

**Міністерство освіти і науки України**  
**Одеський національний технологічний університет**

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології



**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

на тему Проект системи підігріву мазуту в резервуарах об'ємом 1000 м<sup>3</sup>  
для кліматичних умов Одеської області

Здобувача Дубінін О.О.

Керівник доц. Біленко Н.О.

Консультанти: проф. Басюркіна Н.І.

доц. Кологривов М.М.

**Кваліфікаційна робота допускається до захисту**

Рішення кафедри від 10 червня 2026 року протокол № 12

В.о. завідувача кафедри НТІТ Олександр ТІТЛОВ

Одеса - 2026 рік

# ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Зав. кафедри д.т.н., проф. Тітлов О.С.

«02» лютого 2026 року

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Дубінін Олександр Олександрович

1. Тема роботи Проект системи підігріву мазуту в резервуарах об'ємом 1000 м<sup>3</sup> для кліматичних умов Одеської області

Затверджена наказом ОНТУ від 30.01.2026 р. наказ № 51-03

2. Термін здачі здобувачем закінченої роботи 10.06.2026 р.

3. Вихідні дані роботи

Діаметр резервуара 12,33 м; висота резервуара 8,94 м; висота конусу покрівлі резервуара 0,77 м; максимальний рівень наливу 8,0 м; марка мазуту М-40; густина 930 кг/м<sup>3</sup>; коефіцієнт кінематичної в'язкості 35·10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup>/с за температури 20 °С та 3·10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup>/с за 50 °С; час розігрівання – не більше 72 години

4. Перелік питань, які потрібно розробити

Теоретична частина: розглянути склад, характеристики і використання мазуту; резервуари для зберігання мазутів. Проектна частина: розрахувати необхідну поверхню теплообміну; підібрати підігрівач мазуту; розташувати підігрівач на днищі резервуару. Технологічна частина – розглянути зливо-наливні операції з залізничних цистерн

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Аркуш 1. Резервуар – загальний вигляд

Аркуш 2. Секція підігрівача – складальне креслення

Аркуш 3. Розташування підігрівачів в резервуарі

Аркуш 4. Схема паропостачання системи підігріву

6. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання видав
Розділ охорони праці	доц. Кологривов М.М.		
Економічний розділ	проф. Басюркіна Н.І.		
Нормоконтроль	доц. Кологривов М.М.		

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник \_\_\_\_\_ Біленко Н.О.

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Дубінін О.О.

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літературних джерел, методик розрахунків, підготовка структури роботи	01.03-10.03.26	
2	Підготовка теоретичного розділу роботи	11.03-21.03.26	
3	Підготовка проєктного розділу роботи	22.03-22.04.26	
4	Підготовка розділу з охорони праці	23.04-30.04.26	
5	Підготовка економічного розділу	01.05-07.05.26	
6	Оформлення пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	08.05-11.05.26	
7	Підготовка графічної частини роботи	12.05-23.05.26	
8	Підготовка презентації та доповіді	24.05-31.05.26	
9	Відгук керівника, рецензування, підготовка до захисту кваліфікаційної роботи	01.06-08.06.26	

Здобувач-дипломник \_\_\_\_\_ Дубінін О.О.

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Біленко Н.О.

*Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.*

*Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.*

Здобувач-дипломник Дубінін Олександр Олександрович \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 87 сторінок друкованого тексту, 15 рисунків, 8 таблиць, 17 посилань на джерела.

У роботі розглянуто методи підігріву мазутів у вертикальних сталевих резервуарах. Проведено розрахунок поверхні теплообміну паропідігрівача з урахуванням втрат теплоти через стінки, днище та покрівлю резервуара у довкілля. На основі проведених теплових обчислень здійснено вибір теплообмінного обладнання та парового котла для забезпечення ефективного технологічного процесу. Також опрацьовано питання безпечної експлуатації зливо-наливних установок та розраховано техніко-економічні показники впровадження системи.

**Ключові слова:** резервуар, мазут, підігрів мазуту в резервуарах, секційний підігрівач

## ABSTRACT

Qualification work consists of 87 pages of printed text, 15 figures, 8 tables, 17 references.

This paper examines methods for heating fuel oil in vertical steel tanks. The heat exchange surface of the steam heater is calculated, taking into account heat losses through the tank walls, bottom, and roof to the environment. Based on the thermal calculations performed, the heat exchange equipment and steam boiler are selected to ensure an efficient technological process. Furthermore, the safe operation of loading and unloading facilities is addressed, and the technical and economic indicators for the system implementation are calculated.

**Keywords:** tank, fuel oil, fuel oil heating in tanks, sectional heater

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ .....	8
1.1 Склад і характеристики мазуту .....	8
1.2 Напрямки використання мазуту .....	8
1.3 Теплофізичні властивості мазуту .....	10
1.4 Резервуари для зберігання мазутів .....	17
1.5 Конструкції вертикальних сталевих резервуарів .....	17
1.3.1 Обладнання для забезпечення надійної роботи резервуарів і зниження втрат нафти .....	19
1.3.2 Обладнання для обслуговування і ремонту резервуарів .....	21
1.3.3 Протипожежне обладнання .....	22
1.3.4 Прилади контролю і сигналізації .....	23
1.6 Методи підігріву мазуту .....	24
1.6.1 Підігрів гострою парою .....	25
1.6.2 Циркуляційний підігрів .....	26
1.6.3 Підігрів підігрівачами закритого типу .....	27
1.7 Опис технологічної схеми підігріву мазуту .....	31
1.8 Вихідні дані для проєктного розрахунку .....	35
2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ .....	37
2.1 Загальна характеристика процесу підігріву нафтопродуктів .....	37
2.2 Розрахунок поверхні теплообміну паропідігрівача в резервуарах типу РВС з високов'язкими нафтопродуктами .....	37
2.2.1 Визначення коефіцієнту теплопередачі від нафтопродукту через стінку резервуару у довкілля .....	39
2.2.2 Визначення коефіцієнту теплопередачі від мазуту через днище резервуару до ґрунту .....	46

2.2.3	Визначення коефіцієнту теплопередачі від мазуту через газований простір та покрівлю резервуара у довкілля .....	49
2.3	Вибір теплообмінника .....	55
2.4	Підбір парового котла .....	60
3	ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	63
3.1	Зливо-наливні операції.....	63
3.2	Призначення, будова та принцип роботи установок нижнього зливу .....	69
3.3	Експлуатація установок нижнього зливу .....	73
4	РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ .....	76
4.1	Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів.....	76
4.2	Заходи щодо забезпечення пожежної та вибухової безпеки.....	77
4.3	Технічні рішення з безпечної експлуатації підігрівальних пристроїв .....	78
4.4	Електробезпека та захист від статичної електрики.....	78
4.5	Організаційні заходи та індивідуальний захист персоналу .....	79
5	ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	80
5.1	Розрахунок капітальних витрат.....	80
5.2	Розрахунок прямих експлуатаційних витрат.....	80
5.3	Розрахунок питомої собівартості підігріву .....	82
5.4	Висновки економічного розрахунку.....	82
	ВИСНОВКИ.....	83
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	85

## ВСТУП

Мазут є одним із найбільш затребуваних продуктів нафтопереробної промисловості, який знаходить широке застосування в енергетиці, промисловості та на транспорті. Його використання як палива для великих енергетичних установок обумовлене високою теплотворною здатністю. Проте, складні фізико-хімічні властивості мазуту, зокрема висока в'язкість та схильність до застигання при знижених температурах, створюють суттєві перешкоди під час його зберігання та перекачування. За умов зниження температури мазут втрачає текучість, що унеможлиблює його транспортування без попередньої термічної підготовки.

Проблема безперебійного забезпечення споживачів цим видом палива безпосередньо залежить від надійності функціонування резервуарних парків. Вертикальні сталеві резервуари (РВС), які використовуються для накопичення мазуту, потребують обладнання ефективними системами підігріву для підтримки продукту в робочому стані. Проектування таких систем є необхідним заходом для мінімізації енерговитрат та забезпечення стабільності технологічних процесів зливання та відвантаження продукту.

**Актуальність роботи** зумовлена специфічними реологічними властивостями мазуту, які суттєво змінюються під впливом температур, що обмежує можливість його транспортування та відвантаження. В умовах мінливого клімату підтримка заданого теплового стану в резервуарі є необхідним технічним заходом для збереження продукту в робочому стані та уникнення порушень операційності нафтобази.

**Метою роботи** є проектування ефективної системи підігріву мазуту для вертикального сталевого резервуара РВС-1000, що забезпечить надійну експлуатацію обладнання та раціональне використання енергоресурсів.

### **Завдання роботи:**

1. Аналіз фізико-хімічних та теплофізичних властивостей мазуту, що впливають на процеси його зберігання та транспортування.
2. Розрахунок теплових втрат через огорожувальні конструкції резервуара РВС-1000.
3. Визначення необхідної теплопродуктивності системи підігріву для підтримки мазуту в текучому стані.
4. Вибір паропідігрівальних елементів (ПЕ), визначення їх кількості та схеми розташування на днищі резервуара для забезпечення рівномірного прогріву продукту.
5. Підбір парового котла для забезпечення системи необхідною кількістю теплоносія.
6. Оцінка техніко-економічних показників проєкту, включаючи капітальні та експлуатаційні витрати, а також визначення собівартості циклу підігріву.

Розв'язання цієї проблеми дозволяє забезпечити надійну роботу обладнання для зливання та відвантаження палива у будь-яких погодних умовах. Результати цієї роботи можуть бути використані для стабільної експлуатації резервуарних парків та уникнення затримок у технологічному процесі.

# 1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Склад і характеристики мазуту

Мазут - це один із продуктів переробки нафти. Внаслідок дистиляції сирової нафти з неї виділяються та відводяться бензинові, гасові та газойлеві (дизельне паливо і різні мастильні матеріали) фракції. Найважчою та неочищеною від домішок фракцією переробки сирової нафти є рідкий мазут. Важчим за мазути в ланцюгу фракцій, що відганяються, є тільки гудрон.

Хімічно мазути містять у собі:

- вуглець, водень, азот, сірку в різному відсотковому співвідношенні;
- високомолекулярні компоненти, як асфальтени, карбоїди, карбени;
- домішки металів, таких як залізо, марганець, нікель, кальцій, натрій.

Властивості та склад конкретного мазуту залежать від нафтового родовища, з якого надходить сировина, режиму переробки та компаундування (технологічного змішування нафти різної якості).

Наразі промисловістю освоєно виробництво двох видів мазутів: паливного (топкового) та флотського. Як зрозуміло з назви, перші використовуються як пічне, котельне паливо, другі як пальне для суднових енергетичних установок.

## 1.2 Напрямки використання мазуту

Мазут як висококалорійне рідке органічне паливо знаходить своє застосування у різних сферах промисловості, енергетики та транспорту. Як було зазначено вище, залежно від галузі використання, специфіки технологічних процесів та вимог до якості, мазути поділяються на дві основні категорії: флотський та топковий мазути.

Найбільші обсяги споживання цього енергоносія припадають на стаціонарні паротурбінні установки теплових електричних станцій (ТЕС) та великі промислові котельні. На цих об'єктах топковий мазут використовується

як основне, резервне або розпалювальне паливо для парових і водогрійних котлів великої потужності. Вибір мазуту для потреб енергетики обґрунтовується його високою нижчою теплотою згорання, що дозволяє забезпечувати високу теплову потужність енергетичного обладнання.

Флотські мазути, які використовуються у суднових парових та дизельних енергетичних установках, мають дещо інші вимоги до якості. Вони характеризуються меншою в'язкістю, нижчим вмістом сірки, золи та механічних домішок, що знижує зношування двигунів.

У межах нафтопереробних підприємств та перевалочних нафтобаз мазут розглядається як товарний продукт або сировина для подальшої переробки. Після атмосферної перегонки нафти залишковий мазут може відправлятися на установки вакуумної дистиляції для отримання масляних фракцій та гудрону. Проте значна частина цього продукту відвантажується споживачам у вигляді пічного палива або флотських мазутів. Транспортування мазуту від виробника до кінцевого споживача або експортного терміналу вимагає розвиненої логістичної інфраструктури. Основні обсяги нафтопродуктів переміщуються за допомогою залізничних вагонів-цистерн, трубопровідного транспорту та наливних морських і річкових суден. Кожен етап логістичного ланцюжка передбачає зливання продукту в проміжні ємності резервуарних парків, його накопичення, зберігання та подальше відкачування. Головна проблема зберігання полягає в тому, що за умов звичайної або пониженої температури навколишнього середовища мазут перетворюється на високов'язку масу, яка не піддається транспортуванню самопливом і яку неможливо відкачувати насосними агрегатами. Для забезпечення безперебійного відвантаження продукту в транспортні засоби або перекачування його по трубопроводах, мазут необхідно підтримувати в текучому стані, що робить системи підігріву невід'ємною частиною будь-якого мазутного господарства.

### 1.3 Теплофізичні властивості мазуту

Властивості мазутів визначаються їх хімічним складом, а також наявністю води, механічних домішок. Складність фізико-хімічної структури зумовлює специфічні теплофізичні властивості цього продукту, які обов'язково повинні враховуватися під час проектування та експлуатації систем зберігання і підігріву на нафтобазах.

Найбільш значущою реологічною характеристикою мазуту, що визначає можливість його вільного відкачування з резервуарів та транспортування по трубопроводах, є в'язкість.

В'язкість мазутів визначається складом нафти, з якої вони отримані, характером технологічного процесу і глибиною відбору масляних і більш легких фракцій. Як правило, вона росте зі збільшенням вмісту смол і зменшенням виходу мазуту з нафти.

В'язкість мазутів має виражену експоненціальну залежність від температури. Зі збільшенням в'язкості температурний коефіцієнт в'язкості мазутів зростає; зі зниженням температури відмінність в рухливості мазутів окремих марок збільшується.

Зниження температури призводить до стрімкого загустіння мазуту або навіть до втрати текучості, що унеможливорює роботу відцентрових насосів. Для порівняння, температура застигання мазуту марки М-40 становить 25°C, тоді як для більш важкої марки М-100 цей показник сягає 42°C.

Мазут марки М-100 характеризується значно вищими показниками в'язкості та вищою температурою застигання порівняно з маркою М-40, і відповідно, для забезпечення необхідної текучості під час перекачування насосними агрегатами, марка М-100 вимагає значно більших енерговитрат на термічну підготовку.

В'язкість мазутів змінюється також залежно від ступеня їх обводнення. Обводнення мазутів до 2 - 3% практично не впливає на в'язкість. В'язкість

прийнята в якості основного показника для їх маркування і вимірюється віскозиметром умовним, а величина в'язкості оцінюється градусами ВУ.

В інженерній практиці використовуються емпіричні формули для визначення в'язкості нафтопродуктів в залежності від температури, наприклад, формули Рейнольдса-Філонова, Панченкова, Вальтера, Фогеля-Фульчера-Таммана, Фролова.

Формула Рейнольдса-Філонова

$$\nu_t = \nu_1 \exp[-u(t - t_1)], \quad (1.1)$$

де  $u$  - коефіцієнт крутизни віскограми,

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2}, \quad (1.2)$$

де  $\nu_1, \nu_2$  - кінематична в'язкість за температур  $t_1$  і  $t_2$  відповідно.

Формула Панченкова

$$\nu_T = C \exp\left(\frac{B}{T}\right), \quad (1.3)$$

де  $T$  - абсолютна температура, К;

$B, C$  - коефіцієнти, визначаються за двома відомими значеннями в'язкості  $\nu_1$  і  $\nu_2$  при температурах  $T_1$  і  $T_2$

$$B = \frac{T_2 T_1}{T_2 - T_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2}, \quad (1.4)$$

$$C = \nu_1 \exp\left(-\frac{B}{T_1}\right). \quad (1.5)$$

### Формула Вальтера

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a + b \lg T, \quad (1.6)$$

де  $b, a$  – коефіцієнти:

$$b = \frac{\lg \lg(\nu_1 + 0,8) - \lg \lg(\nu_2 + 0,8)}{\lg T_1 - \lg T_2}, \quad (1.7)$$

$$a = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1. \quad (1.8)$$

### Формула Фогеля-Фульчера-Таммана

$$\nu_t = \nu_\infty \exp\left(\frac{b_1}{t-\theta}\right), \quad (1.9)$$

де  $\nu_\infty, b_1, \theta$  - коефіцієнти, визначаються за трьома відомими значеннями в'язкості  $\nu_1, \nu_2, \nu_3$  при температурах  $t_1, t_2, t_3$

$$m = \frac{t_3 - t_2}{t_2 - t_1} \cdot \frac{\lg \frac{\nu_1}{\nu_2}}{\lg \frac{\nu_2}{\nu_3}}, \quad (1.10)$$

$$\theta = \frac{mt_1 - t_3}{m-1}, \quad (1.11)$$

$$b_1 = \frac{(t_1 - \theta)(t_2 - \theta)}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2} = \frac{(t_1 - \theta)(t_3 - \theta)}{t_3 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_3}, \quad (1.12)$$

$$\nu_\infty = \nu_1 \exp\left(-\frac{b_1}{t_1 - \theta}\right) = \nu_2 \exp\left(-\frac{b_1}{t_2 - \theta}\right). \quad (1.13)$$

### Формула Фролова

$$v_t = A \exp\left(-\frac{u_1 t}{1+b_2 t}\right), \quad (1.14)$$

де  $A, u_1, b_2$ - коефіцієнти:

$$b_2 = \frac{(t_3-t_2) \ln v_1 + (t_1-t_3) \ln v_2 + (t_2-t_1) \ln v_3}{t_1(t_2-t_3) \ln v_1 + t_2(t_3-t_1) \ln v_2 + t_3(t_1-t_2) \ln v_3}, \quad (1.15)$$

$$u_1 = (1 + b_2 t)_1 (1 + b_2 t_2) \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{t_2 - t_1} = (1 + b_2 t_1) (1 + b_2 t_3) \frac{\ln \frac{v_1}{v_3}}{t_3 - t_1}, \quad (1.16)$$

$$A = v_1 \exp\left(-\frac{u_1 t_1}{1+b_2 t_1}\right) = v_2 \exp\left(-\frac{u_1 t_2}{1+b_2 t_2}\right). \quad (1.17)$$

Густина є однією з головних характеристик, що визначає масові показники продукту у заданому об'ємі. Під час проектування систем зберігання та перекачування важливо звернути увагу на те, що об'єм та густина рідини змінюються внаслідок термічного впливу. Для виконання інженерних розрахунків застосовується температурна поправка  $\zeta_t$ , що враховує зміну густини при зміні температури мазуту

$$\zeta_t = 1,825 - 0,001315 \rho_{20}, \quad (1.18)$$

де  $\rho_{20}$ - густина нафтопродукту (мазуту) за температури 20 °С, кг/м<sup>3</sup>.

