

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 резервуарів об'ємом 500 м³
для зберігання мазуту

Здобувача Холенко М.С.

Керівник доц. Василів О.Б.

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

Холенко Микита Сергійович

1. Тема роботи Проект системи підігріву резервуарів об'ємом 500 м³
для зберігання мазуту

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

Марка мазуту М-40; розрахункова температура повітря (-5)°С; розрахункова температура ґрунту 0°С; температура перед початком розігріву 20°С; кінцева температура мазуту 40°С; товщина ізоляції стінки резервуара 4 мм; коефіцієнт теплопровідності ізоляції 0,046 Вт/(м·К); теплоносій – насичена пара

4. Перелік питань, які потрібно розробити

Розглянути властивості мазуту, напрямки його використання, особливості зберігання. Провести визначення втрат теплоти від мазуту через огорожувальні конструкції резервуара до навколишнього середовища. Визначити необхідні теплопродуктивність підігріву та площу теплообміну. Підібрати підігрівачі.

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

Аркуш 1 – Резервуар РВС-500

Аркуш 2 – Принципова схема системи підігріву

Аркуш 3 – Схема розташування підігрівачів на днищі

Аркуш 4 – Паровий котел

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 _____ Василів О.Б.

Завдання прийняв до виконання _____ Холенко М.С.

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 _____ Холенко М.С.

Керівник роботи _____ Василів О.Б.

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 _____ Холенко Микита Сергійович _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 73 сторінок друкованого тексту, 7 рисунків, 10 таблиць, 18 посилань на джерела.

Роботу присвячено проектуванню системи підігріву мазуту в резервуарах типу РВС-500 для запобігання застиганню нафтопродукту та забезпечення необхідної операційності нафтобази. Визначено втрати теплоти через огороджувальні конструкції резервуара в навколишнє середовище, а також обчислено необхідну кількість теплоти для підігріву мазуту. Підібрано секційні підігрівачі та розроблено схему їх розташування на днищі резервуара.

Ключові слова: резервуар, мазут, підігрів нафтопродуктів в резервуарах, секційний підігрівач

ABSTRACT

Qualification work consists of 73 pages of printed text, 7 figures, 10 tables, 18 references.

The work is dedicated to the design of a fuel oil heating system in RVS-500 type tanks to prevent oil product solidification and ensure the required operational efficiency of the tank farm. Heat losses through the tank enclosing structures to the environment are determined, and the required amount of heat for fuel oil heating is calculated. Sectional heaters are selected, and the layout of the heaters on the tank bottom is developed.

Keywords: storage tank, fuel oil, heating of petroleum products in tanks, sectional heater

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ТЕОРЕТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1 Теплофізичні властивості мазуту.....	9
1.2 Використання мазуту.....	13
1.3 Основні характеристики резервуарів для зберігання нафтопродуктів.....	13
1.4 Теплові режими зберігання мазуту в резервуарах РВС.....	17
1.5 Технологічна схема підігріву мазуту.....	19
1.5 Підігрівачі нафти і нафтопродуктів в резервуарах	20
1.6 Монтаж підігрівачів.....	25
1.7 Особливості експлуатації підігрівачів в резервуарах	25
2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ	27
2.1 Постановка завдання на проєктування	27
2.2 Розрахунок теплофізичних властивостей мазуту	29
2.3 Коефіцієнт теплопередачі від мазуту через стінку резервуара у довкілля	32
2.4 Коефіцієнт теплопередачі від мазуту через днище резервуара до ґрунту.....	37
2.5 Коефіцієнт теплопередачі від мазуту через газовий простір та покрівлю резервуара у довкілля.....	41
2.6 Вибір теплообмінника	48
2.7 Підбір парового котла	55
3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	57
3.1 Організація охорони праці та управління безпекою на нафтобазі	57
3.2 Галузева документація з охорони праці та допуск до робіт.....	58

