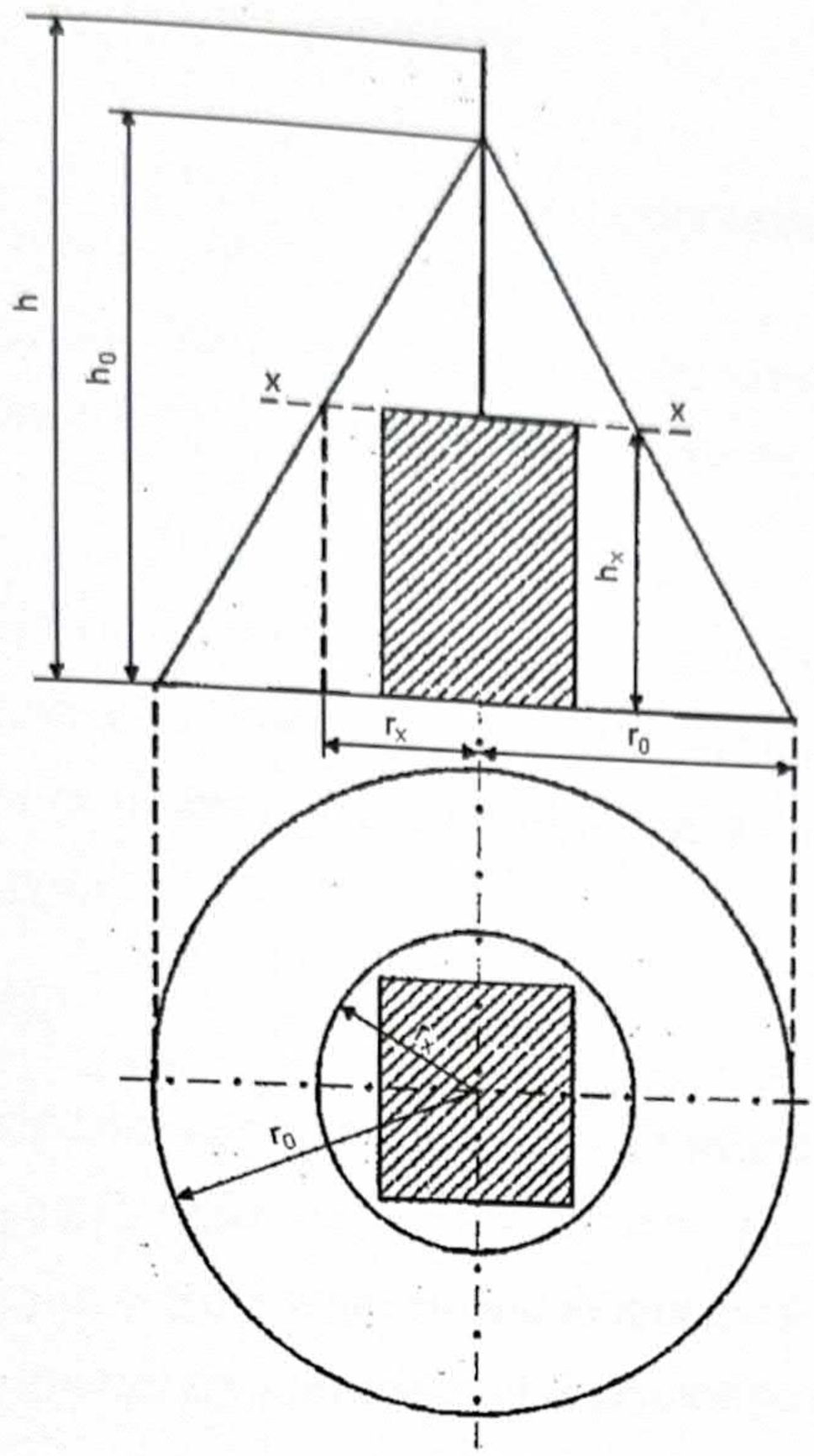


Рис. 6.9.2 Зона захисту

Необхідна висота блискавковідводу розраховується як:

$$h = \frac{(R_x + 1{,}63 \cdot h_x)}{1{,}5} = \frac{(5{,}4 + 1{,}63 \cdot 7{,}3)}{1{,}5} = 11{,}6\,\text{м}$$

Параметри зони захисту за додатком 136:

$$h_0 = 0{,}92 \cdot h = 0{,}92 \cdot 11{,}6 = 10{,}7\ \text{м}$$

$$r_0 = 1{,}5 \cdot h = 1{,}5 \cdot 11{,}6 = 17{,}4\ \text{м}$$

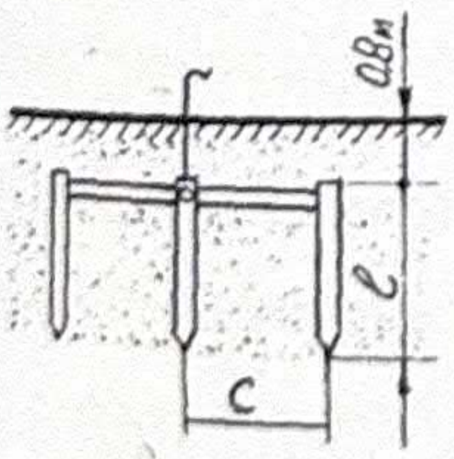


Рис. **Ошибка! Источник ссылки не**

Блискавкоприймач з круглої сталі 12 мм і довжиною 2 м приварюють до верху металевої опори, решітчаста конструкція якої виконує роль токоотвода. Для розтікання струму в землі на глибині 0,8 м від поверхні встановлюємо штучний заземлювач у вигляді 3-х електродів, з'єднаних горизонтальною смугою с = 6 м, l = 2,5 м, опір розтікання струму промислової частоти при цьому конструкції заземлювачі складе 6 Ом, для даного типу грунту.

Обладнання, що працюють під тиском

Для забезпечення безпечної роботи та виключення можливості підвищення тиску в системі влаштовують запобіжну арматуру.

Манометри та прилади для вимірювання температури

На рідинному котлі манометри слід встановлювати на вході в котел і виході із нього.