Густина в залежності від температури визначається наступним чином

$$\rho_t = \rho_{20} - \zeta_t (t - 20), \quad (1.19)$$

де  $t$  – поточна температура рідини, °С.

Мазути мають значення густини в середньому від 965 до 1015 кг/м<sup>3</sup>.

Теплові властивості нафти і продуктів її переробки займають важливе місце як для їх переробки, так і в застосуванні в якості товарних продуктів.

Теплоємність - це кількість теплоти, що витрачається на нагрів одиниці маси або моля речовини на один градус

$$C = \frac{q}{m \cdot \Delta t}, \quad (1.20)$$

де  $q$  – кількість теплоти, кДж;

$\Delta t$  – температурний градієнт, °С;

$m$  – кількість речовини, кг (моль).

При теплових розрахунках для визначення теплоємності в залежності від температури використовують формулу Кrego, що справедлива в діапазоні температур від 273 до 673 К

$$c_m = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39 T). \quad (1.21)$$

Теплоємність мазуту в діапазоні температур 20-100 °С складає 1,85 – 2,0 кДж/(кг·К).

Теплопровідність є фізичною величиною, що характеризує інтенсивність теплообміну в речовині, і дорівнює відношенню густини теплового потоку до градієнта температури, іншими словами це здатність речовини переносити теплову енергію, а також кількісна оцінка цієї здатності

Для визначення коефіцієнта теплопровідності нафти і нафтопродуктів у діапазоні температур від 273 до 473 К використовують формулу Кrego-Сміта

$$\lambda = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 T). \quad (1.22)$$

Коефіцієнт теплопровідності мазуту змінюється в межах 0,12 - 0,16 Вт/(м·К).

Властивості мазуту характеризуються температурою застигання, температурою спалаху і температурою самозаймання

За температуру застигання приймають температуру нафтопродукту, при якій його в'язкість збільшується настільки, що при нахилі під кутом 45° пробірки, наповненою випробуваним паливом, його рівень не переходить в горизонтальне положення протягом 1 хвилини. Тобто, температурою застигання є мінімальна температура, при якій рідина втрачає текучість і її перекачування (злив) стає неможливим. Для мазуту температура застигання становить 5 ... 25 °С і залежить від його марки. Високою температурою застигання (25 ... 42 °С) характеризуються високосірчисті мазути з високим вмістом парафінів. Температура застигання безпосередньо впливає на вибір технологічних рішень при виборі схеми транспортування мазуту і його зберігання.

Температури спалаху і займання - показники, що характеризують пожежонебезпеку рідкого палива.

За температуру спалаху (або нижню межу вибуховості) приймають температуру палива, при досягненні якої з нього виділяється стільки парів, що суміш їх з повітрям спалахує (вибухає) при піднесенні до неї полум'я. Після спалаху горіння відразу ж припиняється. Температуру, починаючи з якої горіння парів після піднесення полум'я триває не менше 5 с, називають температурою займання (або верхньою межею температури спалаху).

Чим нижче температура спалаху, тим більше пожежонебезпека палива. Значення температури спалаху палива залежать від кількості і молекулярного складу найбільш легких фракцій, що містяться в ньому. Ці фракції випаровуються в першу чергу при нагріванні палива, і саме їх пари створюють вибухонебезпечні концентрації в повітрі. Мазут, який спалюється на електростанціях, має температуру спалаху 90 ... 140 °С; у мазутів з високим вмістом парафінів вона може знизитися до 60 °С; у сирій нафти вона становить

20 ... 40 °С. Температура займання для більшості видів рідкого палива перевищує температуру спалаху на 60 ... 70 °С.

Щоб уникнути пожежі температура підігріву мазуту в відкритих системах повинна бути нижче температури спалаху і не вище 95 °С, щоб уникнути закипання води, що міститься в паливі.

Існує також поняття температури самозаймання, при якій горіння парів рідкого палива починається спонтанно, без піднесення полум'я. Для мазутів вона знаходиться в межах 500 ... 600 °С і знижується в присутності каталізаторів, а також при збагаченні повітря киснем.

Таблиця 1.1 – Властивості мазуту

Показник	Значення показнику для мазутів різних марок						
	Флотські		Топкові				
	Ф5	Ф12	Малосірчисті		Середнє- і високосірчисті		
			М40	М100	М40	М100	М200
В'язкість, °ВУ: при t = 50°С при t = 80°С	5 -	12 -	- 6	- 10	- 8	- 15,5	- 24
Густина при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	-	-	970	990	1005	945	960
Температура спалаху, °С, не нижче	80	90	90	110	90	110	140
Температура застигання, °С, не нижче	-5	-8	10	25	10	25	26

При невисокій температурі (10 ... 25 °С) в'язкий мазут має властивість налипати на стінки ємностей, труб, обладнання та міцно утримуватися на них тим більшим шаром, чим нижче температура. При цьому утворюються смолисті і коксоподібні відкладення, що важко піддаються видаленню. Це явище називається нестабільністю палива і визначається його реологічною властивістю - здатністю перебудови структури вуглеводневих молекул в залежності від температури. При нагріванні мазуту до 70 °С і вище він не налипає на стінки.

## **1.4 Резервуари для зберігання мазутів**

Для зберігання мазутів використовують металеві резервуари, горизонтальні або вертикальні, підземного або надземного типу [2, 5, 7, 10, 11, 12, 16]. Металеві резервуари виготовляються переважно із сталі.

За схемою установки резервуари поділяються на:

- наземні, у яких днище розташоване на рівні, або вище за нижчу відмітку прилеглого майданчика;

- підземні, коли найвищий рівень рідини в резервуарі є нижчим, за найнижчу відмітку прилеглого майданчика, не менше ніж на 0,2 м.

Резервуари споруджують різних об'ємів – від 10 м<sup>3</sup> до 120000 м<sup>3</sup>.

## **1.5 Конструкції вертикальних сталевих резервуарів**

Резервуари вертикальні сталеві призначені для стаціонарного зберігання нафти, нафтопродуктів і рідин густиною до 1 т/м<sup>3</sup> включно. Залежно від призначення до резервуарів ставляться спеціальні вимоги, наведені у відповідних нормативних документах. Резервуари у плані мають переважно круглу (циліндричні резервуари). Резервуари складнішої форми (сферичні, краплевидні та ін.) трудомісткі у виготовленні, обслуговуванні, ремонті і тому великого поширення не набули. Резервуари встановлюються групами, які називаються резервуарними парками [1, 7, 10, 11, 16].

Вертикальні циліндричні резервуари поділяються на резервуари зі стаціонарною покрівлею (РВС), зі стаціонарною покрівлею з понтоном (РВСП), з плаваючою покрівлею (РВСПП) (рис. 1.1). Для зберігання мазутів рекомендуються звичайні РВС.

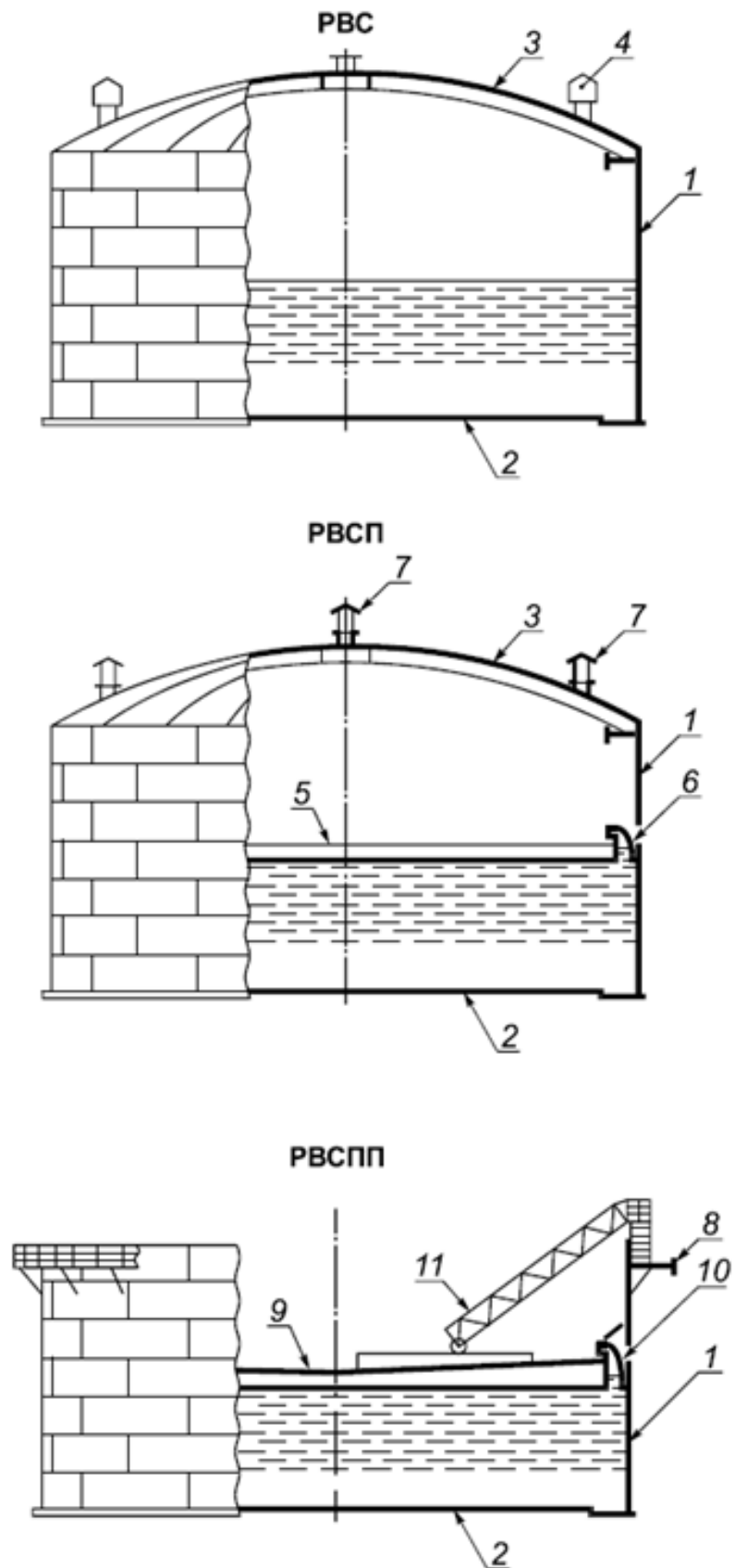


Рисунок 1.1 – Типи вертикальних сталевих резервуарів

### **1.3 Основне обладнання резервуарів типу РВС**

На резервуарах встановлюється (рис. 1.2):

- обладнання, що забезпечує надійну роботу резервуарів і зниження втрат нафти;
- обладнання для обслуговування і ремонту резервуарів;
- протипожежне обладнання;
- прилади контролю та сигналізації.

#### **1.3.1 Обладнання для забезпечення надійної роботи резервуарів і зниження втрат нафти**

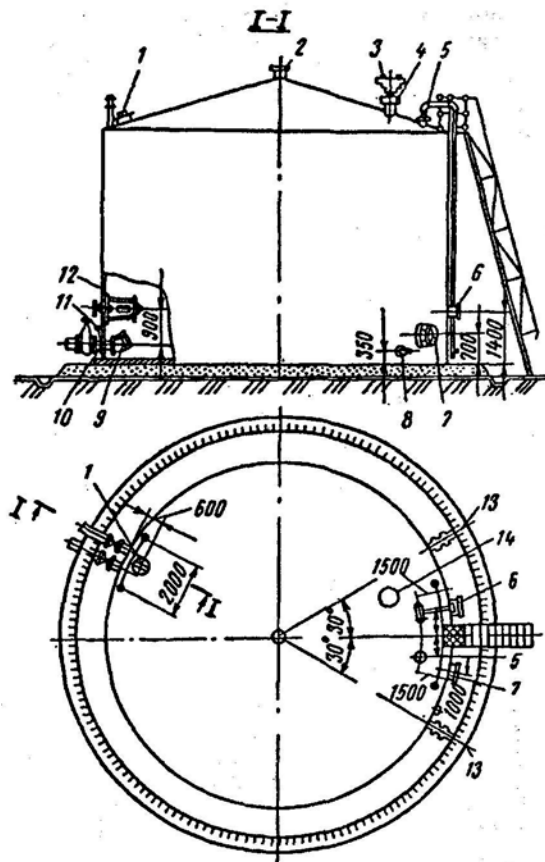
До вказаної групи обладнання належать:

- дихальна арматура;
- приймально-роздавальні патрубки;
- засоби захисту від внутрішньої корозії;
- обладнання для підігріву нафтопродуктів.

Дихальна арматура резервуарів складається з дихальних та запобіжних клапанів. Її призначення полягає у стабілізації внутрішнього тиску. При заповненні резервуара або підвищенні температури в газовому просторі тиск зростає. Оскільки конструкція резервуарів розрахована на тиск, близький до атмосферного, надмірне його зростання створює загрозу цілісності металоконструкцій. Для запобігання цьому встановлюють клапани: дихальні відкриваються при досягненні надлишкового тиску 2000 Па, а запобіжні, межа спрацьовування яких на 5–10% вища, слугують додатковим захистом.

Також дихальна арматура запобігає деформації резервуарів при зниженні тиску, що виникає під час спорожнення або охолодження газового простору. При досягненні вакуумом гранично допустимих значень відкриваються дихальні клапани, через які в резервуар надходить атмосферне повітря. Якщо пропускної

здатності дихальних клапанів недостатньо і вакуум продовжує зростати, спрацьовують запобіжні клапани. куум продовжує збільшуватися, то відкриваються запобіжні клапани.



1 - люк світловий; 2 - вентпатрубок; 3 - клапан дихальний; 4 - запобіжник вогневий; 5 - люк вимірювальний; 6 - рівнемір; 7 - люк - лаз; 8 - кран сифонний; 9 - хлопуша; 10 - приймально-роздавальний патрубок; 11 – перепускний пристрій; 12 – механізм керування хлопадкою; 13 - крайнє положення прийомально - роздавальных патрубків по відношенню до осі сходів; 14 - запобіжний клапан

Рисунок 1.2 - Схема розташування обладнання на вертикальних резервуарах для нафтопродуктів

Дихальна арматура також є первинним засобом скорочення втрат нафтопродуктів від випаровування. По-перше, арматура перебуває у нормально закритому стані, що запобігає постійній вентиляції газового простору резервуара. По-друге, впуск атмосферного повітря або випуск пароповітряної

суміші відбувається не одразу при зміні тиску, а з певним запізненням, що зумовлене межами спрацьовування клапанів. Це дозволяє зменшити обсяг «дихання» резервуара та, відповідно, знизити втрати продукту.

Приймально-роздавальні патрубки призначені для прийому та відкачування нафтопродуктів. Їх кількість визначається продуктивністю технологічних операцій. На кінцях патрубків встановлюють хлопавки, які запобігають витіканню продукту з резервуара у разі пошкодження зовнішніх трубопроводів чи запірної арматури. Хлопавки на роздавальних патрубках обов'язково обладнуються системою дистанційного керування (трос із барабаном та штурвалом) для забезпечення можливості відкачування. Хлопавки на приймальних патрубках зазвичай відкриваються автоматично під тиском потоку нафтопродукту, що закачується.

У резервуарах через процес відстоювання постійно накопичується підтоварна вода, наявність якої пришвидшує корозію днища та нижніх поясів стінки. Для захисту від внутрішньої корозії застосовують періодичне видалення води через сифонний кран, а також монтують протектори на днище резервуара.

При зберіганні високов'язких нафтопродуктів резервуари оснащують засобами підігріву. Переважно використовують секційні підігрівачі, де як теплоносії застосовують насичену водяну пару або гарячу воду. Секції підігрівача монтують із необхідним ухилом за ходом руху теплоносія для забезпечення його ефективної циркуляції та відведення конденсату.

### **1.3.2 Обладнання для обслуговування і ремонту резервуарів**

Реалізація зазначених процесів забезпечується шляхом використання такого комплексу обладнання:

- люки-лази;
- люки замірні;
- люки світлові;

- сходи.

Люк-лаз розміщується в першому поясі стінки резервуара та призначений для доступу обслуговувального персоналу всередину ємності під час проведення оглядів або ремонтних робіт. Через нього також здійснюється монтаж внутрішнього обладнання (протекторів, елементів понтонів тощо) та видалення донних відкладень у процесі зачистки.

Замірний люк призначений для ручного вимірювання рівня нафтопродукту та підтоварної води, а також для відбору проб. Світловий люк забезпечує освітлення внутрішнього простору та його вентиляцію під час виконання дефектоскопії, ремонтних робіт або технічного обслуговування. Замірний та світлові люки монтуються безпосередньо на даху резервуара.

Для підйому персоналу на дах резервуара передбачені сходи, які залежно від конструктивного виконання поділяються на приставні, спіральні (що огинають стінку резервуара) та шахтні. Конструкція сходів повинна відповідати нормативним вимогам: ширина маршу — не менше 0,7 м, кут нахилу до горизонту — не більше 60°, наявність перильного огородження висотою не менше 1 м.

У зоні примикання сходів до покрівлі резервуара облаштовується замірний майданчик, поряд з яким розташовується замірний люк для зручності доступу до контрольно-вимірювального обладнання.

### **1.3.3 Протипожежне обладнання**

Резервуари належать до об'єктів підвищеної пожежної небезпеки, тому їх обов'язково оснащують спеціальним обладнанням: вогневими запобіжниками, а також засобами пожежогасіння та охолодження. У випадках, коли вогневий запобіжник не інтегрований у корпус дихального клапана, його монтують безпосередньо між клапаном і монтажним патрубком резервуара. Принцип дії вогневих запобіжників базується на здатності запобігати проникненню полум'я

всередину резервуара завдяки інтенсивному відведенню тепла через канали малого перетину. Конструктивно такий пристрій складається зі сталевого корпусу з фланцями, всередині якого розміщено касету, сформовану зі спіральних гофрованої та плоскої стрічок з алюмінієвої фольги, що утворюють мережу паралельних каналів.

Для гасіння пожеж нафтопродуктів застосовують піну, яка ізолює поверхню рідини від контакту з атмосферним киснем. Подача піни в резервуар здійснюється за допомогою пінозливних камер (для хімічної піни) або піногенераторів типу ГВПС (для повітряно-механічної піни), які встановлюються у верхньому поясі стінки резервуара. Сучасні інженерні рішення передбачають впровадження методу підшарової подачі піни безпосередньо в осередок горіння. Практичний досвід підтверджує, що цей метод забезпечує вищу ефективність гасіння порівняно з традиційною подачею піни на поверхню продукту.