3.3 Безпека під час виконання робіт підвищеної небезпеки (газонебезпечні та вогневі роботи)	59
3.3.1 Газонебезпечні роботи	59
3.3.2 Вогневі роботи	59
3.4 Електробезпека, захист від статичної електрики та грозозахист	60
3.5 Пожежна безпека технологічних процесів нафтобази.....	61
3.6 Спеціальні медичні огляди та профілактика професійних отруєнь	62
3.7 Галузеві засоби індивідуального захисту (ЗІЗ).....	62
3.8 Атестація робочих місць за умовами праці та навчання персоналу	63
4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	64
4.1 Техніко-економічне обґрунтування проєкту	64
4.2 Економічні розрахунки.....	65
4.2.1 Розрахунок капітальних вкладень.....	65
4.2.2 Експлуатаційні витрати.....	67
ВИСНОВКИ	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	71

ВСТУП

Забезпечення функціонування промислових підприємств, енергетичного сектору та транспортної інфраструктури пов'язане з процесами зберігання, транспортування та використання важких залишкових нафтопродуктів, зокрема мазуту. Фізико-хімічний склад цього продукту характеризується високою концентрацією високомолекулярних вуглеводневих сполук, смол, асфальтенів та парафінів, що визначає його реологічні характеристики. За температур навколишнього середовища мазут має високі значення кінематичної та динамічної в'язкості, внаслідок чого втрачає плинність і демонструє схильність до налипання на внутрішні стінки резервуарів, трубопроводів та елементів насосного обладнання.

Актуальність теми роботи полягає в тому, що місцевий підігрів мазуту в резервуарах забезпечує його вивантаження із заданою продуктивністю, забезпечує ізотермічність зберігання, знижує гідравлічні втрати при перекачуванні та зменшує запарафінування резервуарів і трубопроводів. При зниженні температури нафтопродукту відбувається кристалізація парафінів, що призводить до втрати плинності рідини. Проектування та розрахунок системи підігріву для резервуарів типу РВС-500 є необхідною умовою для забезпечення технологічних процесів та зниження теплових втрат.

Метою роботи є розробка ефективної системи підігріву мазуту для вертикального сталевого резервуара типу РВС-500.

Для досягнення поставленої мети сформульовано такі завдання:

- визначення теплофізичних властивостей мазуту при розрахунковій середній температурі процесу;
- розрахунок коефіцієнта теплопередачі та теплових втрат від мазуту через циліндричну стінку резервуара в навколишнє середовище;

- розрахунок коефіцієнта теплопередачі та теплових втрат через днище резервуара до ґрунту з урахуванням шару донних відкладень;
- розрахунок коефіцієнта теплопередачі та теплових втрат від дзеркала мазуту через газовий простір та покрівлю резервуара в навколишнє середовище;
- визначення загальних теплових втрат через конструкції резервуара
- визначення корисної теплопродуктивності для підігріву мазуту;
- розрахунок необхідної площі поверхні теплообміну підігрівача
- вибір типу і кількості секційних підігрівачів;
- розроблення схеми їх розташування на днищі резервуара;
- підбір парового котла для генерації необхідної кількості теплоносія;
- розрахунок обсягу капітальних вкладень у будівництво та обладнання резервуара;
- визначення річних експлуатаційних витрат на утримання та обслуговування системи підігріву.

1 ТЕОРЕТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Теплофізичні властивості мазуту

Мазут – це залишковий нафтопродукт, який отримують після перегонки нафти. Він має густу, темну консистенцію і використовується переважно як паливо для котлів, печей та промислового обладнання. У складі мазуту містяться важкі вуглеводні, а також домішки, такі як сірка, метали і вода. Його застосовують у енергетиці, промисловості, морському транспорті та опаленні.

Реологічні властивості. При невисокій температурі (10 ... 25 °С) дуже 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.

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. Товарні мазути знеособлені і можуть містити продукти різного походження або їх суміші. В'язкість мазутів дуже сильно залежить від температури. Зі збільшенням в'язкості температурний коефіцієнт в'язкості мазутів зростає; зі зниженням температури відмінність в рухливості мазутів окремих марок збільшується.