На відвідному із котла трубопроводі пари або нагрітої рідини безпосередньо біля котла перед запірним органом повинні бути встановлені прилади, які показують і реєструють температуру, а на підвідному трубопроводі – прилад, який показує температуру.

Запобіжні пристрої

На кожному котлі повинно бути встановлено не менше двох запобіжних клапанів. Сумарна пропускна спроможність запобіжних клапанів, що встановлені на рідинному котлі, повинна бути достатньою для підведення приросту об'єму теплоносія, що розширився при номінальній теплопродуктивності котла.

Допускається використання тільки запобіжних клапанів повністю закритого типу. Умовний прохід запобіжного клапана повинен бути не менше як 25 і не більше 150 мм.

Допускається встановлення запобіжних пристроїв на розширювальній посудині, яка не відключається від котла.

Сумарна пропускна спроможність запобіжних пристроїв, які встановлюються на розширювальній посудині, повинна бути не менша від масового потоку інертного газу, що надходить в посудину в аварійному випадку.

Відведення від запобіжних клапанів пари або рідини, нагрітої до температури кипіння або вище, повинно проводитись через конденсаційні пристрої, які з'єднані з атмосферою, при цьому протитиск не повинен перевищувати 0,03 МПа (0,3 кгс/см2).

6.9 Вибір і розрахунку запобіжного клапана

Розраховуємо два запобіжних клапана для нафти та робочого теплоносія – термоолія. Скид передбачено до зливної ванни.

Параметр	Термоолія	Нафта
$P_{роб}$ (кПа)	0,8	2,6
G(т/год)	43,9	30
ρ(кг/м^3)	820	853
t (С)	277	15

Визначаємо максимальний допустимий тиск в теплообміннику:

1. $P_{м1} = P_{роб1} + 0,15\ P_{роб1} = 1,2 + 0,18 = 0,96$ кПа
2. $P_{н2} = P_{роб2} + 0,15\ P_{роб2} = 3,8 + 0,57 = 3$ кПа

Тиск після клапану – атмосферний.

Надлишкова кількість речовини , необхідне для спрацювання клапану:

$N_1 = 0,07$ $G_м = 3073$ кг/год

$N_2 = 0,07$ $G_н = 2100$ кг/год

Визначаємо площу пропускного отвору запобіжного клапана:

$$G = 5,03\alpha \cdot F\sqrt{\rho(P_1 - P_2)} \qquad (6.11)$$

$$F_м = \frac{G}{\alpha \cdot 5,03 \cdot \sqrt{\rho(P_1 - P_2)}} = \frac{3073}{0.1 \cdot 5,03 \cdot \sqrt{840}(0,8-0)} = 236,4 \text{ см}^2 \qquad (6.12)$$

$$F_н = \frac{G}{\alpha \cdot 5,03 \cdot \sqrt{\rho(P_1 - P_2)}} = \frac{2100}{0.1 \cdot 5,03 \cdot \sqrt{853}(2,6-0)} = 88 \text{ см}^2 \qquad (6.13)$$

P_1 - максимальний тиск (надлишковий) перед запобіжним клапаном, МПа;

P_2 - максимальний тиск (надлишковий) за запобіжним клапаном, МПа;

F - найменша площа перетину проточної частини сідла клапана, мм

ρ_1 - щільність рідини перед клапаном при тиску Р1 і робочій температурі, кг / м^3;

α - коефіцієнт витрати, віднесеної до площі F - для рідкихсередовищ;

Підбираємо клапани фірми Ari Armaturen в виконанні стандартномі Р з такими характеристиками:

Характеристика	*Термоолія*	*Нафта*
Площа переріз, мм^2	201	113
Висота конструкції, мм	335	350
Діапазон тиску, бар	0,45-16	0,45-16
Довжина конструкції, мм	95	100
DN (вх/вих),мм	25/25	20/20
Фланець вхідний, мм	115	105
Фланець вихідний, мм	115	105

Визначаємо час спрацювання клапана:

$$t = \sqrt{\frac{2mH_{MAX}}{(P_1 - P_2)F - R}} \qquad (6.14)$$

m - маса замикаючого органу з приєднаними деталями, кг приймається 5 ÷ 7% від ваги клапана;

H_{max} - максимальний хід замикаючого органу, становить від 0,5 до 3 см;

F - площа прохідного перетину клапана, см^2;

R_c - сумарна сила опору руху замикаючого органу, кгс;

$$t_1 = \sqrt{\frac{2 \cdot 5 \cdot 2}{480}} = 0{,}2c$$

$$t_2 = \sqrt{\frac{2 \cdot 4{,}5 \cdot 2}{532}} = 0{,}2c$$

Тобто, робота запобіжного клапану є ефективною.

Пожежна безпека

Котли обладнуються автоматичними пристроями зупинки подачі палива до пальника. Також розміщено блок балонів з азотом для забезпечення автоматичного пожежогасіння та створення азотної подушки в розширювальному бак для забезпечення захисту термолива в розширювальному баку та окиснення при контакті з повітрям.

Причиною пожежі в котельному відділенні може служити:

- утворення вибухонебезпечної суміші при змішанні природного газу та повітря;
- загоряння внаслідок нагрівання електроустаткування або електрокабелів

Категорія пожежної та вибухопожежної небезпеки приміщень котельні при використанні природного газу - "Г".

Відповідно до регламентації по ПУЕ, залежно від умов, у яких може утворитися вибухонебезпечна суміш, робочі зони котельні відносяться до класу В-1а, як приміщення, у якому вибухонебезпечна суміш не утворюється при нормальних умовах експлуатації устаткування, але може утворитися при аваріях і несправностях.

Показники пожежонебезпеки для газоподібного палива - природного газу згідно ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Пожарная безопасность.:

- температура самозапалювання $I_{св}$= 550-750 °С;
- нижня концентраційна межа запалення $К_{н}$= 3%;
- верхня концентраційна межа запалення $К_{в}$= 15%.