#### **1.3.4 Прилади контролю і сигналізації**

Для сигналізації та контролю за роботою резервуарів застосовуються:

- місцеві та дистанційні вимірювачі рівня нафти;
- сигналізатори максимального оперативного і аварійного рівнів нафти;
- дистанційні вимірювачі середньої температури нафти в резервуарі;
- місцеві та дистанційні вимірювачі температури рідини в районі приймально-роздавальних патрубків (при оснащенні резервуарів засобами підігріву);
- знижений пробовідбірник та ін.

Для обліку нафтопродуктів та контролю їхньої якості застосовують вимірювачі рівня, температури та пробовідбірники. Визначення обсягу продукту в резервуарі здійснюється за допомогою калібрувальних таблиць (градувальних характеристик) на основі фактичного рівня зливу. Масу

продукту розраховують множенням обсягу на середню густину, яку визначають шляхом аналізу середніх проб із урахуванням середньої температури рідини по всій висоті стовпа.

Для дистанційного вимірювання рівня, температури та відбору проб використовують автоматизовані системи. Зокрема, вимірювально-обчислювальна система «Кор-Віл» забезпечує безперервний контроль рівня та середньої температури, видає сигнали при досягненні оперативних рівнів (граничних значень) та автоматично обчислює масу нафтопродукту. Принцип роботи системи базується на стеженні за положенням поплавця на поверхні рідини. Для вимірювання середньої температури застосовують набір термоперетворювачів опору, закріплених на несучій конструкції, що автоматично переміщується разом із поплавцем слідом за зміною рівня.

Для місцевого (візуального) контролю рівня наповнення резервуарів зі стаціонарним дахом застосовують покажчики рівня типу УДУ. Їхня дія ґрунтується на відстеженні вертикального переміщення поплавця, що перебуває на поверхні нафтопродукту.

Для відбору середніх проб нафтопродуктів із резервуарів використовують стаціонарні пристрої типу ПСР або конструкції на основі перфорованої труби, які забезпечують отримання репрезентативної проби по всій висоті шару рідини.

## **1.6 Методи підігріву мазуту**

На відміну від світлих нафтопродуктів (бензину, гасу), які зберігають рухливість у будь-яку пору року, операції з темними нафтопродуктами (мазутом, мастилами) та високов'язкими нафтами супроводжуються технічними труднощами. Це зумовлено їхньою здатністю до значного підвищення в'язкості та втрати плинності при зниженні температури, що робить їхнє транспортування без попереднього підігріву неможливим.

Термічна підготовка продукту необхідна на всіх етапах: при зберіганні, транспортуванні, а також під час виконання приймально-роздавальних операцій. Температуру підігріву мазуту визначають за умовою забезпечення його кінематичної в'язкості, яка не повинна перевищувати 600 мм<sup>2</sup>/с. При цьому встановлено граничне обмеження: температура нагрітого продукту має бути щонайменше на 25 °С нижчою за температуру спалаху його парів у закритому тиглі.

Для підігріву нафтопродуктів використовують різні теплоносії: водяну пару, гарячу воду, гарячі гази, продукти переробки нафти та електроенергію.

Водяна пара є найпоширенішим теплоносієм завдяки високому тепловмісту, ефективній тепловіддачі, зручності транспортування та пожежній безпеці. Найчастіше застосовують насичену пару з тиском 0,3–0,4 МПа, що дозволяє досягти температури мазуту 80–90 °С.

Гаряча вода використовується за умови наявності значних її обсягів, оскільки її тепловміст у 5–6 разів нижчий, ніж у насиченої пари.

Гарячі гази мають обмежене застосування через низьку теплоємність, малий коефіцієнт тепловіддачі та складність організації системи відведення. Їх використовують переважно для локального розігріву нафтопродуктів в автоцистернах та у трубчастих підігрівачах на нафтопереробних підприємствах.

Електроенергія є високоефективним, але пожежонебезпечним способом нагріву. Через ризик займання парів продукту розжареними елементами, електричні підігрівачі застосовують лише для мастил із високою температурою спалаху, переважно для розігріву перед зливанням із залізничних цистерн.

На нафтобазах методи підігріву в резервуарних парках постійно еволюціонували: від застарілих способів до сучасних технологічних рішень, які постійно вдосконалюються для підвищення ефективності експлуатації.

### **1.6.1 Підігрів гострою парою**

Підігрів «гострою» парою полягає у безпосередній подачі пари в об'єм нафтопродукту через систему перфорованих труб. Процес супроводжується конденсацією пари, під час якої виділяється прихована теплота пароутворення, що передається продукту. За показниками тепловіддачі цей метод є найбільш ефективним, оскільки теплота пари засвоюється продуктом практично повністю. До конструктивних переваг належать простота виконання та низька металомісткість обладнання.

Основним недоліком цього способу є значне обводнення нафтопродукту. Його неможливо застосовувати для нагріву мастил, де наявність вологи суворо заборонена, або дизельних палив, оскільки це призводить до нестабільної роботи дизельних двигунів. Через ці причини підігрів гострою парою використовують переважно для мазуту і, як правило, у комбінації з підігрівачами закритого типу.

У такій схемі частину резервуарів оснащують пристроями для подачі гострої пари, а інші - закритими підігрівачами. У першій групі резервуарів мазут прогрівається гострою парою лише до стану «зрушення» (відновлення рухливості), а в другій - до кінцевої температури, що відповідає вимогам технологічного процесу. Загальним недоліком застосування гострої пари є необхідність проведення додаткових операцій з видалення води з обводненого продукту після його розігріву.

### **1.6.2 Циркуляційний підігрів**

Циркуляційний підігрів базується на принципі зовнішнього нагріву: частина нафтопродукту відбирається з резервуара, підігрівається у зовнішніх теплообмінниках і повертається назад у ємність. Такий метод забезпечує інтенсивне перемішування продукту та рівномірний розподіл температур по всьому об'єму. Циркуляційний підігрів найдоцільніше застосовувати в умовах великих резервуарних парків, а також при розігріві нафтопродуктів у залізничних цистернах, де цей спосіб забезпечує високу швидкість підготовки продукту до викачування.

### 1.6.3 Підігрів підігрівачами закритого типу

Підігрів за допомогою трубчастих підігрівачів базується на передачі теплоти від пари до продукту через металеву стінку, що повністю виключає прямий контакт теплоносія з нафтопродуктом. Відпрацьований конденсат відводиться за межі резервуара, завдяки чому склад і якість продукту залишаються незмінними та відсутнє обводнення.

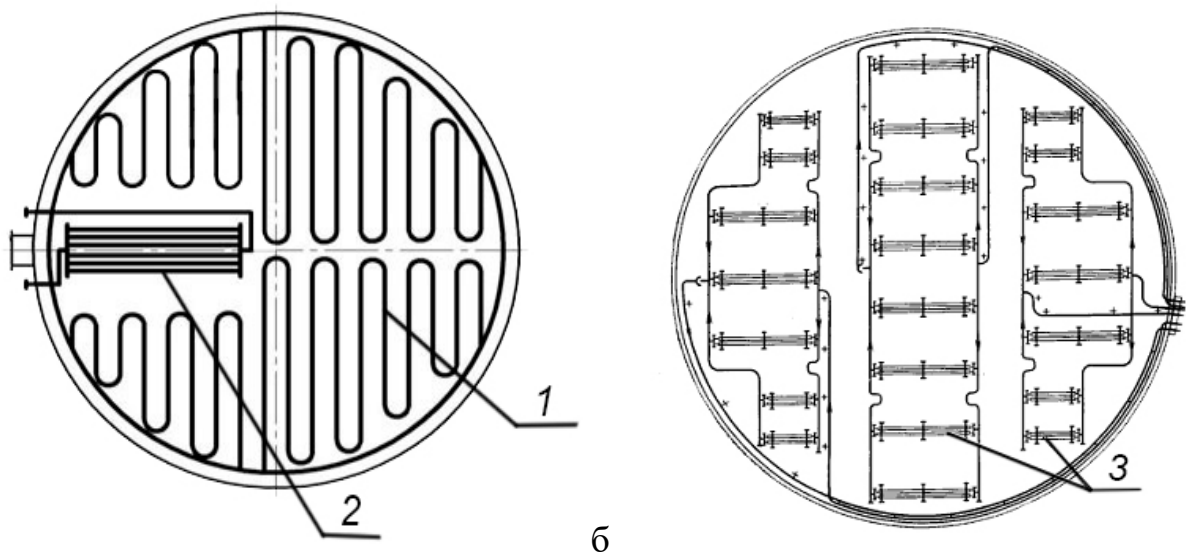
За конструктивним виконанням такі пристрої поділяють на змієвикові та секційні.

Змієвикові підігрівачі є безперервним трубопроводом діаметром Ду 50–65 мм, розміщеним на стелажах по днищу резервуара. Як правило, у резервуарі встановлюють три паралельні гілки: одну центральну та дві бічні.

Перевагами змієвикових підігрівачів є герметичність системи, що запобігає обводненню продукту в штатному режимі, висока інтенсивність тепловіддачі та простота конструкції. До основних недоліків належить висока інерційність, оскільки система тривалий час прогрівається по всій довжині, особливо при роботі з холодним продуктом. Також значним недоліком є складність обслуговування через нерозбірність конструкції: для проведення будь-яких ремонтних робіт, що потребують застосування зварювання, необхідно повністю спорожнити резервуар та виконати його зачистку від залишків нафтопродуктів.

Змієвикові підігрівачі виготовляють із суцільнотягнутих труб діаметром не більше 50 мм. Використання труб більшого діаметра спричиняє локальний перегрів нафтопродукту, що є технологічно неприпустимим. Зокрема, при нагріванні мастил це призводить до утворення коксових відкладень та втрати якості продукту, а при підігріві обводнених нафтопродуктів може спровокувати закипання води та викид продукту з резервуара. Крім того, при високих температурах на поверхні труб

утворюється нагар, який суттєво знижує коефіцієнт теплопередачі від теплоносія до нафтопродукту.



1 – змієвиковий підігрівач; 2 – місцевий секційний підігрівач;  
3 – секційний підігрівач

Рисунок 1.3 – Парові підігрівачі нафтопродуктів в резервуарах  
змієвиковий (а) та секційний (б)

При монтажі і конструюванні змієвикового підігрівача необхідно дотримуватися таких вимог:

1. Укладання змієвоника необхідно проводити на стелажах, виконаних з кутової сталі, конструкція яких повинна бути розбірною.
2. Центральну секцію необхідно укласти навколо підйомної труби для інтенсифікації підігріву при виході нафтопродукту.
3. Кількість секцій рекомендується приймати непарною.
4. Відстань від змієвоника до стінок резервуара повинна бути не менше 0,5 м.

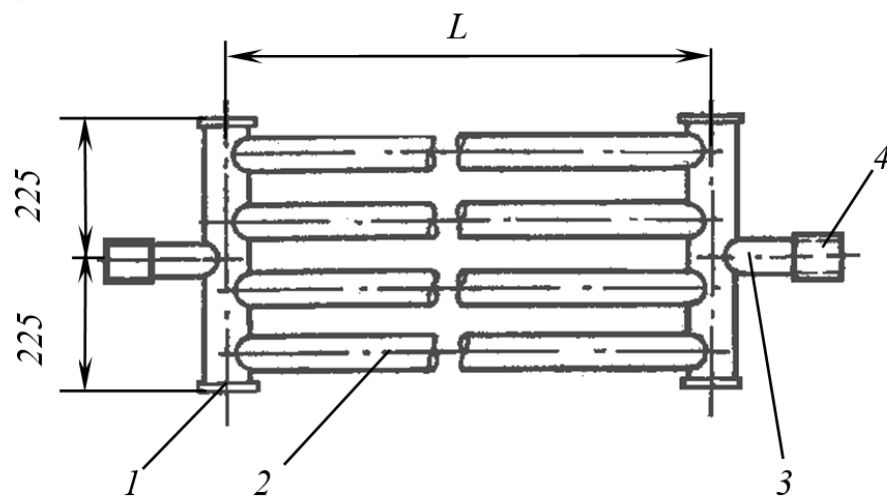
5. Для виходу конденсату і звільнення змійовика необхідно його укласти з ухилом від 0,01 до 0,02.
6. Кожна секція змійовика повинна мати самостійний вхід пари.
7. Кріплення труб змійовика на стелажах повинно бути вільним, за допомогою хомутів, для забезпечення переміщення змійовика при його подовженні під час нагрівання.

Секційний підігрівач являє собою розбірну конструкцію у вигляді декількох блоків, що збираються з окремих секцій (рис. 1.4). Секції є взаємозамінними та виготовляються з розмірами, що дозволяють їх вводити всередину резервуара через стандартні люки-лази діаметром 500 мм. Секції збираються між собою на фланцевих з'єднаннях. Кожен блок підігрівача має автономний вхід пари і вихід конденсату та може вільно відключатися при регулюванні процесу підігріву або у разі виходу з ладу. Для заміни пошкоджених секцій не потрібна повна зачистка резервуара, достатньо звільнити його від нафти чи нафтопродукту.

При монтажі підігрівачів секційного типу необхідно дотримуватися таких вимог:

1. Укладання секцій необхідно проводити на стелажах, виконаних із Т-подібних двоярусних опор із кутової сталі.
2. Конструкція опор повинна дозволити зручну збірку секцій та їх заміну в разі ремонту.
3. Між блоками підігрівачів повинен бути вільний прохід не менше 1 м.
4. Відстань від крайніх блоків до стінок резервуара повинна бути не менше 1 м.
5. Для виходу конденсату і звільнення секцій необхідно їх укласти з ухилом не менше 0,01.

6. Кожен блок повинен мати самостійне введення пари і вихід конденсату.
7. Вихід конденсатних труб від блоків повинен бути на висоті 0,2 м від днища резервуара з установкою поза резервуаром конденсатовідвідників.
8. Кріплення труб секцій на стелажах повинно бути вільним, за допомогою хомутів, для забезпечення переміщення секцій при їх подовженні під час нагрівання і охолодження.



1 – колектор; 2 – труба підігрівача; 3 – патрубок; 4 – муфта

Рисунок 1.4 – Секція підігрівача

Таблиця 1.2 – Розміри підігрівальних елементів типу ПЕ

Підігрівальний елемент	Довжина між осями колекторів L, м	Поверхня підігрівання, м <sup>2</sup>	Діаметр підігрівних труб, мм
ПЕ-1	2,0	1,70	60x3,75*
ПЕ-2	2,5	2,06	60x3,75
ПЕ-3	3,0	2,42	60x3,75
ПЕ-4	4,0	3,14	60x3,75
ПЕ-5	5,0	3,86	60x3,75
ПЕ-6	6,0	4,58	60x3,75

Стандартні секції зазвичай виготовляються з чотирьох труб діаметром 60 мм. Довжина секцій приймається відповідно до довідкової літератури і становить від 2,0 до 6,0 метрів. Розмір колектора секції повинен 450 мм, це дозволяє протягнути секцію в резервуар через люк-лаз. У цьому випадку вага секцій збільшується до 200 кг, але монтаж стає зручнішим, і в кілька разів зменшується число фланцевих з'єднань, тобто потенційних місць аварійного виходу підігрівача через порушення герметичності. Загальна поверхня підігрівачів резервуара РВС-1000 зазвичай становить від 30 до 40 м<sup>2</sup>, може бути розподілена на автономні блоки. Згідно з протипожежними нормами, паропідігрівачі можна включати в роботу за умови рівня нафти або нафтопродукту над поверхнею верхнього ярусу не менше 500 мм.

Секції парового підігрівача встановлюються на днище резервуара з ухилом в бік відведення конденсату.

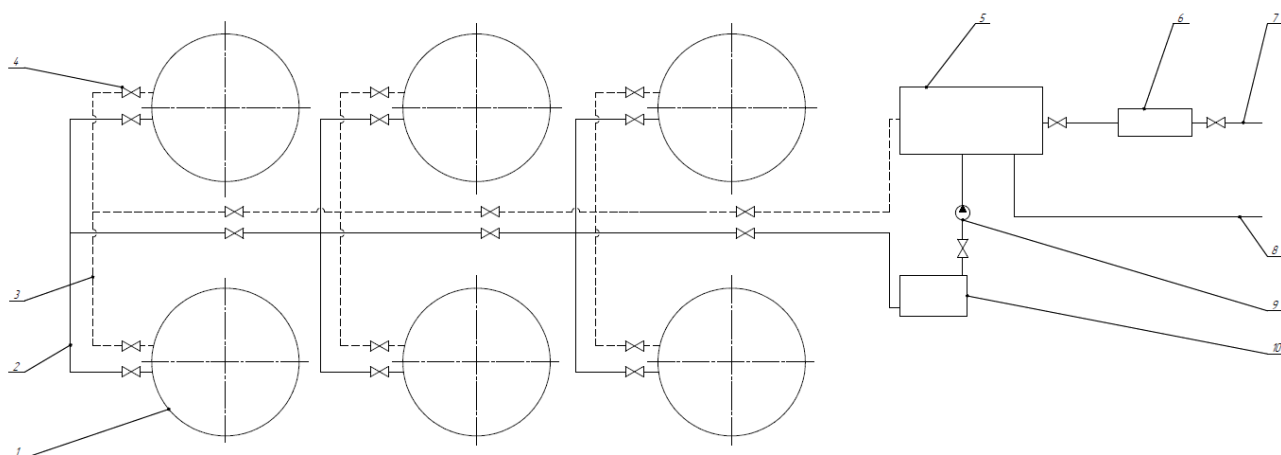
### **1.7 Опис технологічної схеми підігріву мазуту**

Процес перевантаження мазуту починається з розігріву залізничних цистерн. Після досягнення необхідної рухливості продукту здійснюється його зливання до резервуара. По мірі надходження нових партій продукту резервуар заповнюється, а для підтримання заданої температури мазут періодично перекачують через теплообмінник, де він підігрівається до 90 °С.

Розігрів мазуту на всіх етапах, від залізничної естакади до резервуарного парку, є найбільш енергомістким процесом роботи терміналу. Необхідність нагрівання до 90 °С часто призводить до розшарування компонентів палива на високов'язкі залишки та водні прошарки. Наявність води знижує якість мазуту та спричиняє імпульсні зміни навантаження на насосне обладнання.

На сучасних нафтобазах розвантаження зазвичай проводиться закритим способом із нижнім зливом. Аварійне розвантаження через верхній люк допускається лише у випадках пошкодження нижнього зливного пристрою.