Розрізняють кінематичну і динамічну в'язкість. Кінематична в'язкість (ν) – величина, що дорівнює відношенню динамічної в'язкості (η) до її густини (ρ) при тій же температурі, тобто $\nu = \eta/\rho$, де η - динамічна в'язкість, ρ - густина нафтопродукту. Динамічна в'язкість (η) або внутрішнє тертя - це властивість

реальних рідин чинити опір дотичним зусиллям, що зрушують. Це властивість проявляється при русі рідин.

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.

Таблиця 1.1 – Властивості мазуту

Показник	Значення показнику для мазутів різних марок						
	Флотські		Топкові				
	Ф5	Ф12	малосірчисті		середне- і високосірчисті		
М40			М100	М40	М100	М200	
В'язкість, °ВУ: при t = 50°C	5	12	-	-	-	-	-
при t = 80°C	-	-	6	10	8	15,5	24
Густина при 20 °С, кг/м ³	-	-	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

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

Теплоємність - це кількість теплоти, що витрачається на нагрів одиниці маси або моля речовини на один градус. Теплоємність мазуту залежить від температури і приблизно дорівнює 1800 Дж/(кг·°С) за стандартних умов.

Теплопровідність мазуту - це важлива фізична властивість, яка визначає його здатність передавати тепло. Знання теплопровідності мазуту є необхідним для проектування та експлуатації систем опалення, електростанцій та інших промислових процесів. Теплопровідність мазуту залежить від температури

(теплопровідність мазуту зменшується зі зростанням температури), складу (теплопровідність мазуту залежить співвідношення різних фракцій нафти, з яких він отриманий), в'язкості (теплопровідність мазуту зазвичай зменшується зі зростанням його в'язкості).

Існує декілька методів вимірювання теплопровідності мазуту. Найпоширенішими є метод стаціонарного і нестаціонарного теплового потоку. Метод стаціонарного теплового потоку ґрунтується на вимірюванні кількості тепла, що проходить через зразок мазуту при заданій різниці температур. Метод нестаціонарного теплового потоку ґрунтується на вимірюванні швидкості зміни температури зразка мазуту при його нагріванні або охолодженні.

Теплопровідність мазуту за стандартних умов знаходиться в межах 0,12 – 0,16 Вт/(м·К).

Властивості мазуту характеризуються температурою застигання, спалаху, займання і самозаймання.

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.

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. Високою температурою застигання (25 ... 42 °С) характеризуються високосірчасті 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.

Якщо підвищувати температуру рідкого палива вище температури спалаху, буде збільшуватися концентрація парів у повітрі; яка відбувається при піднесенні полум'я спалах буде давати все більше тепловиділення. Додаткова теплота в свою чергу інтенсифікує пароутворення, що сприяє прискореному притоку горючих парів в зону горіння. В результаті процес горіння стає безперервним. 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.

Властивості мазутів також визначаються їх хімічним складом, а також наявністю води, механічних домішок. На характер застосування мазутів впливають теплота згоряння, можливість прокачування, особливо при низьких

температурах, склад золи, корозійність як самого палива, так і продуктів його горіння.

1.2 Використання мазуту

Мазут є одним із продуктів, отриманих під час переробки нафти. Він відіграє значну роль у світовій енергетиці та промисловості.

Мазут - це важкий нафтопродукт, який утворюється під час виробництва легших нафтопродуктів, таких як бензин та дизельне паливо. Він має порівняно велике значення густини та в'язкості, що робить його менш придатним для використання у порівнянні з іншими нафтопродуктами.

Мазут складається переважно з вуглеводнів важких фракцій, а також містить сірку та інші домішки. Його склад може значно варіюватися в залежності від джерела та методів виробництва. Важливим показником є висока теплотворна здатність мазуту, що робить його цінним джерелом енергії.