Технічні рішення системи запобігання пожежі в котельні, що проектується

Технічні рішення системи запобігання пожежі спрямовані на запобігання утворення горючого середовища та недопущення виникнення в горючому середовищі джерел запалювання:

- У приміщенні котельні передбачена установка газоаналізатора з датчиками контролю загазованості по приміщеннях. Газоаналізатор має світлову та звукову сигналізації, а також вихід на аварійне відключення подачі природного газу.
- Для продувки газопроводів передбачені продувні свічі і штуцери із запірними органами та заглушками для підведення продувного агента гнучким шлангом. Обмін забезпечується п'ятикратний не більше ніж за 20 хвилин. Трубопроводи для продувки газопроводів виводяться назовні в місце, що забезпечує умови розсіювання газу на 1 м вище верхньої точки будівлі. Проектом передбачені продувні свічі.
- Застосування для горючих речовин герметичного устаткування; для цього газопроводи виконуються тільки з безшовних або електрозварних труб.
- Арматура застосовується сталева класу герметичності за ГОСТ 9544-75.
- На газопроводах установлюються: засувка з електроприводом, штуцер для продувки, швидкодіючий запірний орган з дистанційним електричним і ручним керуванням.
- Всі газопроводи заземлені.
- Електродвигуни приводів насосів і вентиляції виконанні у вибухозахищеному виконанні
- У якості блискавкоприймача служать металеві конструкції споруджень, металоконструкції на димовій трубі на відм. 30 м. Захист від прямих ударів блискавки у димову трубу здійснюється шляхом приєднання її до штучного заземлення

6.10 Загальні вимоги до приміщення котельні

Котли повинні встановлюватись в будівлях, що відповідають вимогам ДБН В.2.5-77:2014 Котельні.

Забороняється влаштування приямків в котельнях. Лише в окремих випадках, обгрунтованих технологічною необхідністю (для розміщення устаткування дробоочистки входу і виходу теплотраси та ін.)

Парові і рідинні котли повинні встановлюватись в окремо стоячих котельнях.

В приміщенні котельні в зоні розміщення трубопроводів і ємностей з ВОТ повинна підтримуватись температура, при якій виключається застигання теплоносія.

6.11 Встановлення і експлуатація

Залежно від тривалості роботи, температурних умов, питомих теплових напружень поверхонь нагріву і умов експлуатації ВОТ повинні піддаватись періодичній регенерації.

Для кожного котла повинен бути встановлений графік технічного огляду поверхонь нагріву і очистки від смолистих відкладень. Технічний огляд і очистка поверхонь нагріву повинні проводитись систематично, але не рідше ніж через 8000 год роботи котла з відміткою в ремонтному журналі.

Котли перед пуском їх в роботу після монтажу або ремонту, який пов'язаний з проведенням зварювальних робіт або заміною окремих елементів котла, повинні піддаватись власником котла випробуванню на герметичність тиском, що дорівнює робочому.

6.12 Загальні положення до котлів, які працюють з високотемпературними теплоносіями

1. Конструкція

Котел повинен бути оснащений необхідною кількістю повітряників. Повітряники слід розміщувати так, щоб були забезпечені надійний пуск і робота котла шляхом періодичного видалення із нього газоподібних продуктів. Запірний пристрій повітряника повинен знаходитись безпосередньо

біля котла. Відвідний трубопровід повинен бути під'єднаний до стаціонарної посудини, яку слід розміщати не ближче 5 м від джерела тепла з відкритим вогнем.

Встановлення запірної арматури на трубопроводах, що об'єднують повітряники декількох котлів, не допускається.

У випадку, коли відведення газоподібних продуктів розкладу теплоносія через повітряники неможливе, котел повинен мати газовідділювач, який забезпечує повне відведення цих продуктів під час експлуатації котла.

З'єднання труб з барабанами і колекторами, а також з'єднання трубопроводів повинні бути зварними.

Фланцеві з'єднання допускається використовувати лише в місцях встановлення фланцевої арматури. В цих випадках допускаються тільки фланці типу «шип-паз».

Лази барабана повинні бути круглої форми діаметром не менше 400 мм. Кришка лазу в місці ущільнення повинна мати «шип», а на ущільнювальній поверхні горловини лазу – «паз».

Використання чавуну і кольорових металів для виготовлення елементів котла і арматури не допускається.

Для випорожнення системи і котлів від теплоносія поза приміщенням котельні повинен бути встановлений спеціальний бак.

Конструкція котла і зливних ліній повинна забезпечувати безперешкодне зливання теплоносія самопливом і повне видалення його із котла.

В рідинних котлах повинен бути забезпечений надлишковий тиск, який виключає можливість закипання теплоносія в котлі і в верхній точці зовнішньої циркуляційної системи. Цей тиск повинен забезпечуватись підтискуванням теплоносія інертним газом або встановленням розширювальної посудини на необхідній висоті.

Теплопродуктивність огріваючих пристроїв повинна виключати можливість підвищення потужності котла вище номінальної.

Топки котлів повинні бути обладнані пристроями для гасіння теплоносія, який загорівся.

Розділ 7. Оцінка впливу на навколишнє середовище

Експлуатація котельні може спричинити за собою забруднення атмосфери продуктами згоряння палива, використовуваного в встановлених котлоагрегатах.

У котельні, що проектується джерелами забруднення атмосфери є продукти згоряння природного газу та термооливо, якщо в аварійній ситуації розілється. При спалюванні природного газу в котлах основними шкідливими викидами є оксиди азоту та оксид вуглецю.

Залпові і аварійні викиди зазначених забруднюючих речовин, які утворюються при спалюванні палива в котлах неможливі.

Зниження викидів забезпечується автоматизацією процесу горіння з регулюванням подачі паливо-повітря, регулюванням навантаження, контролем за дотриманням кисню в продуктах згоряння.

У періоди несприятливих метеорологічних умов робота котельні должна здійснюватися відповідно до заходів з регулювання викидів, обґрунтованих і затверджених в установленому порядку для даної місцевості / Для котельні організаційно-технічними заходами в період НМУ є:

- включення в роботу кількості котлоагрегатів, забезпечую-щих максимальний ККД при конкретному навантаженні;.
- підвищений контроль за процесом горіння палива в частині мінімального виходу забруднюючих речовин;
- виключення очищення поверхонь нагріву котлів та економайзерів;
- заборона виконання на період НМУ пуско-налагоджувальних ро-біт.