Хоча розігрів «гострою» парою залишається поширеним способом, він має суттєві недоліки. У холодну пору року під час застосування цього методу вміст води в мазуті може сягати 10–15 %, а подальше зберігання призводить до додаткового обводнення продукту атмосферною вологою. Через це на сучасних об'єктах перевагу надають розігріву гарячим мазутом.



Позн.	Найменування
1	Резервуари
2	Конденсопровод
3	Паропровід
4	Запорна арматура
5	Котельна установка
6	Система хімводочищення
7	Водопровід
8	Газопровід
9	Конденсатний насос
10	Конденсатозбірник

Рисунок 1.5 – Технологічна схема підігріву мазуту

У технологічних лініях тиск у напірному трубопроводі регулюється шляхом зміни швидкості обертання вала насоса. Параметри роботи підтримуються автоматичним регулятором, що отримує сигнал від датчика тиску, встановленого на виході з насосного агрегату. Для скорочення часу простою цистерн та оптимізації енерговитрат процес зливання продукту розпочинають ще до повного прогріву всієї ємності.

Підігрів мазуту в резервуарах забезпечується насиченою парою, яку виробляють у котлах шляхом нагрівання хімічно очищеної води до 150 °С. Паливо для котлів - переважно газ або сам мазут. Отримана пара подається безпосередньо до внутрішніх підігрівачів резервуарів. На виході утворюється пароконденсатна суміш з температурою близько 90 °С. Конденсат збирається у спеціальні ємності (конденсатозбірники), охолоджується до 40 °С та повертається в котел, замикаючи технологічний цикл.

### **1.7 Режими зберігання мазуту в резервуарах РВС**

Температура підігріву мазуту не повинна перевищувати 90 °С і бути нижче температури спалаху не менше ніж на 10 °С. Для підігріву можуть використовуватися:

- підігрівачі з проміжними теплоносіями;
- печі підігріву (як правило, вогневі).

Застосовувані способи підігріву повинні виключати займання нафтопродукту або зниження якості його.

Резервуари для нафтопродуктів, які потребують підігріву, повинні бути обладнані стаціонарними або переносними підігрівниками, або пристроями для циркуляційного розігріву, розмиву та ін.

При підігріві парою тиск насиченої водяної пари не повинен перевищувати 0,4 МПа в стаціонарних паропідігрівачах і 0,3 МПа при пересувних, що відповідає температурам 143 °С і 133 °С. При вогневому підігріві слід використовувати проміжний теплоносій (наприклад: вогневої підігрівач - вода - нафтопродукт).

Для водяного підігріву рекомендується використовувати перегріту воду, при можливості отримання її у великих кількостях. Температура поверхні підігрівача повинна бути нижче температури самозаймання підігрівається нафтопродукту не менше, ніж на 25 °С.

Температура нафтопродукту при відстої повинна бути вище температури рекомендованої для перекачування на 20-25 °С. В основному рекомендується використовувати підігрівачі наступних типів: стаціонарні і переносні, загальні і місцеві; трубчасті, циркуляційного підігріву; парові, електричні та ін.

В'язкі нафтопродукти підігрівають в залізничних цистернах під час зливання та в резервуарах під час наливу до температури, при якій забезпечуються мінімальні витрати на підігрів і перекачування. Вибір вихідних даних для визначення оптимальної температури підігріву залежить від конкретних умов зливу-наливу, температури нафтопродукту і навколишнього середовища, а також від властивостей нафтопродукту та ін. Щоб уникнути гідравлічних ударів паропідігрівача перед пуском в них пара повинні бути звільнені відводи (конденсату). Пуск пара здійснюють шляхом поступового і плавного відкриття паропропускних вентилів. При пуску пара в змішувачі резервуарів всі трубки для випуску конденсату повинні бути відкриті.

У резервуарах здійснюється загальний, місцевий і комбінований електропідігрів нафтопродуктів. Вибір способу підігріву залежить від розрахункової температури навколишнього повітря, марки нафтопродукту, обсягу реалізації його в холодну пору року, типу і способу установки резервуара.

За розрахункову температуру навколишнього повітря приймають середню температуру найбільш холодної п'ятиденки.

Електропідігрів загальним способом застосовують в тому випадку, коли обсяг добової реалізації нафтопродукту дорівнює або більше 30% -ної місткості резервуара.

При цьому підігрівають весь об'єм нафтопродукту і підтримують задану температуру в процесі зберігання.

Місцевий спосіб електропідігріву характеризується тим, що нафтопродукт підігрівають в обмеженому обсязі, в спеціальній нагрівальній камері, влаштованій в резервуарі. Обсяг камери приймають рівним добовій або однозмінній реалізації нафтопродукту. В'язкі нафтопродукти при обсязі

реалізації не більше 1-2 т на добу досить підігрівати грілкою (трубкою вихідного потоку). Комбінований спосіб характеризується тим, що нафтопродукт спочатку підігрівають в основному резервуарі зберігання до температури, що забезпечує самопливний перетік в проміжний резервуар. Комбінований спосіб доцільно застосовувати при добовій реалізації даного нафтопродукту понад 3 т.

Температура застигання грає велику роль при зберіганні і транспортуванні нафтопродуктів, так як при наближенні до неї фактичної температури рідини її транспортування ускладнюється або стає неможливим.

### 1.8 Вихідні дані для проєктного розрахунку

- тип і номінальний об'єм резервуара – РВС-1000;
- діаметр резервуара  $D = 12,33$  м;
- висота резервуара  $H = 8,94$  м;
- висота конуса покрівлі резервуара  $h_{\text{пок}} = 0,77$  м;
- товщина теплоізоляції –  $\delta_{\text{із}} = 0,03$  м;
- теплопровідність ізоляції  $\lambda_{\text{із}} = 0,023$  Вт/(м·К);
- нафтопродукт (НП), що зберігається – мазут М-40;
- рівень НП в резервуарі  $h = 8,0$  м;
- розрахункова мінімальна температура повітря  $t_{\text{пов}} = -5$  °С;
- розрахункова температура ґрунту  $t_{\text{гр}} = 0$  °С;
- швидкість вітру  $w = 4,0$  м/с;
- густина НП за температури 20 °С  $\rho_{20} = 930$  кг/м<sup>3</sup>;
- в'язкість НП  $\nu_1 = 35 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с за температури  $t_1 = 20$  °С;
- в'язкість НП  $\nu_2 = 3 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с за температури  $t_2 = 50$  °С;
- зовнішня поверхня корпусу резервуара – нова алюмінієва фарба;
- температура НП перед розігрівом  $t_{\text{п}} = 25$  °С;
- температура НП перед відкачуванням  $t_{\text{к}} = 45$  °С;

- час розігрівання (не більше)  $\tau = 72$  години;
- ґрунт – супісок сухий;
- товщина металу днища  $\delta_d = 4$  мм;
- товщина металу покрівлі  $\delta_{\text{пок}} = 2,5$  мм;
- середня товщина листів корпусу  $\delta_{\text{ст}} = 5$  мм;
- коефіцієнт теплопровідності сталі  $\lambda_{\text{ст}} = 40$  Вт/(м·К);
- товщина шару відкладень на дні резервуара  $\delta_b = 0,4$  м;
- коефіцієнт теплопровідності відкладень  $\lambda_b = 0,2$  Вт/(м·К);
- теплоносій – насичена водяна пара;
- температура пари  $t_{\text{п1}} = 143$  °С;
- зовнішній діаметр труб паропідігрівача  $d = 60$  мм;
- вміст парафіну в НП  $m = 2$  % (по масі);
- прихована теплота кристалізації парафіну  $\chi = 230$  кДж/К;
- концентрація парів НП в газовому просторі резервуара  $C_1 = 0,023$ ;
- коефіцієнт теплопровідності парів  $\lambda_{\text{пар}} = 0,12$  Вт/(м·К).

## 2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Загальна характеристика процесу підігріву нафтопродуктів

Врахування всіх факторів, що впливають на температуру нафтопродукту в резервуарі, практично неможливо, тому її визначають з деякою імовірністю

$$t_k = t_0 + (t_n - t_0)e^{-\frac{kF\tau}{Gc_m}}, \quad (2.1)$$

де  $t_k$  – імовірна кінцева температура нафтопродукту;

$t_0$  – температура навколишнього середовища;

$t_n$  – температура, з якою нафтопродукт був прийнятий у ємкість (початкова температура);

$k$  – коефіцієнт теплопередачі від нафтопродукту в навколишнє середовище;

$F$  – поверхня охолодження ємності;

$\tau$  – час охолодження (зберігання);

$G$  – маса нафтопродукту;

$c_m$  – питома масова теплоємність нафтопродукту.

### 2.2 Розрахунок поверхні теплообміну паропідігрівача в резервуарах типу РВС з високов'язкими нафтопродуктами

Площа поверхні паропідігрівача

$$F = \frac{Q_p \phi}{k_\tau \tau \left( \frac{t_1 + t_2}{2} - t_{\text{сер}} \right)}, \quad (2.2)$$

де  $Q_p$  – розрахункова теплопродуктивність;

$\phi$  – коефіцієнт, що враховує переохолодження конденсату до 100 °С (табл. 2.2);  
 $k_m$  – коефіцієнт теплопередачі від пари до нафтопродукту;  
 $t_1$  і  $t_2$  – в початкова і кінцева температури пари, відповідно;  
 $t_{сер}$  – середня температура нафтопродукту;  
 $\tau$  – час розігрівання нафтопродукту.

Таблиця 2.1 - Значення коефіцієнта  $\phi$  у формулі (2.2)

Температура нафтопродукту в кінці підігрівання, °С	Тиск (температура) пари, МПа (°С)					
	0,1 (120)	0,2 (133)	0,3 (143)	0,4 (151)	0,5 (158)	0,6 (164)
До 20	1,01	1,02	1,04	1,06	1,07	1,08
30	1,01	1,02	1,04	1,06	1,08	1,09
40	1,02	1,02	1,05	1,06	1,08	1,09
50	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,10
60	1,02	1,03	1,06	1,08	1,10	1,11

При розрахунку паропідігрівачів без переохолодження конденсату  $\phi = 1,2$ . Для забезпечення переохолодження конденсату до температури не вище ніж 100 °С слід приймати значення  $\phi$  при температурі нафтопродукту в кінці підігрівання.

#### Розрахункова теплопродуктивність

$$Q_p = q_k + q_{вт}, \quad (2.3)$$

де  $q_k$  – корисна теплопродуктивність;

$q_{ем}$  – втрати тепла в довкілля.

#### Корисна теплопродуктивність

$$q_k = G \left[ c_{p_{\text{сер}}} (t_k - t_n) + \chi m \right], \quad (2.4)$$

де  $G$  – маса нафтопродукту в резервуарі;

$c_{m_{\text{сер}}}$  – теплоємність нафтопродукту за його середньої температури;

$t_n$  – початкова температура нафтопродукту;

$t_k$  – кінцева температура (температура розігрівання) нафтопродукту;

$\chi$  – прихована теплота кристалізації парафіну;

$m$  – вміст парафіну по масі в частках одиниці.

Втрати тепла в довкілля

$$q_{\text{вт}} = kF\tau(t_{\text{сер}} - t_o), \quad (2.5)$$

де  $F$  – повна поверхня теплообміну резервуара;

$t_o$  – температура довкілля.

### 2.2.1 Визначення коефіцієнту теплопередачі від нафтопродукту через стінку резервуару у довкілля

Середня температура навколишнього середовища

$$t_o = \frac{t_{zp} + \left(1 + \frac{h}{D}\right) t_{нов}}{1 + \frac{4h}{D}}, \quad (2.6)$$

$$t_o = \frac{0 + \left(1 + \frac{8}{12,33}\right) (-5)}{1 + \frac{4 \cdot 8}{12,33}} = -2,293 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Коефіцієнт  $a$

$$a = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}, \quad (2.7)$$

$$a = \frac{25 - (-2,293)}{45 - (-2,293)} = 0,577.$$

Оскільки  $a < 2$ , то середня температура мазуту визначається як середньоарифметична

$$t_{сер} = \frac{t_n + t_k}{2}, \quad (2.8)$$

$$t_{сер} = \frac{25 + 45}{2} = 35^\circ\text{C}.$$

Теплофізичні характеристики мазуту за середньої температури  
– теплоємність

$$c_{p_{сер}} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T_{сер}), \quad (2.9)$$

$$c_{p_{сер(35)}} = \frac{31,56}{\sqrt{930}} [762 + 3,39(35 + 273,15)] = 1869,667 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}};$$

– коефіцієнт кінематичної в'язкості за середньої температури за формулою Рейнольдса – Філонова

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{v_1}{v_2}, \quad (2.10)$$

$$v_{cep} = v_1 \exp[-u(t_{cep} - t_1)], \quad (2.11)$$

$$u = \frac{1}{50 - 20} \ln \frac{35}{3} = 0,0819 \frac{1}{^\circ\text{C}},$$

$$v_{cep(35)} = 35 \cdot 10^{-4} e^{-0,0819(35-20)} = 1,0247 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

– коефіцієнт теплопровідності мазуту

$$\lambda_{cep} = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T_{cep}), \quad (2.12)$$

$$\lambda_{cep(35)} = \frac{156,6}{930} [1 - 0,00047(35 + 273,15)] = 0,144 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К});$$

– густина мазуту за середньої температури

$$\rho_{cep} = \rho_{20} - \zeta_t(t_{cep} - 20), \quad (2.13)$$

де температурна поправка

$$\alpha_t = 1,825 - 0,001315\rho_{20} \quad (2.14)$$

$$\alpha_t = 1,825 - 0,001315 \cdot 930 = 0,602 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C});$$

$$\rho_{cep(35)} = 930 - 0,602(35 - 20) = 920,969 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

– коефіцієнт об'ємного розширення

$$\beta_{сер} = \frac{\frac{\rho_{20}}{\rho_{сер}} - 1}{t_{сер} - 20}, \quad (2.15)$$

$$\beta_{сер(35)} = \frac{\frac{930}{920,969} - 1}{35 - 20} = 0,000654 \text{ 1/}^\circ\text{C}.$$

Критерій Прандтля

$$Pr_{сер} = \frac{\nu_{сер} c_{mсер} \rho_{сер}}{\lambda_{нсер}}, \quad (2.16)$$

$$Pr_{сер(35)} = \frac{1,0247 \cdot 10^{-3} \cdot 1869,667 \cdot 920,969}{0,144} = 12253,0201.$$

Задається середнє значення температури внутрішньої поверхні стінки резервуара  $t_{cm} = 10,1$  °C і визначаються теплофізичні властивості мазуту за цієї температури.

$$\nu_{cm} = \nu_1 \exp[-u(t_{cm} - t_1)], \quad (2.17)$$

$$\nu_{cm(10,1)} = 35 \cdot 10^{-4} e^{-0,0819(10,1-20)} = 7,87 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

$$\rho_{ст} = \rho_{20} - \zeta_t(t_{ст} - 20), \quad (2.18)$$

$$\rho_{cm(10,1)} = 930 - 0,602(10,1 - 20) = 935,96 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$c_{p_{cm}} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T_{cm}), \quad (2.19)$$

$$c_{p_{cm(10,1)}} = \frac{31,56}{\sqrt{930}} [762 + 3,39(10,1 + 273,15)] = 1782,311 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_{ст} = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 T_{ст}), \quad (2.20)$$

$$\lambda_{cm(10,1)} = \frac{156,6}{930} [1 - 0,00047(10,1 + 273,15)] = 0,146 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Критерії Прандтля і Грасгофа за температури внутрішньої поверхні стінки резервуара

$$Pr_{cm} = \frac{\nu_p c_{p_{cm}} \rho_{cm}}{\lambda_{ст}}, \quad (2.21)$$

$$Pr_{cm(10,1)} = \frac{7,87 \cdot 10^{-3} \cdot 1782,311 \cdot 935,96}{0,146} = 89978,2192,$$

$$Gr_{cm} = \frac{l^3 g \beta_{cep} (t_{cep} - t_{cm})}{\nu_{cep}^2}, \quad (2.22)$$

$$Gr_{cm(10,1)} = \frac{8^3 \cdot 9,81 \cdot 0,000654 (35 - 10,1)}{(1,0247 \cdot 10^{-3})^2} = 77863952,82.$$

Оскільки добуток критеріїв  $Pr$  і  $Gr$

$$(Gr_{cm(10,1)} \cdot Pr_{cep(35)}) = 77863952,82 \cdot 12253,0201 = 9,541 \cdot 10^{11} > 10^9,$$

то коефіцієнт тепловіддачі від мазуту до стінки

$$\alpha_{1cm} = 0,15 \frac{\lambda_{нсер}}{h} (Gr_{cm} Pr_{сер})^{0,33} \left( \frac{Pr_{сер}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (2.23)$$

$$\alpha_{1cm(10,1)} = 0,15 \cdot \frac{0,144}{8} \cdot (9,541 \cdot 10^{11})^{0,33} \cdot \left( \frac{12253,0201}{89978,2192} \right)^{0,25} =$$

$$= 14,728 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки у повітря, оскільки  $W \leq 5 \text{ м/с}$

$$\alpha_{2cm} = 6,2 + 4,2w, \quad (2.24)$$

$$\alpha_{2cm(9,5)} = 6,2 + 4,2 \cdot 4 = 23 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Таблиця 2.2 – Залежність ступеня чорноти поверхні від виду фарбування

Вид покриття поверхні	Ступінь чорноти поверхні $\varepsilon_{cm}$
Біла крейдяна фарба	0,16
Чорна фарба	0,99
Нова алюмінієва фарба	0,33
Алюмінієва фарба, що тривалий час перебувала під впливом атмосфери	0,65
Сталь шорстка нефарбована	0,95

Коефіцієнт тепловіддачі радіацією від стінки місткості

$$\alpha_{3cm} = \varepsilon_{cm} C_z \frac{\left( \frac{t_{cm} + 273,15}{100} \right)^4 - \left( \frac{t_{нов} + 273,15}{100} \right)^4}{t_{cm} - t_{нов}}, \quad (2.25)$$

де  $\varepsilon_{cm}$  – ступінь чорноти поверхні стінки (табл. 2.2);

$C_z$  – стала Планка ( $C_z = 5,768 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ).

$$\alpha_{3_{ст(9,5)}} = 0,33 \cdot 5,768 \times \frac{\left(\frac{10,1 + 273,15}{100}\right)^4 - \left(\frac{-5 + 273,15}{100}\right)^4}{10,1 - (-5)} =$$

$$= 1,597 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт теплопередачі від мазуту через стінку у повітря

$$\frac{1}{k_{cm}} = \frac{1}{\alpha_{1cm}} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_{2cm} + \alpha_{3cm}}, \quad (2.26)$$

де  $\delta_{ст}$  і  $\lambda_{ст}$  – товщина і коефіцієнт теплопровідності стінки ( $\lambda_{cm} = 40 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ ).

$$k_{cm(10,1)} = \frac{1}{\frac{1}{14,7} + \frac{5 \cdot 10^{-3}}{40} + \frac{1}{27,2 + 4,51}} = 9,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Уточнена температура стінки

$$t'_{cm} = t_{cep} - \frac{k_{cm}}{\alpha_{1cm}} (t_{cep} - t_{нов}), \quad (2.27)$$

$$t'_{cm} = 35 - \frac{9,2015}{14,728} [35 - (-5)] = 10,01 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Перевіряємо умову

$$|t_{cm} - t'_{cm}| \leq 1 \quad (2.28)$$

$$|10,1 - 10,01| = 0,09 \text{ } ^\circ\text{C} \leq 1.$$

Умова (2.28) виконується, тому розрахунок процесу теплообміну між мазутом і доквіллям крізь стінку резервуара завершено.