Вихідними даними для розрахунку і аналізу концентрацій приймаються метеорологічні умови с.Ахтирка, режими роботи котельні, а також технічні рішення, щодо відведення димових газів від котлоагрегатів, забезпечуючи розсіювання шкідливих викидів нижче гранично допустимих концентрацій.

$$M_{NO2}=0,034\cdot B\cdot Q_p^н\cdot k_{NO2}\cdot(1-\beta), \quad (7.1)$$

Джерелами забруднення навколишнього середовища є димові труби. Згідно проекту димові гази від кожного котла відводяться окремими металевими трубами діаметром 400 мм та висотою 6 м.

Робота котельні на природньому паливі

1) Теплове напруження на один котел визначаємо за формулою:

$$Q = \frac{B \cdot 10_6}{\eta \cdot Q_H} \qquad (7.2)$$

$$Q = \frac{165{,}5 \cdot 10_6}{88\% \cdot 8940} = 20973\ кВт = 21МВт$$

$Q_к = 1150\ кВт$ - продуктивність котла;

$B = 125{,}77 \cdot 1{,}3МВт = 163{,}5\ м^3/год$ - витрата палива, м^3/год;

$\eta = 88\%$ - ККД котла:

$Q_р = 37405\ кДж/м^3 = 8940\ ккал/м^3$ - теплота згоряння нижча

Кількість годин використання максимальної потужності котельні *8400год*

Річна витрата газу котлом складає *51181395,3 м^3/год*

Обєм продуктів згоряння газу визначаємо за формулою:

$$V = \frac{760}{P} \cdot \frac{T+273}{273}\ 0{,}001 \cdot V_{пит} \cdot B \qquad (7.3)$$

$V_{пит}$ – питомий вихід продуктів згоряння на 1м^3 природнього газу, м^3/ м^3;

$$V_o = 0{,}0476\ [\ 0{,}5CO + 0{,}5H_2 + 1{,}5\ H_2S + \Sigma\ (m + n/4)\ C_m H_n - O_2\ ],\ м^3/м^3$$

$$V_0 = 0{,}0476\ (2 \cdot 93{,}3 + 3{,}5 \cdot 4 + 5 \cdot 0{,}6 + 6{,}5 \cdot 0{,}4 + 8 \cdot 0{,}3) = 9{,}929 м^3/м^3$$

Т – температура димових газів, °С

Р = 756 гПа - барометричний тиск для с.Ахтирка, гПа

$$V = \frac{760}{756} \cdot \frac{200+273}{273}\ 0{,}001 \cdot 9{,}929 \cdot 163{,}5 = 28276\ м^3/год = 7{,}85\ м^3/с$$

Розрахунок викидів виконано згідно методики ГКД 34.02.305-2002 «Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от энергетических установок»

Кількісні значення викидів забруднюючих речовин наведені в таблиці

Таблиця 7.1

Забруднююча речовина, викид кг/нм^3								Двоокис вуглецю, г/с
CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2 -	H_2S	CO_2	
0,664	0,0523	0,0197	0,104	0,0097	0,0187	-	0,002	4425,7

Визначення максимальних концентрацій забруднюючих речовин згідно методики ОНД-86

Безрозмірні коефіцієнти:

$$f = 10^3 \cdot \frac{\omega_{вых}^2 \cdot D_{тр}}{H^2 \cdot \Delta t} \qquad (7.4)$$

Δt – різниця температури викидних газівтемператури повітря найжаркішого місяця Δt=26C;

$D_{тр}$ = 0,4 м - діаметр устья димової труби;

H = 6 м – висота вимової труби;

$W_{вих}$ - швидкість газів на виході з труби, м / с;

$$W_{вых} = \left(4 \cdot V_г \cdot B_р \cdot (273 + \upsilon_{ух}) \cdot n\right) \Big/ \left(273 \cdot \pi \cdot d_в^2\right), \qquad (7.5)$$

$W_{вих}$ = (4·16,16·1,15 · 125,77·(273+250) ·1)/(273·3,14·0,4²·3600) = 11,4 м/с

$$f = 10^3 \cdot \frac{11{,}4^2 \cdot 0{,}4}{6^2 \cdot 177} = 8{,}15$$

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1 \cdot \sqrt{f} + 0{,}34 \cdot \sqrt[3]{f}} \qquad (7.6)$$

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1 \cdot \sqrt{8.15} + 0{,}34 \cdot \sqrt[3]{8.15}} = 0{,}61$$

$$V_м = 0.65\sqrt{\frac{\Delta T \cdot V_{тр}}{H}} \quad \text{м} \qquad (7.7)$$

$$V_m = 0{,}65\sqrt{\frac{177 \cdot 16{,}16}{5}} = 5$$

V_m – витрата димових газів м³/с

Так як $V_m > 2$, $n = 1$

Визначаємо максимальну концентрацію шкідливих речовин:

$$C_{NO2} = \frac{A \cdot M_{NO2} \cdot m \cdot F \cdot f \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{тр} \Delta t}}, \text{ мг/м}^3 \qquad (7.8)$$

A – коефіцієнт, що залежить відтемпературної стратифікації атмосфери;

M – маса шкідливої речовини, що надходить в навколишнє середовище;

F – безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осідання шкідливих речовин в атмосферному повітрі;

η – безрозмірний коефіцієнт, що враховує вплив рельєфу місцевості;

Для двоокису азоту:

$$C_{Nox} = \frac{180 \cdot 1 \cdot 0.61 \cdot 0.236 \cdot 1}{6^2 \cdot \sqrt[3]{16{,}16 \cdot 177}} = 0{,}05 мг/м^3$$

Для двох котлів: 0,05 · 2 = 0,1 мг/м³

$$\frac{C_{NO2}}{ПДК_{NO2}} = \frac{0{,}1}{0{,}085} = 1 \le 1 ГДК \qquad (7.9)$$

Для окису вуглецю:

$$C_{Nox} = \frac{180 \cdot 1 \cdot 0.61 \cdot 0.267 \cdot 1}{6^2 \cdot \sqrt[3]{16{,}16 \cdot 177}} = 0{,}057 мг/м^3$$

Для двох котлів: $0{,}05 \cdot 2 = 0{,}1$ мг/м^3

$$\frac{C_{NO2}}{ПДК_{NO2}} = \frac{0{,}1}{0{,}085} = 1 \le 1 ГДК \qquad (7.10)$$

Розрахунок викидів в атмосферузабруднюючих речовин для термомасляних котлів показав, що використання природного газу в якості палива більш екологічніше та безпечніше, оскільки при його спалювання утворюється невелика кількість шкідливих речовин. Максимальна консентрація шкідливих речовин не перевищує допустимих.

Отже функціонування котельні не вплине на стан атмосферного повітр в регіоні.

8. Організація та технологія монтажу системи теплопостачання.

Котельня розташована у с. Охтирка, Сумської області. Котельня розміщується в промисловому району та оточена с усіх сторін промисловими підприємствами. Рельєф ділянки рівномірний. Клімат помірний.

Середньорічна температура $t_{ср}$ = 6,9 °С;

Найбільш холодний місяць – січень: $t_{ХП}$ = -23°; С

Найбільш теплий – липень: $t_{ТП}$ = 23°С;

Тривалість опалювального періоду: 185 діб;

Відносна вологістьсереедня за рік: φ = 78%;

Сейсмічність району не більше 5 балів.

Коефіцієнт температурної стратифікації місцевості складає – 180

Середні вітрові характеристики місцевості по місяцях представлені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1. Середні вітрові характеристики місцевості по сторонам світу

Місто	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	XIX	XX	XXI	XXII
Хар-ка	Середня шв. вітру											
Напрям	С х	ПД/С х	ПдС х	ПдС х	ПдС х	Пн З	Пн/ З	Пн/ З	Пн/ З	ПдС х	ПдС х	ПдС х
	4,4	4,6	4,4	4,1	3,6	3,4	3,1	3,1	3,3	3,9	4,3	4,4

Загальна площа ділянки під котельню: 225 м^2.

Довжина теплотраси в сторону естакади: 251 м.

Довжина теплотраси в сторону резервуару : 175 м.

8.1. Методи виконання монтажних робіт. Загальні положення.

Проект організації будівництва є обов'язковим документом для нормального матеріально-технічного та фінансового забезпечення будівництва.

Перед початком будівництва проводять необхідну організаційно-технічну підготовку, склад, етапи якої регламентуються згідно (гл. 2 «Підготовка будіве-льного виробництва») ДБН А.3.1-5:2016 «Організація

будівельно монтажних робіт»

Загальна організаційно-технічна підготовка включає наступні етапи:

- забезпечення будівництва проектною документацією;
- відвід земельної ділянки для будівництва;
- оформлення фінансування будівництва;
- оформлення допусків на виконання робіт;
- організація поставки на будівельну площадку обладнання, конструкцій, матеріалів, виробів.

Підготовчий період внутрішньо ділянкових робіт складається з таких етапів:

- створення геодезичної розбивки згідно ДБН В.1.3-2:2010 «Геодезичні роботи в будівництві»;
- влаштування постійних та тимчасових доріг , інвентарних тимчасових огорож будівельної ділянки з організацією контрольно-пропускного режиму;
- звільнення території для будівництва планування території;
- влаштування при необхідності тимчасових споруд промислового, складського, допоміжного, побутового призначення;
- влаштування складських ділянок та приміщень для матеріалів;
- забезпечення площадки водопостачанням та протипожежним інвентарем, освітленням, сигналізацією.

Методи виконання основних монтажно-будівельних робіт.

1. Склад та черговість виконання БМР

В проекті передбачено будівництво нової споруди – термомасляної котельні з встановленням 2х котлів фірми BBS тип HG13000 потужність 1,3МВт кожний для нагріву термоолива.

Отримана теплота подається до теплообмінників. В якості теплоносія використовується термооливо BAYER Diphyl DT, використання якої можливе в температурному діапазоні -30…+330 °С. Система теплопостачання двухтрубна, закрита.

Порядок проведення робіт:

- підготовчі роботи;
- влаштування фундаментів;
- влаштування контейнерів та додаткових споруд;
- монтаж зовнішнього обладнання;
- монтаж димових труб;
- монтаж термомасляних резервуарів;
- монтаж трубопроводів;
- монтаж кабельної продукції.

8.1.1. Земляні роботи

Розробку грунту виконуємо екскаватором («з зворотною лопатою») з ємністю ковша 0,5 м^3. В місцях перетину з дійсними комунікаціями розробка грунту виконується вручну на відстані 2м від осі комунікації.

Влаштування збірних та монолітних бетонних та залізобетонних конструкцій. Влаштування монолітних бетонних та залізобетонних конструкцій здійснюється за допомогою збірно-розбірних опалубок. На ділянку бетон поставляється за допомогою автобетонозмішувачів.

Після установки арматури монолітний бетон вкладається за допомогою бадьи в опалубку, одразу після вкладання бетонної суміші проводиться її ущільнення за допомогою вібраторів.

Монтаж збірних з/б конструкцій та подачу матеріалів для будівництва доцільно буде вести за допомогою автомобільного крана , вантажопідйомністю 10т.

8.1.2. Будівля котельні

Корпус котельні виконано з 4х морських контейнерів. В кожному з яких вирізана одна стіна. Контейнери з'єднані між собою попарно вирізаними стінками, утворюючи таким чином загальний просторовий об'єм. Отримані об'єми встановлюються один над одним. В результаті отримуємо двохрівневий корпус.

Антикорозійний захист конструкції котельні здійснюється згідно нормам. нормам. Всі роботи з протикорозійного захисту проводяться згідно з нормам.

Монтажні зварні з'єднання після зачистки покривають двома шарами емалі ХВ-124. Щодо влаштування котельні та її експлуатації передбачені обов'язкові площадки обслуговування.