## 2.2.2 Визначення коефіцієнту теплопередачі від мазуту через днище резервуару до ґрунту

Задається температура внутрішньої поверхні днища резервуару  $t_\partial = 34,3 \text{ }^\circ\text{C}$  і визначаються теплофізичні характеристики мазуту за цієї температури.

$$v_\partial = v_1 \exp[-u(t_\partial - t_1)], \quad (2.29)$$

$$v_{\partial(34,3)} = 35 \cdot 10^{-4} e^{-0,0819(34,3-20)} = 1,085 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^2}{\text{с}};$$

$$\rho_\partial = \rho_{20} - \zeta_t(t_\partial - 20), \quad (2.30)$$

$$\rho_{\partial(34,3)} = 930 - 0,602 \cdot (34,3 - 20) = 921,391 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$c_{p_\partial} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T_\partial), \quad (2.31)$$

$$c_{p_{\partial(34,3)}} = \frac{31,56}{\sqrt{930}} [762 + 3,39(34,3 + 273,15)] = 1867,212 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_\partial = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T_\partial), \quad (2.32)$$

$$\lambda_{\partial(34,3)} = \frac{156,6}{930} [1 - 0,00047(34,1 + 273,15)] = 0,1441 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

## Параметри Прандтля та Грасгофа

$$Pr_{\partial} = \frac{\nu_{\partial} c_{p\partial} \rho_{\partial}}{\lambda_{n\partial}}, \quad (2.33)$$

$$Pr_{\partial(34,3)} = \frac{1,085 \cdot 10^{-3} \cdot 1867,212 \cdot 921,391}{0,1441} = 12960;$$

$$Gr_{\partial} = \frac{D^3 g \beta_{cep} (t_{cep} - t_{д})}{\nu_{cep}^2}, \quad (2.34)$$

$$Gr_{\partial(34,3)} = \frac{12,33^3 \cdot 9,81 \cdot 0,000654 (35 - 34,3)}{(1,0247 \cdot 10^{-3})^2} = 8014094.$$

Добуток критеріїв  $Pr$  і  $Gr$

$$(Gr_{\partial(34,3)} \cdot Pr_{cep(35)}) = 8014094 \cdot 12253 = 9,82 \cdot 10^{10}.$$

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від мазуту до днища

$$\alpha_{1\partial} = 0,5 \frac{\lambda_{ncep}}{D} (Gr_{\partial} \cdot Pr_{cep})^{0,25} \left( \frac{Pr_{cep}}{Pr_{\partial}} \right)^{0,25}, \quad (2.35)$$

$$\alpha_{1\partial(34,3)} = 0,5 \cdot \frac{0,144}{12,33} \cdot (9,82 \cdot 10^{10})^{0,25} \cdot \left( \frac{12253}{12960} \right)^{0,25} = 3,223 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

За табл. 2.3 приймається значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту рівним  $0,6 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ .

Коефіцієнт теплопередачі через днище

$$\frac{1}{k_{\partial}} = \frac{1}{\alpha_{1\partial}} + \frac{\delta_{\partial}}{\lambda_{cm}} + \frac{\delta_{\epsilon}}{\lambda_{\epsilon}} + \frac{\pi D}{8\lambda_{cp}} \quad (2.36)$$

де  $\delta_{\partial}$  – товщина днища;

$\delta_{\epsilon}$  і  $\lambda_{\epsilon}$  – товщина і коефіцієнт теплопровідності відкладень бруду, парафіністих осадів та ін. (значення останнього в практичних розрахунках приймають рівним 0,2 Вт/(м·К));

$\lambda_{cp}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту (табл. 2.3);

$$k_{\partial(34,3)} = \frac{1}{\frac{1}{3,223} + \frac{4 \cdot 10^{-3}}{40} + \frac{0,4}{0,2} + \frac{3,14 \cdot 12,33}{8 \cdot 0,6}} = 0,0963 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Таблиця 2.3 – Коефіцієнти теплопровідності ґрунтів

Ґрунти	Вологість ґрунту	Коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м·К)
Глина	суха	1,0
	помірно волога	1,9
	волога	2,7
Супісок	сухий	0,6
	помірно вологий	1,7
	вологий	2,2
Суглинок	сухий	0,8
	помірно вологий	1,8
	вологий	2,4
Пісок	сухий	0,4
	помірно вологий	1,6
	вологий	2,0
Ґрунт насипний	сухий	0,2

Уточнена температура внутрішньої поверхні днища

$$t'_{\partial} = t_{cep} - \frac{k_{\partial}}{\alpha_{1\partial}} (t_{cep} - t_{cp}), \quad (2.37)$$

$$t'_\delta = 35 - \frac{0,0963}{3,223} (35 - 0) = 33,954 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Перевірка умови точності розрахунку

$$|t_{cm} - t'_{cm}|, \quad (2.38)$$

$$|34,3 - 33,954| = 0,346 \leq 1 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Умова виконується, тому приймаємо  $t_\delta = 33,954 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### **2.2.3 Визначення коефіцієнту теплопередачі від мазуту через газовий простір та покрівлю резервуара у довкілля**

Задається температура внутрішньої поверхні покрівлі  $t_{нок} = 13,8 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Температура газового простору резервуара

$$t_2 = \frac{1}{2} (t_{cep} + t_{нок}), \quad (2.39)$$

$$t_2 = 0,5(35 + 13,8) = 24,4 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Теплофізичні властивості повітря за температури  $t_2$

$$\rho_2 = 1,3102 - 0,0049t_2, \quad (2.40)$$

$$\rho_{2(24,4)} = 1,3102 - 0,0049 \cdot 24,4 = 1,191 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3};$$

$$c_{p_2} = 1003,6 + 0,0172t_2 + 0,0001t_2^2, \quad (2.41)$$

$$\begin{aligned} c_{p_2(24,4)} &= 1003,6 + 0,0172 \cdot 24,4 + 0,0001 \cdot 24,4^2 = \\ &= 1004,079 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \end{aligned}$$

$$\lambda_2 = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5}t_2 + 5 \cdot 10^{-8}t_2^2, \quad (2.42)$$

$$\lambda_{2(24,4)} = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5} \cdot 24,4 + 5 \cdot 10^{-8} \cdot 24,4^2 = 0,026 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$v_2 = (12,244 + 0,00938t_2 + 6 \cdot 10^{-6}t_2^2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.43)$$

$$\begin{aligned} v_{2(24,4)} &= (12,244 + 0,00938 \cdot 24,4 + 6 \cdot 10^{-6} \cdot 24,4^2) \cdot 10^{-6} = \\ &= 12,48 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}; \end{aligned}$$

$$\beta_2 = \frac{1}{t_2 + 273,15}, \quad (2.44)$$

$$\beta_{2(24,4)} = \frac{1}{30,1 + 273,15} = 0,003361 \text{ 1/К.}$$

Критерій Прандтля за температури газового простору  $t_2$

$$Pr_2 = \frac{v_2 c_{p_2} \rho_2}{\lambda_{H_2}}, \quad (2.45)$$

$$Pr_{2(30,1)} = \frac{12,48 \cdot 10^{-6} \cdot 1004,079 \cdot 1,191}{0,026} = 0,568.$$

Об'єм конічної частини покрівлі

$$V = \frac{\pi h_{нок}}{3} \left(\frac{D}{2}\right)^2, \quad (2.46)$$

де  $h_{нок}$  – висота конуса покрівлі резервуара.

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,77}{3} \cdot \left(\frac{12,33}{2}\right)^2 = 30,647 \text{ м}^3.$$

Еквівалентна висота конічної частини покрівлі

$$h_e = \frac{4V}{\pi D^2}, \quad (2.47)$$

$$h_e = \frac{4 \cdot 30,647}{3,14 \cdot 12,33^2} = 0,257 \text{ м.}$$

Повна висота газового простору

$$h_2 = h_e + (H - h), \quad (2.48)$$

де  $H$  – висота резервуара,

$$h_2 = 0,257 + (8,95 - 8) = 1,197 \text{ м.}$$

Параметр Грасгофа

$$Gr_2 = \frac{h_2^3 g \beta_2 (t_2 - t_{нок})}{\nu_2^2}, \quad (2.49)$$

$$Gr_{z(22,4)} = \frac{1,197^3 \cdot 9,81 \cdot 0,003361 \cdot (22,4 - 13,8)}{(12,48 \cdot 10^{-6})^2} = 3,847 \cdot 10^9.$$

Добуток критеріїв  $Pr$  і  $Gr$

$$(Gr_{z(22,4)} \cdot Pr_{z(22,4)}) = 3,847 \cdot 10^9 \cdot 0,568 = 2,183 \cdot 10^9,$$

то коефіцієнт тепловіддачі  $\alpha_{1нок}$

$$\alpha_{1нок} \approx 1,14 \cdot \sqrt[3]{t_{\partial 3} - t_2}, \quad (2.50)$$

$$\alpha_{1нок(13,8)} = 1,14 \cdot \sqrt[3]{35 - 24,4} = 2,504 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

В'язкість і теплопровідність повітря за температури повітря  $t_{нов}$

$$\nu_{нов} = (12,244 + 0,00938t_{нов} + 6 \cdot 10^{-6}t_{нов}^2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.51)$$

$$\begin{aligned} \nu_{нов(-5)} &= [12,244 + 0,00938(-5) + 6 \cdot 10^{-6}(-5)^2] \cdot 10^{-6} = \\ &= 12,22 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}; \end{aligned}$$

$$\lambda_{нов} = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5}t_{нов} + 5 \cdot 10^{-8}t_{нов}^2, \quad (2.52)$$

$$\lambda_{нов(-5)} = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5} \cdot (-5) + 5 \cdot 10^{-8} \cdot (-5)^2 = 0,024 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{WD}{\nu_{нов}}, \quad (2.53)$$

$$Re_{нов(-5)} = \frac{4 \cdot 12,33}{12,22 \cdot 10^{-6}} = 4,044 \cdot 10^6.$$

Оскільки  $Re > 5 \cdot 10^4$ , то за допомогою табл. 2.4 коефіцієнт тепловіддачі від покрівлі у довкілля за наявності вітру

$$\alpha_{2_{нок}} = C \frac{\lambda_{нов}}{D} Re^n, \quad (2.54)$$

$$\alpha_{2_{нок(25,2)}} = 0,023 \frac{0,024}{12,33} (4,044 \times 10^6)^{0,8} = 8,602 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Таблиця 2.4 – Значення коефіцієнтів  $C$  і  $n$  у формулі (2.54)

Число $Re$	Коефіцієнти	
	$C$	$n$
$5 \div 80$	0,81	0,4
$80 \div 5 \cdot 10^3$	0,625	0,46
$5 \cdot 10^3 \div 5 \cdot 10^4$	0,197	0,6
понад $5 \cdot 10^4$	0,023	0,8

Добуток  $(Gr_{z(24,4)} \cdot Pr_{z(24,4)}) \geq 10^3$ , тому коефіцієнт конвекції

$$\varepsilon_{\kappa} = 0,18(Gr_z Pr_z)^{0,25}, \quad (2.55)$$

$$\varepsilon_{\kappa} = 0,18 \cdot (2,183 \cdot 10^9)^{0,25} = 38,91.$$

Коефіцієнт теплопровідності та еквівалентний коефіцієнт теплопровідності газоповітряної суміші

$$\lambda_c = \lambda_{нов}(1 - C_1) + \lambda_{нар} C_1, \quad (2.56)$$

де  $\lambda_{нар}$  – коефіцієнт теплопровідності парів нафтопродукту;

$C_1$  – концентрація парів нафтопродукту у газовому просторі резервуара,

$$\lambda_c = 0,024 \cdot (1 - 0,023) + 0,12 \cdot 0,023 = 0,053 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$\lambda_e = \lambda_c \varepsilon_k, \quad (2.57)$$

де  $\varepsilon_k$  – коефіцієнт конвекції,

$$\lambda_e = 0,053 \cdot 38,91 = 2,052 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням від покрівлі у повітря

$$\alpha_{3нок} = \varepsilon_{ст} C_z \frac{\left(\frac{t_{нок} + 273,15}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_{нов} + 273,15}{100}\right)^4}{t_{нок} - t_{нов}}, \quad (2.58)$$

$$\begin{aligned} \alpha_{3нок(25,2)} &= 0,33 \cdot 5,768 \frac{\left(\frac{13,8 + 273,15}{100}\right)^4 - \left(\frac{-5 + 273,15}{100}\right)^4}{13,8 - (-5)} = \\ &= 1,63 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}). \end{aligned}$$

Коефіцієнт теплопередачі через покрівлю резервуара

$$\frac{1}{k_{нок}} = \frac{1}{\alpha_{1нок}} + \frac{h_2}{\lambda_e} + \frac{\delta_{нок}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_{2нок} + \alpha_{3нок}}, \quad (2.59)$$

де  $\delta_{нок}$  – товщина покрівлі,

$$k_{нок(13,8)} = \frac{1}{\frac{1}{2,504} + \frac{1,197}{2,052} + \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{40} + \frac{1}{8,602 + 1,63}} = 0,9256 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Уточнена температура внутрішньої поверхні покрівлі

$$t'_{нок} = t_2 - \frac{k_{нок}}{\alpha_{1нок}} (t_2 - t_{нов}), \quad (2.60)$$

$$t'_{нок} = 24,4 - \frac{0,9256}{2,504} (24,4 - 13,8) = 13,53 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Перевіряємо умову точності розрахунку

$$|t_{нок} - t'_{нок}| \leq 1 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.61)$$

$$|13,8 - 13,53| = 0,27 < 1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Умова виконується.

### 2.3 Вибір теплообмінника

Площі теплообміну

- днища

$$F_{\partial} = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.62)$$

$$F_{\partial} = \frac{3,14 \cdot 12,33^2}{4} = 119,403 \text{ м}^2;$$

- покрівлі (з урахуванням частини циліндричної частини резервуара, що контактує з газовим простором)

$$F_{нок} = \pi \left( h_{нок}^2 + \frac{D^2}{2} \right) + \pi D(H - h), \quad (2.63)$$

$$F_{нок} = 3,14 \left( 0,77^2 + \frac{12,33^2}{2} \right) + 3,14 \cdot 12,33(8,94 - 8) = 157,678 \text{ м}^2;$$

- стінки

$$F_{cm} = \pi Dh, \quad (2.64)$$

$$F_{cm} = 3,14 \cdot 12,33 \cdot 8 = 309,887 \text{ м}^2.$$

Добуток  $kF$

$$kF = k_{cm}F_{cm} + k_{\partial}F_{\partial} + k_{нок}F_{нок}, \quad (2.65)$$

$$\begin{aligned} kF &= 9,202 \cdot 309,887 + 0,096 \cdot 119,403 + 0,926 \cdot 157,678 = \\ &= 3,009 \cdot 10^3 \text{ Вт/К}. \end{aligned}$$

Маса мазуту в резервуарі

$$G = F_{\partial} h \rho_{сер}, \quad (2.66)$$

$$G = 119,403 \cdot 8 \cdot 920,969 = 879733,543 \text{ кг}.$$

Задається температура зовнішньої поверхні теплообмінника  $t_m = 109,8 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Кінематичний коефіцієнт в'язкості мазуту за температури  $t_m$

$$v_m = v_1 \exp[-u(t_m - t_1)] \quad (2.67)$$

$$v_{109,8} = 35 \cdot 10^{-4} e^{-0,0819(109,8-20)} = 2,24048 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Допоміжний коефіцієнт  $A$

$$A = 30,37 - 0,02\rho_{20}, \quad (2.68)$$

$$A = 30,37 - 0,02 \cdot 930 = 11,77.$$

Різниця температур  $(t_m - t_{cep})$  та коефіцієнт  $\psi$

$$(t_m - t_{cep}) = 109,8 - 35 = 74,8 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$\psi = 1 - 0,0005(t_m - t_{cep}) \quad (2.69)$$

$$\psi = 1 - 0,0005 \cdot 74,8 = 0,963.$$

Коефіцієнт тепловіддачі від паропідігрівача до мазуту

$$\alpha = A\psi \left( \sqrt[4]{\frac{t_m - t_{cep}}{10^4 dv_m}} \right), \quad (2.70)$$

$$\alpha = 11,77 \cdot 0,963 \cdot \left( \sqrt[4]{\frac{74,8}{10^4 \cdot 0,06 \cdot 2,24048 \cdot 10^{-6}}} \right) = 174,01 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт теплопередачі від пари до мазуту

$$k_m = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + R}, \quad (2.71)$$

де  $R$  – додатковий термічний опір, (для нафти  $R = 0,00258$  (м<sup>2</sup>·К)/Вт, для нафтопродуктів  $R = 0,0017$  (м<sup>2</sup>·К)/Вт),

$$k_m = \frac{1}{\frac{1}{174,01} + 0,00258} = 120,094 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}.$$

Уточнена температура зовнішньої поверхні труб паропідігрівача

$$t'_m = t_{cep} + \frac{k_m}{\alpha} \cdot (t_1 - t_{cep}), \quad (2.72)$$

$$t'_m = 35 + \frac{120,094}{174,01} \cdot (143 - 35) = 109,537 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Перевірка умови точності розрахунку

$$|t_m - t'_m| \leq 1 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (2.73)$$

$$|109,8 - 109,537| = 0,263 < 1 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Умова точності розрахунку виконується.