8.1.3. Монтаж металоконструкцій, трубопроводів, обладнання

В проекті передбачено установка 2х термооливних котлів. Котли встановлюються на фундаментну основу як цільний блок в повній заводській готовності. Максимальна маса монтованого обладнання (котлоагрегат) 30000кг. Монтаж котлів виконуємо автокраном вантажопідйомністю 130 т з вильотом стріли не менше 4,5 м. Монтаж металоконструкцій, резервуарів, трубопроводів виконують автомобільним краном вантажопідйомністю до 10т, а також з використанням автогідропідйомника. Виконання електрозварних робіт при монтажі обладнання допускається тільки після заземлення елементів штатними пристроями. Монтаж обладнання крім котлів виконується вручну з використанням спеціального інструменту та засобів малої механізації рис.9.1.

8.2. Організація та технологія монтажу теплової мережі

Організація будівельного виробництва повинна забезпечувати цілеспрямованість усіх організаційних, технічних і технологічних рішень на досягнення кінцевого результату - введення в експлуатацію об'єкту з необхідною якістю згідно нормативним документам.

Підготовка до будівництва теплових мережі складається з наступних пунктів:

- розбивку траси трубопроводів та місць розташування рухомих та нерухомих опор, завіз огороджень та кріплень, огороджень траси та монтажної ділянки на дозволеній ділянці, освітлення огороджених місць роботи;
- встановлення тимчасових споруд;
- встановлення та розкладку трубопроводів, деталей та матеріалів;
- пересадку кущів та дерев;

8.2.1.Розбивка траси

У проектах прокладку мереж, прив`язку їх продольних вісей передбачають від капітальних будівель, вказаних в проекті. Розбивку на місцевості трас теплопроводів оформляють актом з додаванням схеми розбивки. Акт підписують представники проектних та будівельних організацій та замовник. Розбивочну вісь теплопроводу закріплюють в натурі на всіх кутах горизонтальних поворотів та на прямих ділянках на відстані 100-150м, в місцях, розташування нерухомих опор забивкою металевих штирів діаметром 12- 15мм та довжиною 40-50 см. Впродовж всього періоду виконання робіт монтажна організація забезпечує охорону розбивочних знаків.

8.2.2.Тимчасові споруди

В період підготовчих робіт обстежують трасу для виявлення можливості підводу до місця роботи електропостачання, прокладки телефонного зв'язку, джерела водопостачання, а також каналізації.

На будівельних майданчиках використовують тимчасові споруди – вагонного типу, які пересуваються по ходу будівництва. Їх використовують для побутових приміщень. Труби, фасонні елементи, арматури постачають з заводів-виробників та баз по специфікації в погоджені строки. Розкладку труб по трасі проводять по схемі розробленій проектом виконання робіт.

Матеріали, які не можливо тримати на відкритому просторі, а також інструменти розташовують в складських приміщеннях.

9.2.3.Земляні роботи

Будівництво даної теплових мереж супроводжується виконанням земляних робіт. На будівництві теплопроводів необхідно виконувати наступні види земляних робіт:

- риття траншеї для закладання фундаментів під опори трубопроводів при надземній прокладці;
- для риття траншеї використовують одноковшові екскаватори – пряма лопата, зворотня лопата, драглайн.

На будівництві теплової мережи застосовується екскаватор зворотня лопата – 0,5 м^3. Ці екскаватори риють грунт нижче стояння і застосовуються для риття траншей.

8.2.4. Встановлення опор

Опори виконують у вигляді окремо стоячих стойок та рам із залізобетону та сталі. Труби теплопроводів при надземній прокладці є самонесучими багатопрольотними балками, тому відстань між опорами визначають розрахунком з умов несучої здатності труби. Монтаж збірних залізобетонних фундаментів та стійок виконують так: на бетонну підготовку встановлюють фундаментний блок, потім виконують установку стойок самохідним стріловим краном за допомогою рамочного захвату. Після вивіряння та тимчасового закріплення стойки за допомогою клинців улаштовують стик. Монтаж трубопроводів починають після того, як бетон стику набере необхідну міцність. Трубопроводи укладають плітямі. Роботу по встановленню підвісних балок, натяжці , ізоляції , закріпленні трубопроводів, зварці, випробуванні та ізоляції стиків ведуть з інвентарних пересувних помостів.

8.2.5. Монтаж і ремонт теплових мереж

Підготовка до виконання робіт включає наступні дії:

- своєчасне отримання від генерального підрядника проектно-кошторисної документації;
- від замовника – паспорт, сертифікати, заводські інструкції на обладнання та комплектуючі вироби;
- розробку монтажних проектів та розміщення замовника на заготовчих підприємствах;
- розробка проекту виконання робіт;
- приймання обладнання в монтаж;
- доставку на об'єкт вантажопідйомних машин та вантажозахватних приспособ.

До початку монтажу трубопроводів, окрім підготовчих робіт необхідно підготувати майданчик для збирання трубопроводів, завезти вантажозахватні

та монтажна оснастка, інструмент та інвентар, перевірити установку опорних конструкцій та закладних частин для кріплення трубопроводів.

При прийомці на об'єкт секцій труб, арматури, компенсаторів, опор необхідно перевірити їх відповідність вимогам проекту та комплектність поставки. Комплекти, які поступили на місце робіт приймає монтажна організація.

Монтаж трубопроводів ведеться таким чином, щоб зварювальні стики були розташовані від опор на відстані не менше 50 мм. Перед встановленням компенсаторів в проектне положення їх передчасно розтягують спеціальними приладами, які знімають після закінчення закріплення трубопроводів на нерухомих опорах. Перед встановленням арматури необхідно ретельно оглянути внутрішню полость, перевірити, легко чи ні рухаються запірні улаштування.

До монтажно - збиральних робіт на будівельному майданчику належать наступні технологічні операції:

- підготовка кінців труб, їх стиковка та прихватка;
- приварка до труб рухомих та нерухомих опор;
- монтаж приєднань для продувки, промивки та випробування трубопроводів;
- випробування трубопроводів на щільність та герметичність.

Очистка та підготовка країв проводиться безпосередньо перед електрозварюванням. Для очищення кінців труб від бруду, використовують зубило та молотки. Після цього електрошліфувальними машинами, терпугом зачищають край на довжину не менше 10мм з зовні та в середині. Центрування стиків та підтримання труб при при хватці стику здійснбється за допомогою крану – трубопроукладчика та центра торців.

Для зварювання застосовуються зварювальні апарати постійного струму. Ручна дугова зварка стиків труб з товщиною стінки до 8 мм проводиться в один шар, а товще - в два шари. Кожному зварювальник присвоюється номер або шифр (клеймо), яке він наплавляє на трубопроводі на 30-40мм від

виконаного ним шву. На кожного зварювальника заведений формуляр, в якому відмічають результати випробування швів. Якість зварювання визначають зовнішнім оглядом, ультразвуковою дефектоскопією або просвічуванням. Визначаються дефекти швів, виконаних електродуговим або газовим зварюванням, причини та способи їх ліквідації.

При виготовленні і монтажі трубопроводів повинні застосовуватися стикові зварювальні з`єднання. Розташування зварних швів на гнутих ділянках труб не припустиме. Вварка штуцерів , дренажних труб, бобишек та інших деталей в зварювальні шви трубопроводів неприпустимі. Зварка нержавіючої сталі виконується тільки постійним струмом.

8.2.6. Підготовка до виконання монтажних робіт

До початку виконання робіт по монтажу обладнання і трубопроводів повинні бути проведені наступні основні підготовчі роботи:

- затверджена та передана монтажній організації в зазначений термін проектно-кошторисна документація;
- затверджений і переданий монтажній організації в зазначений термін проект виконання робіт;
- улаштовані постійні та тимчасові під'їдні шляхи, які забезпечують подачу обладнання та трубопроводів в монтажну зону та перевісних кранів та інших вантажопідйомних механізмів;
- підготовлені тимчасові інвентарні промислові та санітарно-побутові будівлі та споруди, які необхідні при виконанні монтажних робіт;
- прокладені магістральні та розвідні мережі та встановлені підключаючи пристрої для подачі електроенергії, води, пари та стиснутого повітря , кисню, необхідних для монтажу обладнання і трубопроводи;
- змонтоване електричне освітлення в зоні монтажу обладнання та трубопроводів;
- поставлене на будівництво обладнання та трубопроводи, конструкції, заготовки та матеріали у відповідності з графіком монтажних робіт;
- виконана в необхідному для початку монтажних робіт будівельна

частина споруд та фундаментів;

- виконано монтаж підйомно-транспортного обладнання, яке використовується для монтажу обладнання та трубопроводів;
- виконані передбачені нормами і правилами заходи по техніці безпеки, охорони праці, протипожежної безпеки та виробничої санітарії.

Рис.9.1 Календарний план організації будівельно-монтажних робіт котельні

	Перелік робіт	Об'єм робіт: одиниця виміру	Об'єм робіт: Кількість робіт	Основа для визначення норми часу	Норма часу: люд.год	Трудозатрати: люд.год	Трудозатрати: люд.дні	Склад ланки	Кількість робітників	Тривалість роботи	% виконання робіт
1	2 3 4	5	6	7	8	10	12	14	15	16	17
I	**Земляні роботи**										
	Планування та зрізка ґрунту бульдозером	1000м2	0,38	ЕНВР 2-1-35	0,41	0,0738	0,009225	машист 6р-1	1	0,5	2
II	**Будівельно-монтажні роботи**										
	Монтаж опор під апаратуру	шт	2	ЕНВР 4-1-1 т.2	0,8	1,6	0,2	Машинист 5р-1, Машинист крана 1, Монтажник 2р-2	4	1	178
	Монтаж дюкерів труб Д400 до	шт	2	ЕНВР Е15-39	19,5	37,0	4,6				
	Монтаж конденсатн для котельня в	шт	4	ЕНВР 6-37	1,8	7,2	0,9				
	Монтаж металоконструкцій	т	0,9	ЕНВР Е5-1-10	14,1	12,7	1,6				
							7,1				
II	**Монтаж обладнання**										
	Теплотехнічне обладнання										
	Котел термомасляний	шт	2	ЕНВР 9-1-23	10	20	2,5	машинист 2р-2, монтажники 5р-3, 4р-3	8	3	105
	Сепаратор для термомасла V =53м3	шт	1	ЕНВР 9-1-28	25	25	3,1				
	Розширювальний бак V = 3м3	шт	1	ЕНВР 9-1-29	7	7	0,9				
	Мережні конектор	шт	2	ЕНВР 30-21-1	0,63	1,26	0,2				
	Насос термомасляний	шт	4	ЕНВР 34-21-2	18,2	72,8	9,1				
	Фільтр тканий	шт	2	ЕНВР 30-60 - 1	21	42	5,3				
	Електрокалорифер	шт	2	24-13-4	8,65	17,3	2,2				
	Вентилятор дутьевий	шт	2	24-13-2	8,11	16,22	2,0				
							25,2				
	Електротехнічне обладнання										
	Прокладка кабельного провід	м	20	ЕНВР23-1-5	5,2	0,52	0,07	Электромонтажник 5р - 2	2	1	71
	Прокладка металорукава	м	60	ЕНВР23-1-12	11	4,4	0,55				
	Світильники	шт.	6	ЕНВР23-1-7	0,82	4,92	0,62				
	Монтаж шафи АВР	шт	1	ЕНВР23-1-8		1,5	1,5	0,19			
							1,4				
	Газопостачання внутрішнє										
	Регулятор тиску Ду80	шт	2	ЕНВР9-1-1	10,7	21,4	2,68	монтажники 5р-1,4р-3,	3	3	101
	Електромагнітний клапан Ду80	шт	2	ЕНВР9-1-21	1,4	2,8	0,35				
	Фільтр тканий	шт	2	ЕНВР9-1-22	1,95	3,9	0,49				
	Засувка газова	шт	2	ЕНВР9-1-23	2	4	0,50				
IV	Клапан обводу газу	шт	2	ЕНВР9-1-24	20	40	5,00				
	Сигналізатор	шт	2	ЕНВР9-1-25							
	Датчик СО	шт	2	ЕНВР9-1-26							
	Датчик СН	шт	2	ЕНВР9-1-27							
	Кран газовий Ду80	шт	2	ЕНВР9-1-22	0,3	0,6	0,08				
							9,09				
V	**Цільнозварні з'єднання**										
	Водогрійний котел	шт	1	ЕНВР54-27-1	5,6	5,6	0,7	Монтажники 6р-1, 5р-2	3	0,5	105
	Запірна установка з встроєним полумуфтою	шт	1	ЕНВР10-5-2	7	7	0,875				
							1,6				
VI	**Допоміжні роботи котельні**										
	Щит управління котлом	шт	1	ЕНВР23-7-8	2,8	2,8	0,4	Електромонтажники 5 р - 1,4р - 2	3	1	41
	Щит управління насосами	шт	1	ЕНВР23-7-10	2,8	2,8	0,4				
	Фени тягу	шт	1	ЕНВР32-32	1,5	1,5	0,2				
	Реле затрати умов АВР	шт	1	ЕНВР32-53	1,5	1,5	0,2				
	Прокладка провід	М	1	ЕНВР23-7-13	1,3	1,3	0,2				
							1,2				
VII	**Монтаж внутрішніх трубопроводів**										
	Труби сталеві							Монтажники 4р-2, 3р-2	4	1	101
	Ду6	м	10	ЕНВР 26-21-1	0,21	2,1	0,2625				
	Ду50	м	50	ЕНВР 26-21-1	0,51	25,5	3,1875				
	Ду50	м	15	ЕНВР 26-21-1	0,31	4,65	0,581250				
	Ду65	м	10	ЕНВР 26-21-1	0,27	2,7	0,3375				
	Ду32	м	5	ЕНВР 26-21-1	0,24	1,2	0,15				
							4,5				
2	**Випробування**										
	Випробування I	100м	1,2	ЕНВР9-1-8	5,3	0,36	0,8	бр-1, 4р-1	2	1	85
	Випробування II	100м	1,2	ЕНВР9-1-8	2,8	3,36	0,4	бр-1, 4р-1	2	1	82
	Остаточне випробування	100м	1,2	ЕНВР9-1-8	2,3	2,76	0,3				