Корисна теплопродуктивність за (2.4)

$$\begin{aligned} q_k &= 879733,543 \cdot [1869,667 \cdot (45 - 25) + 230 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 10^{-2}] = \\ &= 3,694 \cdot 10^{10} \text{ Дж.} \end{aligned}$$

Втрати тепла в довкілля за (2.5)

$$q_{em} = 3,009 \cdot 10^3 \cdot 2,592 \cdot 10^5 \cdot (35 - (-2,293)) = 2,908 \cdot 10^{10} \text{ Дж.}$$

Розрахункова теплопродуктивність за (2.3)

$$Q_p = 3,694 \cdot 10^{10} + 2,908 \cdot 10^{10} = 6,603 \cdot 10^{10} \text{ Дж.}$$

Площа теплообміну паропідігрівача за (2.2), у якій за табл. 2.1 коефіцієнт  $\varphi = 1,065$ .

$$F = \frac{6,603 \cdot 10^{10} \cdot 1,065}{120,094 \times 2,592 \times 10^5 \left( \frac{143 + 100}{2} - 35 \right)} = 26,116 \text{ м}^2.$$

Для забезпечення заданого теплового потоку протягом експлуатації резервуара, коли внутрішня і зовнішня поверхні паропідігрівача покриваються накипом і осадами, розрахункова поверхня теплообміну збільшується на 30 %

$$F_m = 1,3F, \quad (2.74)$$

$$F_m = 1,3 \cdot 26,116 = 33,951 \text{ м}^2.$$

За табл. 2.5 підбирається тип і кількість паропідігрівачів.

Обрано 10 секційних паропідігрівачів ПЕ-4 і 2 ПЕ-1 із сумарною поверхнею теплообміну  $(10 \cdot 3,14 = 31,4) + (2 \cdot 1,7 = 3,4) = 34,8 \text{ м}^2$ .

Розташування підігрівачів на днищі резервуару проведене відповідно до вимог ВБН В.2.2-58.2-94 та наведене на рис. 2.1.

Таблиця 2.5 – Розміри підігрівальних елементів типу ПЕ

Підігрівальний елемент	Довжина між осями колекторів L, м	Поверхня підігрівання, м <sup>2</sup>	Діаметр підігрівних труб, мм
ПЕ-1	2,0	1,70	60x3,75*
ПЕ-2	2,5	2,06	60x3,75
ПЕ-3	3,0	2,42	60x3,75
ПЕ-4	4,0	3,14	60x3,75
ПЕ-5	5,0	3,86	60x3,75
ПЕ-6	6,0	4,58	60x3,75

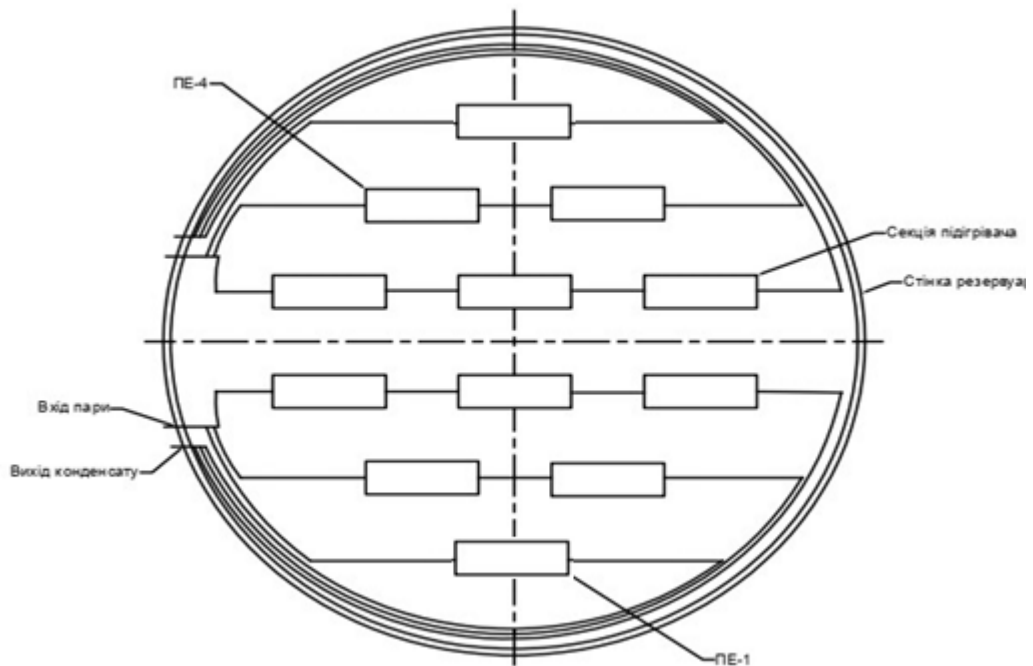


Рисунок 2.1 – Схематичне розташування підігрівачів на днищі резервуара

## 2.4 Підбір парового котла

З отриманих даних в попередніх розрахунках, необхідна потужність теплообмінного апарату становить

$$q = Q_p / \tau, \quad (2.75)$$

$$q = 6,6 \cdot 10^{10} / (72 \cdot 3600 \cdot 1000) = 255 \text{ кВт.}$$

Мінімальний тиск, який повинен бути на вході в теплообмінник становить 0,4 МПа (4 кгс/см<sup>2</sup>).

Витрата пари для нагріву нафти в одному резервуарі

$$G_{\text{п}} = \frac{q}{r}, \quad (2.76)$$

де  $r$  – теплота пароутворення,

$$G_{\text{п}} = \frac{255}{2136} \cdot 3600 = 406 \text{ кг/год.}$$

За завданням пропонується встановлення підігрівачів у 2 резервуарах, тобто загальна витрата пари буде складати  $406 \cdot 2 = 812$  кг/год, або не менш 0,812 т/год.

Прийmemo до виконання паровий котел марки Е-1,0-0,9Г-3 (рис. 2.2) з характеристиками табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Характеристики парового котла Е-1,0-0,9Г-3

№	Найменування	Значення
1	Паропродуктивність	не менш 1 т/год
2	Робочий тиск	не більш 0,8 МПа
3	Паливо	природний газ
4	Температура пари	175 °С
5	Температура живильної води	50 °С
6	Температура викидних газів	230 °С
7	ККД котла	91%
8	Розрахункова витрата палива при номінальному навантаженні	не більш 83,5 м <sup>3</sup> /год
9	Маса	3400 кг

Загальні характеристики системи підігріву для 1 резервуару РВС-1000

– теплоносій - насичена пара;

- тиск теплоносія на вході - 0,4 МПа;
- температура теплоносія на вході 143 °С;
- витрата пари 406 кг/год;
- поверхня підігріву секції ПЕ-1 – 1,70 м<sup>2</sup>;
- поверхня підігріву секції ПЕ-4 - 3,14 м<sup>2</sup>;
- загальна поверхня підігріву – 38,4 м<sup>2</sup>;
- маса секції підігрівача ПЕ-2 – 50,9 кг;
- маса секції підігрівача ПЕ-4 - 90 кг.

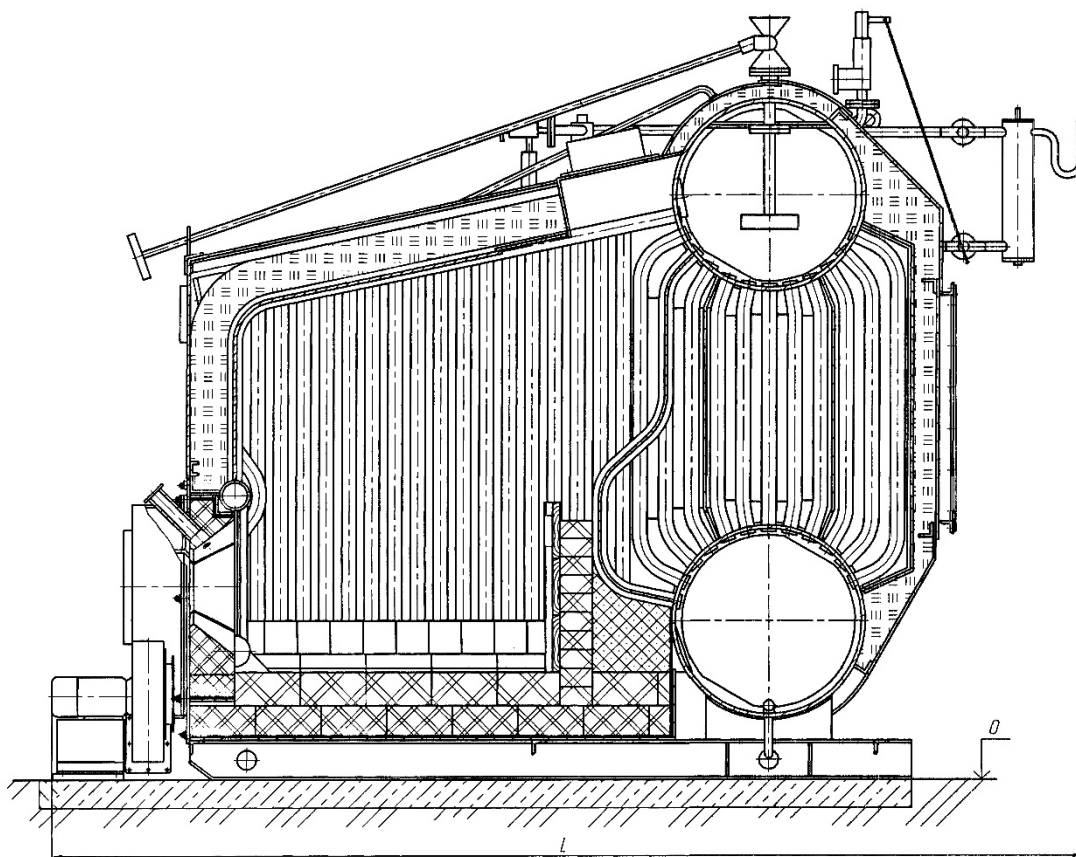


Рисунок 2.2 – Розріз парового котла Е-1,0-0,9Г-3

## 3 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

### 3.1 Зливо-наливні операції

Щоб здійснювати зливання та наливання залізничних цистерн, на нафтобазах споруджують зливо-наливні естакади. Їх оснащують відповідними зливо-наливними пристроями, підвідними трубопроводами з колекторами, насосними агрегатами та іншим устаткуванням, яке дає змогу обслуговувати цистерни будь-якого типу.

Нафтовантажні операції на таких естакадах можуть виконуватися як із поодинокими цистернами, так і з кількома одночасно. При цьому на практиці найчастіше застосовують закритий та відкритий способи зливання й наливання.

Закритий спосіб зливання та наливання нафтопродуктів передбачає стовідсоткову герметизацію технологічного обладнання та приладів, що з'єднують цистерну з приймально-роздавальними трубопроводами. Завдяки такій системі струмінь нафтопродукту, що перекачується, жодним чином не контактує з атмосферним повітрям. Безперечною перевагою цього методу є суттєве зменшення або ж повна відсутність втрат від випаровування та розливів, а також зниження пожежної небезпеки.

Відкритий спосіб характеризується відсутністю повної герметизації системи, через що під час операцій відбувається розбризкування нафтопродукту.

Згідно з вимогами пожежної безпеки, зливання та наливання легкозаймистих нафтопродуктів (із температурою спалаху до 61°C) необхідно виконувати винятково закритим способом. Відкритий спосіб дозволено застосовувати лише для мазутів, олив та високов'язких нафтопродуктів.

Під час експлуатації нафтобаз здебільшого застосовують такі технології:

- зливання нафтопродуктів через горловину залізничної цистерни (верхній злив);
- зливання за допомогою нижніх зливних приладів (нижній злив);

- наливання нафтопродуктів у залізничні цистерни через горловину (верхній налив);

- зливання через нижні зливні прилади у спеціальний жолоб чи резервуар, розміщений просто під рейками або вздовж колії (міжрейковий злив).

Верхній злив доцільно застосовувати у випадках, коли цистерни не мають нижніх зливних приладів, або ж якщо ці прилади несправні й відкривати їх за наявності нафтопродукту всередині заборонено. Саме тому всі діючі та нові залізничні зливо-наливні установки обов'язково комплектують пристроями і для нижнього, і для верхнього зливання. Це зумовлено тим, що в парку робочих залізничних цистерн досі залишається велика частка рухомого складу без сучасних нижніх зливних систем.

Порівняно з нижнім, спосіб верхнього зливу відрізняється складнішими умовами праці та потребує значно більше часу (особливо під час організації зачищення цистерн від залишків нафтопродуктів). Влітку, за умов високих температур, ускладнюється зливання бензинів із високим тиском насиченої пари. Крім того, прогумовані напірно-всмоктувальні рукави швидко зношуються, а для проведення робіт потрібно залучати більшу кількість персоналу.

Верхній злив нафтопродуктів має низку суттєвих недоліків порівняно з нижнім:

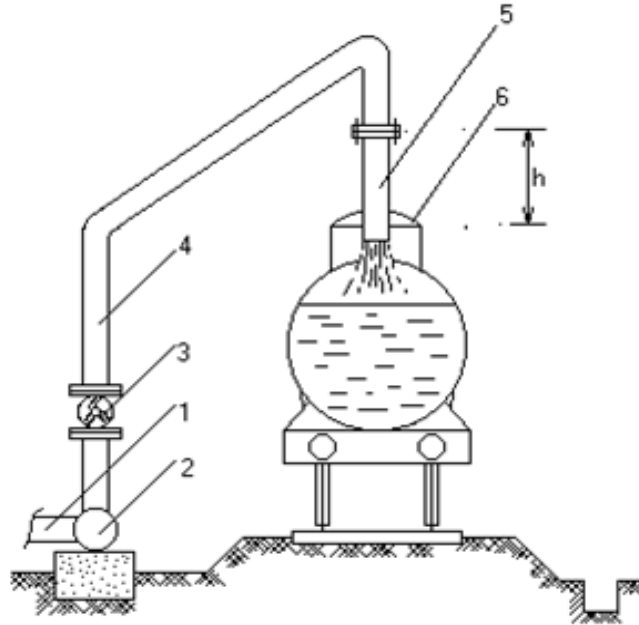
- регулярні та значні втрати продукту через випаровування;
- неможливість виконання операцій за схемою нижнього зливу;
- часті зриви в роботі насосів під час відкачування рідин із високим тиском насиченої пари;

- необхідність використання вакуумних насосів для заповнення всмоктувальних комунікацій.

Наявні способи зливання та наливання визначаються відповідними технологічними схемами обслуговування залізничних цистерн.

На рис. 3.1 зображено процес верхнього відкритого наливання нафтопродуктів. У цій схемі кінець наливного стояка 4 піднятий над горловиною

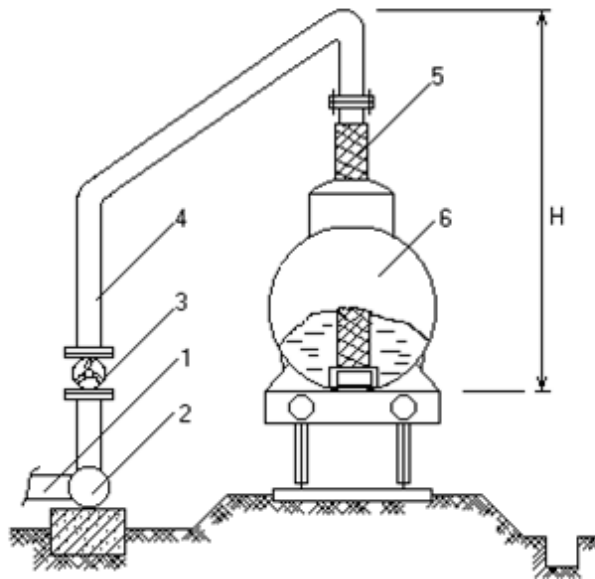
цистерни на висоту  $h$  так, щоб його обертову частину можна було легко підвести до отвору. Такий відкритий налив застосовують, якщо на кінці стояка встановлено жолоб із бензовогнестійкого матеріалу. Цей метод добре підходить для роботи з такими нафтопродуктами, як мазут, олива тощо.



1 – трубопровід; 2 – наливний колектор; 3 – засувка; 4 – наливний стояк; 5 – рукав; 6 – горловина

Рисунок 3.1 – Верхній відкритий налив

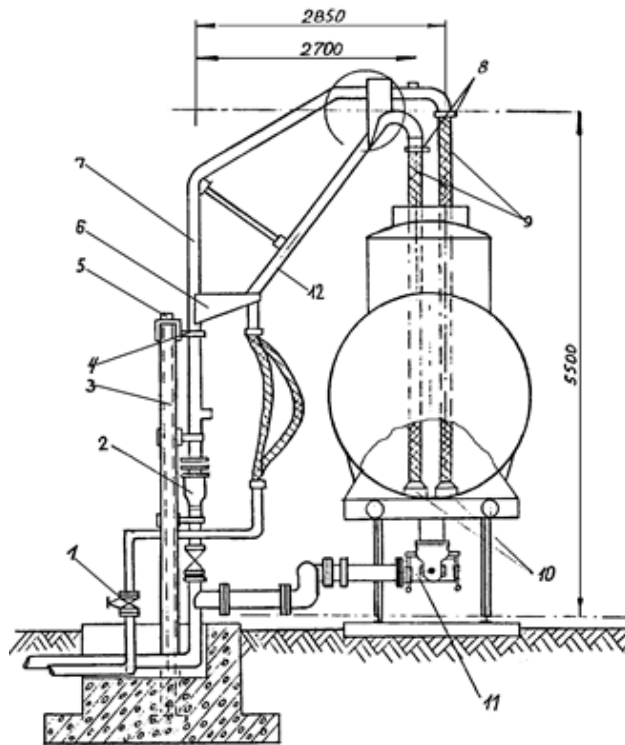
На рис. 3.2 подано схему глибинного верхнього наливання залізничних цистерн. За цієї технології до кінця наливного стояка кріплять гнучкий бензостійкий рукав 5, довжина якого становить щонайменше 4 м. Під час розрахунку довжини рукава обов'язково враховують імовірні зміщення осі ковпака цистерни відносно осі стояка - необхідно, щоб кінець рукава досягав нижньої твірної цистерни. На початку наливання відбувається розбризкування нафтопродукту та перемішування його парів з атмосферним повітрям. Проте згодом це припиняється, оскільки струмінь опиняється під рівнем рідини (у затопленому стані).