Липень 2020

1	2	3	4	7	8	9	10	11	14	15	16	17	18

Тривалість роботи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

График потребы машин с механизмами

Тип машини	К-сть	Робочі дні													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Екскаватор ЕО-3111В вм.5м3	1														
Кран автомобільний КС-3575А	1														
Кран трубоукладчик	1														
Трансформатор для електрозварювання	1														
Бульдозер ДЗ-53	1														

Теплова мережа

Сумарний графік руху робочих

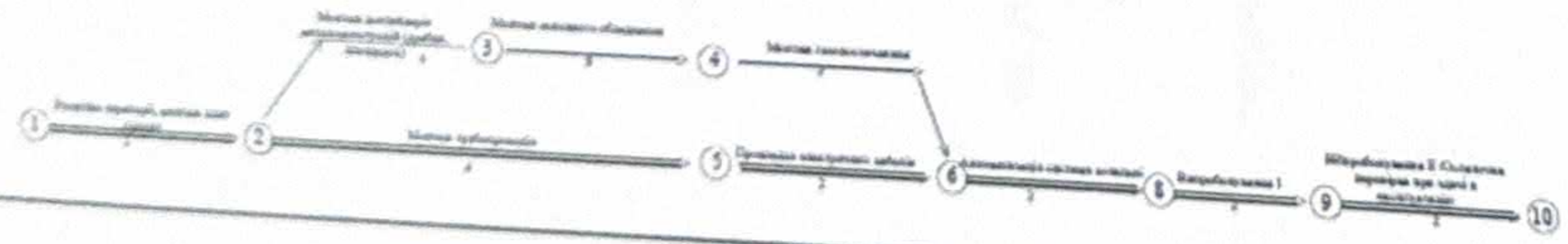
n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
14														
13														
12														
11														
10														
9														
8														
7														
6														
5														
4														
3														
2														
1														

Розрахунок термінів будівельно-монтажних робіт

Хід робіт	Тривалість виконання робіт	Ранні терміни: Рп	Ранні терміни: Рз	Пізні терміни: Пп	Пізні терміни: Пз	Резерви часу: R вільний	Резерви часу: r повний
1-2	0,5	0	0,5	2,5	3	2,5	2,5
2-3	1	0,5	1,5	1	2	0,5	0,5
3-4	3	1,5	4,5	-1	2	-2,5	-2,5
4-6	3	4,5	7,5	0	3	-4,5	-4,5
2-5	4	0,5	4,5	14	18	13,5	13,5
5-6	1	4,5	5,5	17	18	12,5	12,5
6-8	1	5,5	6,5	17	18	11,5	11,5
8-9	1	6,5	7,5	21	22	14,5	14,5
9-10	1	7,5	8,5	21	22	13,5	13,5

Ткр = 8,5

Сітковий графік будівельно-монтажних робіт котельні



Висновок

1. Існуючі на сьогодні системи нагрівання високотемпературної нафти та важких нафтопродуктів не відповідають досягнутому рівню промислової теплотехніки ні з точки зору енергоефективності ні за екологічними показниками.

2. Можливою альтернативою може виступати система з використанням високотемпературних органічних теплоносіїв (ВОТ). Така система має ряд переваг.

2.1. Будова системи може бути більш гнучкою в плані розташування джерел теплоти в нафтотерміналі від централізованого варіанту до повністю децентралізованого.

2.2. Має підвищену надійність в процесі експлуатації.

2.3. Має більш просту і точну систему регулювання.

2.4. Має підвищену енергоефективність через більш високий ККД теплогенеруючого обладнання і зменшенні витрати теплоти на власні потреби.

2.5. Дозволяє використовувати поновлювані джерела енергії у вигляді комбінованого джерела теплоти у складі високотемпературної геліосистеми та теплогенераторів на органічному паливі.

2.6. Має кращі екологічні показники в результаті зниження викидів в атмосферу продуктів згорання органічного палива та виключення забруднення водного басейну.