1 – трубопровід; 2 – колектор; 3 – засувка; 4 – стояк; 5 – рукав;  
6 – цистерна

Рисунок 3.2 – Верхній глибинний налив

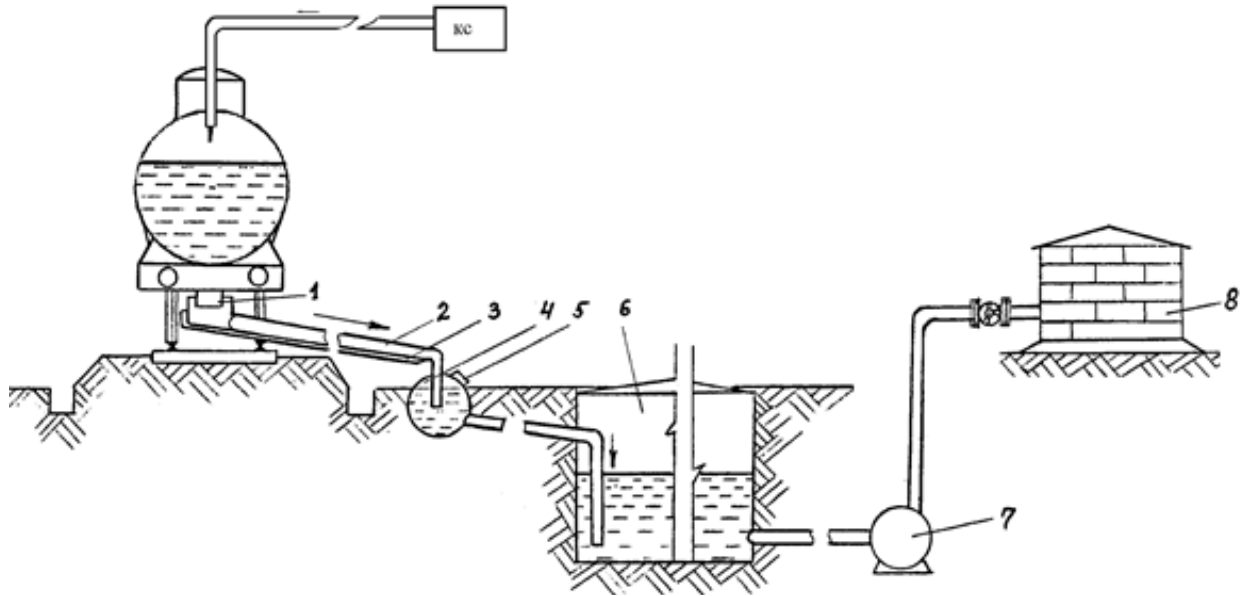
На рис. 3.3 продемонстровано комбінований зливо-наливний стояк, призначений як для верхнього, так і для нижнього зливання та наливання. Відмінність від попередньої схеми полягає в тому, що під час зливання в цистерну опускають два рукави з різною пропускнуою здатністю. Це дає змогу максимально повно відібрати залишки нафтопродукту. Додатково такий стояк оснащено установкою нижнього зливання (УНЗ), яка герметично підключається до зливного приладу цистерни та колектора. Застосування УНЗ гарантовано запобігає розливанню продукту як у процесі виконання операцій, так і після їх завершення. Надійність забезпечується тим, що установку від'єднують від зливного патрубку та переводять у неробоче положення (прибирають з-під цистерни) лише після її повного спорожнення та перекриття клапана зливного приладу. За умови використання УНЗ із підігрівом (УСНПП) цю схему можна застосовувати для роботи з в'язкими нафтопродуктами, які потребують шляхового підігрівання.



1 – вентиль; 2 – поворотний пристрій із сальниковою набивкою;  
 3 – опорна стійка; 4 – хомут; 5 – стопор-обмежувач; 6 – косинка; 7 –  
 стояк; 8 – з'єднання шланга зі стояком; 9 – шланг (рукав); 10 – наконечник; 11 –  
 установка нижнього зливу; 12 – зачисний трубопровід

Рисунок 3.3 – Зливо-наливний стояк для верхнього та нижнього зливання  
 й наливання нафтопродуктів

Схему нижнього зливу через штатний зливний пристрій цистерни показано на рис. 3.4. Процес відбувається самопливом за допомогою пересувного лотка полегшеної конструкції. Верхню частину лотка 2 підводять під зливний прилад 1 цистерни, а нижню спрямовують у бічний колектор 4 і далі до нульового резервуара 6. Об'єм цього резервуара має становити 50–100% від сумарної місткості цистерн, що одночасно приймаються на естакаді. Якщо зливаний нафтопродукт потрібно підігріти, застосовують пересувні лотки 2 з паровою сорочкою 3 або з електричним підігрівом. Щоб скоротити час зливання, за допомогою компресорної станції усередині цистерни можна створити підвищений надлишковий тиск.



- 1 – зливний прилад; 2 – переносний зливний лоток; 3 – парова сорочка;  
 4 – колектор із паровим супутником; 5 – кришка; 6 – нульовий резервуар;  
 7 – насос; 8 – резервуар

Рисунок 3.4 – Схема зливу темних нафтопродуктів

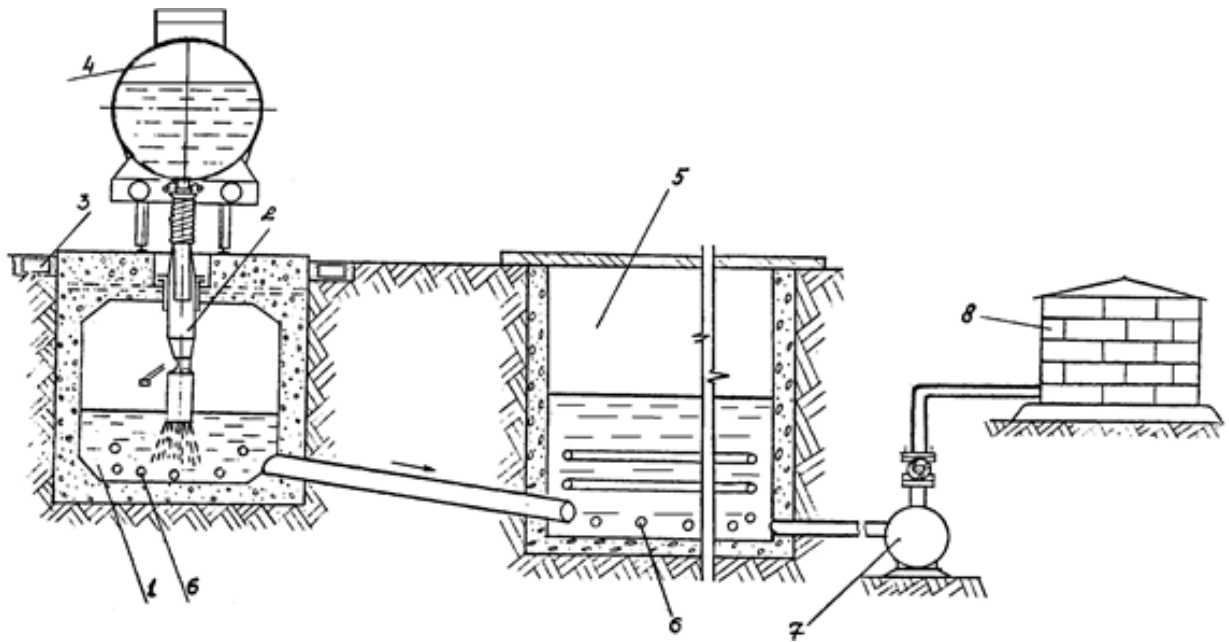
Головний недолік цієї схеми полягає в тому, що описаний метод є відкритим, тому його застосовують винятково для зливання темних нафтопродуктів.

Досконалішим інженерним рішенням є схема, представлена на рис. 3.5. Вона демонструє закритий прямоточний злив нафтопродуктів у міжрейковий жолоб, який сполучений із бічною місткістю або резервуаром, розміщеним безпосередньо під колією.

Зливний жолоб може мати круглий або прямокутний переріз і виготовляється з листової сталі чи залізобетону. Його зазвичай монтують із похилом дна в межах 0,005–0,007 у напрямку до відповідних труб. Самі відповідні труби прокладають із похилом не менше ніж 0,02 в бік приймальних резервуарів та обов'язково оснащують гідрозатвором.

Нульовий резервуар разом із жолобом, що призначені для зливання нафти та нафтопродуктів, виконують ті самі завдання, що й стандартні споруди:

приймання нафти, її зберігання та подальше відкачування. У нульовому резервуарі так само відбуваються процеси «великих» і «малих дихань», характерні для звичайних наземних місткостей. Через це всі нульові резервуари обладнують відповідними газоповітряними трубопроводами, на кінцях яких монтується дихальна арматура.



1 – міжрейковий жолоб; 2 – зливний пристрій; 3 – зливний лоток; 4 – цистерна; 5 – залізобетонний нульовий резервуар; 6 – парові змійовики; 7 – насос; 8 – резервуар

Рисунок 3.5 – Міжрейковий злив темних нафтопродуктів

### 3.2 Призначення, будова та принцип роботи установок нижнього зливу

Установка нижнього зливу розроблена для нижнього зливання та наливання нафти, нафтопродуктів, а також інших рідких малоагресивних речовин із залізничних вагонів-цистерн.

Для роботи з в'язкими нафтопродуктами існують модифікації, які оснащено паровою сорочкою, яка забезпечує підігрівання палива чи оливи під

час операцій, а в зимовий період дає змогу пропарювати внутрішню порожнину зливного патрубку вагона-цистерни.

Сучасне промислове виробництво також пропонує установки нижнього зливання, що мають електричний підігрів, та комплекси для малов'язких нафто.продуктів, комплекси для в'язких нафтопродуктів із показником  $v \geq 100$  сСт.

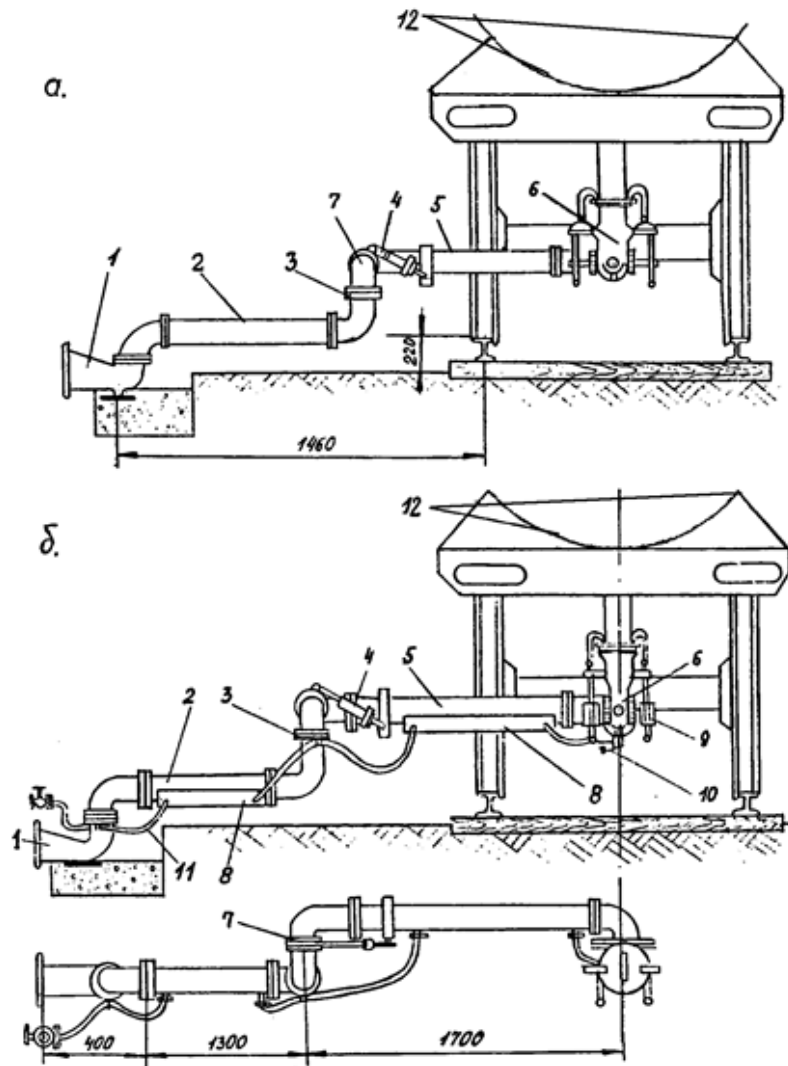
Робота установок нижнього зливу базується на використанні системи патрубків із герметичними шарнірними колінами. Така конструкція дозволяє виконувати зливання або наливання як самопливом, так і примусово - за допомогою насосного агрегату.

Конструкція установки нижнього зливу (рис. 3.6, 3.7) включає корінний опорний патрубок, рухомі патрубки із колінами, два опорні шарніри для переміщення в горизонтальній площині, два шарніри для руху у вертикальній площині, зрівноважувальний пристрій, приєднувальну головку.

Патрубок сполучений із запірним пристроєм, який змонтовано на відводі продуктового колектора. Опорні шарніри мають два ряди сталевих кульок та оснащені У-подібною самощільнювальною гумовою манжетою, тоді як лінійні шарніри містять один ряд кульок. Сталеві кульки діаметром 5 мм засипають через спеціальний отвір в обоймах шарнірів під час безперервного прокручування внутрішньої та зовнішньої обойми одна відносно одної, після чого отвір перекривають заглушкою. Загальна кількість кульок становить 120 шт. Розбирають шарнірний вузол у зворотному порядку.

Приєднувальна головка (рис. 3.8) фіксується на патрубку нижнього зливного приладу цистерни за допомогою двох гаків-захватів 1. Кожен із них керується тягою 5, сергою 6 та важільним механізмом із фіксувальним пристроєм, який складається з храпового сектора і собачки з пружиною 10. Спіральні пружини притискають захвати до корпусу головки. Щоб під'єднати головку до зливного патрубку цистерни, оператор натискає на кінцеву частину

установки донизу, підводить зливний патрубок і спрямовує його для точного стикування.



1 – опорний патрубок; 2, 5 – рухомі патрубки; 3, 7 – шарніри; 4 – балансир;  
 6 – приєднувальна головка; 8 – парова сорочка; 9 – конденсатовідвідник;  
 10 – триходовий кран; 11 – паровідвід

Рисунок 3.6 – Конструкція установки нижнього зливу

Завдяки дії зрівноважувального пристрою головка щільно притискається до торця зливного патрубку. Під час контакту із патрубком цистерни захвати розсуваються, долаючи опір спіральних пружин, а потім автоматично замикаються за приєднувальний борт нижнього зливного приладу. Коли

оператор опускає рукоятки, головка щільно сідає на патрубок і надійно утримується в цьому положенні за допомогою храпового механізму.

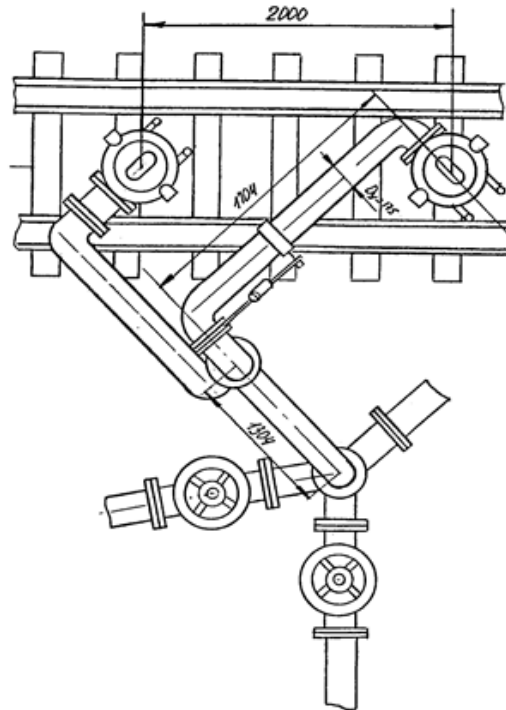
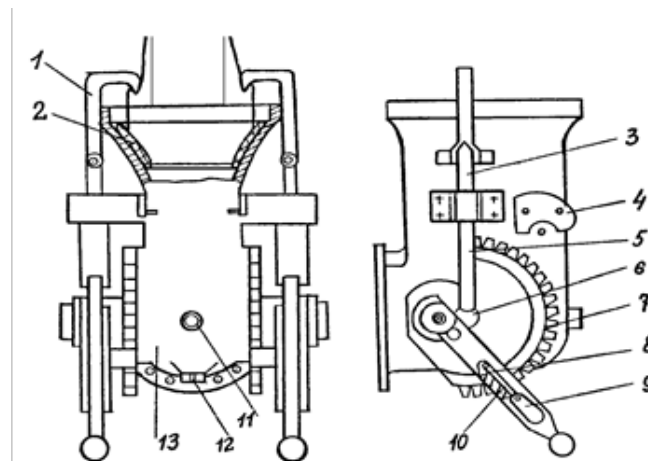


Рисунок 3.7 – Загальний вигляд установки нижнього зливу в робочих положеннях



1 – гак-захват; 2 – ущільнювальне кільце; 3, 4 – заціпка; 5 – тяга;  
6 – серга; 7 – храповик; 8 – собачка; 9 – важільний механізм;  
10 – пружина; 11 – отвір для монтажу атмосферного клапана; 12 – отвір для підключення паропроводу; 13 – корпус

Рисунок 3.8 – Приєднувальна головка

Герметичність вузла забезпечує ущільнювальне кільце. Поєднання сферичної поверхні торця зливного патрубку цистерни, конічної форми ущільнювального кільця та рухомого шарніра головки гарантує абсолютну герметичність з'єднання, навіть якщо патрубки цистерни мають суттєві перекося (до 5°).

Для від'єднання головки від нижнього зливного приладу рукоятки піднімають угору. Під час їхнього повернення навколо осі собачка виходить із зачеплення, піднімаючи захвати. У верхньому положенні важелі з рукоятками фіксуються заціпками. Щоби повністю зняти головку, захвати розводять у боки, долаючи незначне зусилля пружин. Після цього головку установки опускають і виводять з-під цистерни.

Зрівноважувальний пристрій повертає кінцеву трубу установки у верхнє робоче положення, що забезпечує повне стікання залишків рідини зі стінок труб і колін до опорного сполучного патрубку. Аби уникнути прискореного зношування собачок під час руху рукояток угору та вниз, оператор має вручну виводити їх із зачеплення.

Установка нижнього зливу з підігрівом за своєю конструкцією ідентична вищеописаній, проте додатково обладнана паровими сорочками, конденсатовідвідником і краном для подачі сухої пари в зливний прилад цистерни через підвідні шланги. Горизонтальне положення кінцевої трубки під час монтажу та експлуатації регулюють за допомогою гайки зрівноважувального пристрою, а також кронштейна підвіски через спеціальні отвори або пази (залежно від конструктивного виконання).

### **3.3 Експлуатація установок нижнього зливу**

1. Для безпечного відведення статичної електрики всі ізольовані ділянки установки мають бути замінені на провідні або шунтовані. Величина опору заземлення для таких систем не повинна перевищувати 10 Ом.

2. Установку підключають до патрубку зливного приладу безпосередньо перед початком зливо-наливних операцій і від'єднують одразу після їх завершення.

3. Перед початком робіт обов'язково перевіряють справність установок, перемикальних вентилів та засувок.

4. Під'єднувати установку до нижнього зливного приладу дозволено лише після надійної фіксації цистерни на коліях та відведення тепловоза.

5. Усі інструменти та пристосування для монтажу чи демонтажу мають бути виготовлені з матеріалів, що унеможливають іскроутворення.

За умови дотримання всіх правил монтажу, експлуатації та технічного догляду установка розрахована на тривалий період служби.

Порядок виконання операцій та робота в зимовий період

Технологічний процес зливання або наливання за допомогою установки відбувається так: після подачі вагонів на зливо-наливну колію оператор відкриває кришку нижнього патрубка цистерни та фіксує на ньому головку установки. Далі відкривається клапан нижнього зливного приладу для безпосереднього перекачування продукту. Після завершення операції деонтаж виконують у зворотному порядку.

Під час роботи з установою з підігрівом до цього переліку додаються операції з підігрівання продукту та пропарювання зливного патрубка цистерни. Перед початком приймання чи відпуску нафтопродукту в парові сорочки подають пару, щоб рідина надходила у заздалегідь прогріту систему. Якщо у зливній системі цистерни утворився льодяний корок, необхідно відкрити вентиль паропроводу на головці й пустити суху пару всередину патрубка. Пара подається через триходовий кран конденсатовідвідника. Конденсатовідвідник слугує для виведення конденсату; під час безпосереднього зливання чи наливання цей кран перекритий, а інший кран встановлюють у положення, що забезпечує випуск пари із системи обігріву через патрубок. Пропарювання льодяного корка здійснюють суворо при закритому клапані цистерни.

Коли установка перебуває в неробочому положенні, воронки приєднувальних головок мають бути закриті кришками, щоб захистити ущільнювальне кільце від прямого сонячного проміння, яке спричиняє втрату еластичності та передчасний вихід вузла з ладу.

На сучасних та модернізованих нафтобазах, а також на прикордонних перевалювальних терміналах України використовуються такі автоматизовані пристрої та модифікації нижнього зливу.

Модернізовані шарнірно-зчленовані системи:

- УСН-150/5, УСН-175/5, УСН-200/5 (П'ятишарнірні модифікації) - виконання з п'ятьма шарнірами для автоматичної компенсації перекосу та неточної зупинки цистерни (до  $\pm 2$  метрів).
- УСН-175Пп / УСН-200Пп - модифікації з сорочкою паропідігріву для в'язких нафтопродуктів.
- УСН-150 ОЦ / УСН-175 ОЦ - модифікації з оцинкованими вузлами та іскробезпечною притискною головкою.
- АСН-8Б-Злив / АСН-12Б-Злив - вимірювально-обчислювальні комплекси закритого нижнього зливу з автоматичним контролем герметичності, датчиками загазованості та електромагнітними відсікачами.

## **4 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ**

### **Охорона праці при експлуатації систем підігріву мазуту в резервуарах**

Розробка та впровадження систем інтенсифікації підігріву високов'язких нафтопродуктів у резервуарних парках вимагає чіткого дотримання нормативно-правових актів з питань безпеки. Мазут як паливо має специфічні фізико-хімічні властивості, що створюють умови підвищеної небезпеки під час його транспортування, зберігання та термічної обробки. Основними небезпечними чинниками при використанні закритих систем підігріву є висока температура теплоносія, здатність нафтопродукту до спалахування, утворення вибухонебезпечних концентрацій парів у газовому просторі ємностей, а також імовірність термічних опіків персоналу. Для мінімізації ймовірності виникнення аварійних ситуацій і травматизму розробляється комплекс організаційних та технічних заходів.

#### **4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів**

Процес підігріву мазуту супроводжується дією кількох груп чинників, які здатні негативно вплинути на здоров'я робітників або порушити стабільну роботу обладнання. Перша група включає термічні чинники, оскільки для досягнення необхідної в'язкості мазут розігрівають до температур понад 60–80 градусів Цельсія, а температура пари чи гарячої води в циркуляційних трубчастих підігрівачах є ще вищою. Контакт із незахищеними поверхнями трубопроводів чи випадковий викид гарячої маси призводить до важких опіків.

Друга група пов'язана з хімічною токсичністю випарів. При підвищенні температури з поверхні дзеркала мазуту активно виділяються легкі вуглеводні, сірководень та оксиди сірки, які у разі розгерметизації люків або дихальних

клапанів потрапляють у робочу зону і викликають отруєння чи запаморочення у людей. Третя група охоплює небезпеку ураження електричним струмом, яка виникає через використання електродвигунів насосних агрегатів, електричних приводів запірної арматури та засобів автоматизації. Додатково слід враховувати механічні загрози від рухомих частин насосів та вібрацію трубопроводів під час гідравлічних ударів.

#### **4.2 Заходи щодо забезпечення пожежної та вибухової безпеки**

Оскільки мазути належать до горючих рідин з порівняно високою температурою спалаху, головне завдання при їх підігріві полягає в недопущенні досягнення температури палива, яка була б близькою до точки спалаху паливних парів у закритому об'ємі. Нормативні вимоги забороняють нагрівати мазут у відкритих або герметичних резервуарах до температури, що перевищує межу, яка на 15 градусів Цельсія нижча за температуру спалаху даної марки нафтопродукту.

Для контролю цього параметра проект системи підігріву обов'язково передбачає встановлення дубльованих датчиків температури із виведенням сигналів на пульт оператора та інтеграцією в схему протиаварійного захисту. У разі перевищення уставки автоматика повинна негайно припинити подачу теплоносія у підігрівачі. Самі резервуари обладнуються стаціонарними системами пінного гасіння та водяного охолодження стінок на випадок виникнення пожежі поруч. Усі конструктивні елементи, включаючи дихальну арматуру, проходять регулярну перевірку на працездатність та наявність вогнепергороджувачів, які унеможливають проникнення полум'я всередину ємності.

### **4.3 Технічні рішення з безпечної експлуатації підігрівальних пристроїв**

Надійність роботи циркуляційних або стаціонарних змішувальних підігрівачів забезпечується правильним вибором матеріалів та якісним монтажем, що виключає витікання палива у теплоносій або навпаки. Найбільшу загрозу становить внутрішня корозія труб і прорив пари у мазут, що викликає бурхливе спінення нафтопродукту з його подальшим викидом через верхні люки резервуара. Для запобігання таким явищам на лінії відведення конденсату з підігрівачів встановлюють автоматичні сигналізатори наявності нафтопродуктів, які дозволяють вчасно виявити свищі у трубній системі.

Трубопроводи підігріву та зовнішні стінки резервуарів покривають шаром теплової ізоляції з негорючих матеріалів, що знижує втрати енергії та оберігає обслуговуючий персонал від випадкових термічних травм. Проектування запірної арматури виконується з урахуванням можливості її дистанційного перекриття з безпечної відстані у разі виникнення аварії. Магістралі підведення пари захищають запобіжними клапанами для скидання надлишкового тиску.

### **4.4 Електробезпека та захист від статичної електрики**

Електричне обладнання, що обслуговує систему підігріву та перекачування мазуту, вибирається у вибухозахищеному виконанні відповідно до класу зони приміщення або зовнішньої установки. Рух мазуту по трубопроводах, його перемішування та циркуляція під час розігріву неминуче призводять до накопичення зарядів статичної електрики, які спроможні викликати іскровий розряд і вибух газоповітряної суміші.

Для розсіювання цих зарядів усі резервуари, металеві трубопроводи, корпуси насосів та підігрівальних пристроїв об'єднуються в єдину контурну систему заземлення. Опір заземлювального пристрою має чітко відповідати чинним правилам влаштування електроустановок і перевірятися щороку перед

початком грозового періоду. Наземні резервуари також обладнуються блискавковідводами для захисту від прямих ударів блискавки та її вторинних проявів. Швидкість руху мазуту в трубопроводах на початковому етапі заповнення резервуара штучно обмежується до безпечних значень, щоб мінімізувати інтенсивність генерації статичних зарядів.

#### **4.5 Організаційні заходи та індивідуальний захист персоналу**

До виконання робіт з обслуговування систем підігріву мазуту допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання, медичний огляд та перевірку знань з питань охорони праці. Проведення ремонтних, очисних або вогневих робіт всередині резервуарів виконується виключно за нарядом-допуском після повного звільнення ємності від залишків нафтопродукту, її пропарювання, вентиляції та обов'язкового експрес-аналізу повітряного середовища на вміст шкідливих і вибухонебезпечних газів.

Працівники забезпечуються спецодягом із щільних водовідштовхувальних тканин, спецвзуттям на маслобензостійкій підшві, що не утворює іскор, а також захисними окулярами та рукавицями для запобігання контакту з гарячим мазутом. На робочих місцях біля резервуарного парку обов'язково розміщують аптечки першої допомоги із засобами для лікування термічних та хімічних опіків, а також шлангові або фільтруючі протигази для використання під час ліквідації можливих витоків палива.

## 5 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

Для розрахунку використані орієнтовні ринкові ціни для промисловості України станом на поточний період. Вартість 1 тонни насиченої пари при генерації на газовій котельні приймаємо на рівні 2500 грн/т.

### 5.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції формуються з вартості матеріалів, обладнання та монтажних робіт.

Формула загальних капітальних витрат

$$CAPEX = C_{\text{мат}} + C_{\text{монт}} + C_{\text{арм}} + C_{\text{ін}},$$

де  $C_{\text{мат}}$  - вартість металопрокату (труби для підігрівача 35 м<sup>2</sup>). Орієнтовно: 120 000 грн.

$C_{\text{монт}}$  - вартість зварювальних робіт всередині резервуара та врізки в резервуар: 150 000 грн.

$C_{\text{арм}}$  - запірна арматура та конденсатовідвідник: 50 000 грн.

$C_{\text{ін}}$  - проектна документація та непередбачені витрати: 40 000 грн.

$$CAPEX = 120000 + 150000 + 50000 + 40000 = 360000 \text{ грн.}$$

### 5.2 Розрахунок прямих експлуатаційних витрат

Ця частина показує, скільки коштуватиме використання системи протягом року. Для розрахунку приймемо, що в умовах Одеської області протягом холодного сезону резервуар повністю охолоджується і потребує розігріву 5 разів на рік.

З попереднього розрахунку витрата пари на 1 цикл становить 42,1 тонни.

Річні витрати на енергоносії

$$C_{ен} = G_{ц} \cdot N_{ц} \cdot S_{пар},$$

$$C_{ен} = 42,1 \cdot 5 \cdot 2500 = 526250 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

Приймаємо лінійну амортизацію з терміном служби підігрівача 10 років  
(норма амортизації  $A = 10\%$ )

$$C_a = CAPEX \cdot A,$$

$$C_a = 360000 \cdot 0,1 = 36000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

Закладаємо 5% від капітальних витрат на щорічне технічне  
обслуговування

$$C_{то} = CAPEX \cdot K_{то},$$

$$C_{то} = 360000 \cdot 0,05 = 18000 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

Загальний річний OPEX

$$OPEX = C_{ен} + C_a + C_{то},$$

$$OPEX = 526250 + 36000 + 18000 = 580250 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

### 5.3 Розрахунок питомої собівартості підігріву

Для розуміння рентабельності процесу потрібно знати, наскільки підігрів здорожчує 1 тону продукту.

Маса мазуту в резервуарі (з попереднього розрахунку) дорівнює 860 тонн.

Вартість енергії на один цикл підігріву повного резервуар

:

$$C_{\text{ц}} = G_{\text{ц}} \cdot S_{\text{пар}},$$

$$C_{\text{ц}} = 42,1 \cdot 2500 = 105250 \text{ грн.}$$

Питома вартість підігріву 1 тонни мазуту

$$S_{\text{пм}} = \frac{C_{\text{ц}}}{M_{\text{м}}},$$

$$S_{\text{пм}} = \frac{105250}{860} = 122,4 \frac{\text{грн}}{\text{т}}.$$

### 5.4 Висновки економічного розрахунку

1. Капіталовкладення. Для запуску системи підігріву з площею теплообміну підігрівача 35 м<sup>2</sup> потрібно інвестувати близько 360 тис. грн.

2. Вартість операції. Кожен повний розігрів резервуара коштуватиме підприємству приблизно 105 тис. грн (витрати на генерацію пари).

3. Вплив на ціну. Процес розігріву додає до собівартості кожної тонни мазуту лише ~122 грн. Це економічно виправдано, оскільки дозволяє проводити зливні/наливні операції взимку і повністю уникати штрафів за простій транспорту (які зазвичай перевищують ці витрати в кілька разів).

## ВИСНОВКИ

У результаті виконання роботи було спроектовано систему підігріву мазуту для резервуара РВС-1000, що дозволяє забезпечити стабільну роботу нафтобази. Основні результати роботи полягають у наступному:

1. Проведено проєктний розрахунок системи підігріву. На основі розрахункової площі поверхні теплообміну  $33,95 \text{ м}^2$ , було прийнято до встановлення 10 секційних паропідігрівачів марки ПЕ-4 та 2 секції ПЕ-1. Сумарна площа поверхні теплообміну такої системи становить  $34,8 \text{ м}^2$ , що є достатнім для ефективного прогріву мазуту. Схему розташування елементів розроблено згідно з нормативними вимогами для забезпечення рівномірного розподілу теплових потоків по днищу резервуара.

2. Виконано теплотехнічний розрахунок. Встановлено, що для забезпечення необхідної текучості мазуту в резервуарі РВС-1000 з масою продукту 860 тонн, система підігріву повинна забезпечувати продуктивність на рівні 255 кВт. Розрахунки підтвердили доцільність використання насиченої пари як теплоносія з тиском на вході 0,4 МПа та температурою  $143 \text{ }^\circ\text{C}$ .

3. Визначено обсяги паропостачання. Для забезпечення потреб системи у парі (загальна витрата пари складає 812 кг/год для двох резервуарів) обрано паровий котел марки Е-1,0-0,9Г-3. Обране обладнання має ККД 91% та здатне забезпечити стабільні параметри пари ( $175 \text{ }^\circ\text{C}$ ), що відповідає технологічним вимогам.

4. Проведено економічну оцінку встановлення паропідігрівачів в резервуар. Аналіз експлуатаційних витрат показав, що річні витрати на енергоносії при 5 циклах підігріву на рік становлять 526 250 грн. З урахуванням амортизаційних відрахувань (36 000 грн/рік) та витрат на обслуговування (18 000 грн/рік), загальний річний ОПЕХ становить 580 250 грн.

Розроблена система підігріву є технічно обґрунтованою та дозволяє підтримувати мазут у стані, придатному для відкачування, що вирішує проблему

погіршення рухливості продукту внаслідок підвищеної в'язкості. Проєктовані рішення відповідають нормам промислової та пожежної безпеки, що дозволяє рекомендувати їх до впровадження на об'єктах зберігання нафтопродуктів.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ВБН В.2.2-58.1-94. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насиченої пари не вище 93,3 кПа. - Київ, 1994.
2. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа. – [Чинний від 1994-10-01]. – К.: Південдіпронафтопровід, 1994. – 98 с.
3. ДБН В.2.6-198:2014. Сталеві конструкції. Норми проектування. – [Чинний від 2015-01-01]. – К.: Мінрегіон України, 2014. – 199 с.
4. ДСТУ 4454:2005. Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання. – [Чинний від 2006-07-01]. – К.: Держстандарт України, 2006. – 31 с.
5. ДСТУ Б В.2.6-183:2011. Резервуари вертикальні циліндричні сталеві для нафти та нафтопродуктів. Загальні технічні умови. [Чинний від 2012-10-01]. – К.: Мінрегіон України, 2012. – 78 с.
6. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. – [Чинний від 2011-11-01]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2010. – 123 с.
7. Григоров А.Б. Зберігання нафти та нафтопродуктів в умовах нафтобаз: [Електронний ресурс] / А.Б. Григоров. – Харків-Тернопіль: НТУ «ХП», Видавництво «Крок», 2022. – 184 с. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/02b9792c-d262-4301-b211-88c47023c709>
8. Колесник В.І. Конспект лекцій з дисципліни "Економіка галузі" [Електронний ресурс]: для студентів, що навчаються за напрямом підготовки 6.050304 "Нафтогазова справа" / В. І. Колесник; Каф. управління бізнесом. – Одеса: ОНАХТ, 2017. – Електрон. текст. дан.: 55 с. URL: <https://elc.library.ontu.edu.ua/library-w/DocumentDescription?docid=OdONAHT-cnv.BibRecord.159199>.

9. Туснолобов В.К. Економічні розрахунки в дипломному проекті [Електронний ресурс]: посіб. для студ. спеціальності 05030402 "Нафтогазопроводи та нафтогазосховища" / В.К. Туснолобов, С.Ю. Вігуржинська, В.І. Колесник; Одеська нац. акад. харчових технологій. Ін-т холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського. - Одеса: ОНАХТ, 2015. - 1 електрон. опт. диск (DVD-R): 19 с. тексту. URL: <https://elc.library.ontu.edu.ua/library-w/DocumentDescription?docid=OdOAH.BibRecord.48217>.

10. Лісафін В.П. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / В.П. Лісафін, Д.В. Лісафін. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 597 с.

11. Лісафін, В.П. Типові розрахунки процесів приймання, зберігання та розподілу нафти і нафтопродуктів: навч. посіб. / В.П. Лісафін, Н.В. Люта. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. - 248 с.

12. Монтаж і виготовлення горизонтальних та вертикальних резервуарів. URL: <https://rezervuary.com/ua/p4966470-izgotovlenie-montazh-rezervuara.html>

13. НАПБ В.01.058-2008/112 Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів. – [Чинний від 2009-04-15]. – К.: УкрНДІ ПБ, 2008.

14. Правила технічної експлуатації резервуарів та інструкції по їх ремонту (доповнення та зміни) - [Чинні від 1997-03-01]. – К.: Укрнафтопродукт, 1997. – 121 с.

15. Правила технічної експлуатації та охорони праці на нафтобазах - [Чинні від 1998-04-01]. – К.: Укрнафтопродукт, 1998. – 440 с.

16. Сагала, Т.А. Зберігання нафти та нафтопродуктів [Електронний ресурс]: метод. вказ. до самост. роботи / Т. А. Сагала, Н. О. Біленко; Одес. нац. акад. харч. технологій. – Одеса: ОНАХТ, 2018. – Електрон. текст. дані: 31 с.

17. Каталог електротехнічного та випробувального обладнання // ТОВ «Компанія Контрагент» (м. Харків). — URL: <https://contragent.kh.ua/>