Одним із головних застосувань мазуту є виробництво електроенергії та тепла. Багато теплових електростанцій використовують мазут як основне джерело палива для генерації електричної енергії та опалення.

У судноплавстві мазут використовується як паливо для великих суден та танкерів. Він забезпечує достатню потужність для подолання великих відстаней на морі та інших водних шляхах.

Мазут також має застосування в різних промислових процесах, включаючи виробництво цементу, виробництво котельного устаткування та інші галузі, де потрібне джерело тепла високої температури.

1.3 Основні характеристики резервуарів для зберігання нафтопродуктів

Резервуари можуть вироблятися за типовими проектами та за індивідуальними проектами під конкретні вимоги замовника. Існують різні варіанти виконання циліндричних резервуарів РВС.

За конструктивними особливостями вертикальні циліндричні резервуари поділяються на такі типи:

- резервуар з стаціонарним дахом без понтона РВС;
- резервуар з стаціонарним дахом з понтоном РВСП;
- резервуар з плаваючою дахом РВСПК.

Номінальний об'єм складає від 100 до 120000 м³. Можливо також проектування і виготовлення РВС об'ємом понад 120000 м³ за індивідуальними технічними умовами.

Розташування резервуарів - наземне. Сейсмічність району будівництва рекомендується не більше 9 балів включно за шкалою MSK-64. Максимальна температура корпусу резервуара не більше 160 °С (для резервуарів з температурою зберігання понад 100 °С слід враховувати зміни фізико-механічних характеристик застосовуваних сталей. Мінімальна температура корпусу резервуара не менше -65 °С.

Вимоги до продукту:

- густина - не більше 1,6 т/м³;
- внутрішнє надлишковий тиск - не більше 2,0 кПа;
- відносне розрідження в газовому просторі - не більше 0,25 кПа.

Для регіонів з холодними кліматичними умовами РВС комплектуються секційними або спіральними підігрівниками, а також проводиться теплоізоляція їх огорожень.

Для зберігання продуктів з низькою летючістю і температурою самозаймання більше 610 °С, таких як мазут, дизпаливо, бітум, масла, монтується стаціонарний дах без понтона. Стаціонарні дахи можуть бути як конічної, так і сферичної форми. Також можливо вибухозахищене виконання (легко скидається дах). В такому випадку до каркаса настил даху не приварюється, а кріпиться тільки до верхнього кільцевого елемента стінки. У

разі вибуху всередині резервуара настил відривається від стінки, при цьому сам резервуар не руйнується.

Для майданчиків, де немає можливості обвалування, або які знаходяться поблизу житлових поселень і водойм, будуються резервуари з додатковою захисною стінкою («стакан в стакані»). У разі розгерметизації і течі з робочого резервуара захисна стінка запобігає розливу продукту по прилеглу до резервуару території.

За бажанням замовника можливе комплектування вироблених ємностей РВС запірно-контролюючою арматурою, насосними агрегатами, датчиками-реле рівня та іншим необхідним обладнанням.

Теплоізоляція резервуарів влаштовується за потребою. Як правило проводять утеплення резервуарів, в яких продукти зберігаються при підвищеній температурі, а також для згладжування коливань температури продукту. Внаслідок коливання температур підвищується відсоток втрати від випаровування. Теплоізоляційні матеріали закріплюються на стінці і покрівлі резервуара, або тільки на стінці.

Зберігання мазуту проводиться в основному в вертикальних сталевих резервуарах (РВС). На рис. 1.1, 1.2 наведено загальний вигляд резервуара РВС-500.

Параметри резервуара РВС -500 м³:

- діаметр резервуара - 8530 мм;
- висота стінки РВС – 8940 мм;
- кількість поясів – 6;
- тип сходів - приставні, шахтні або кільцеві;
- тип даху - конічна;
- спосіб виготовлення– рулонний метод;
- товщина днища - від 5 мм;
- товщина стінки - від 5 мм;

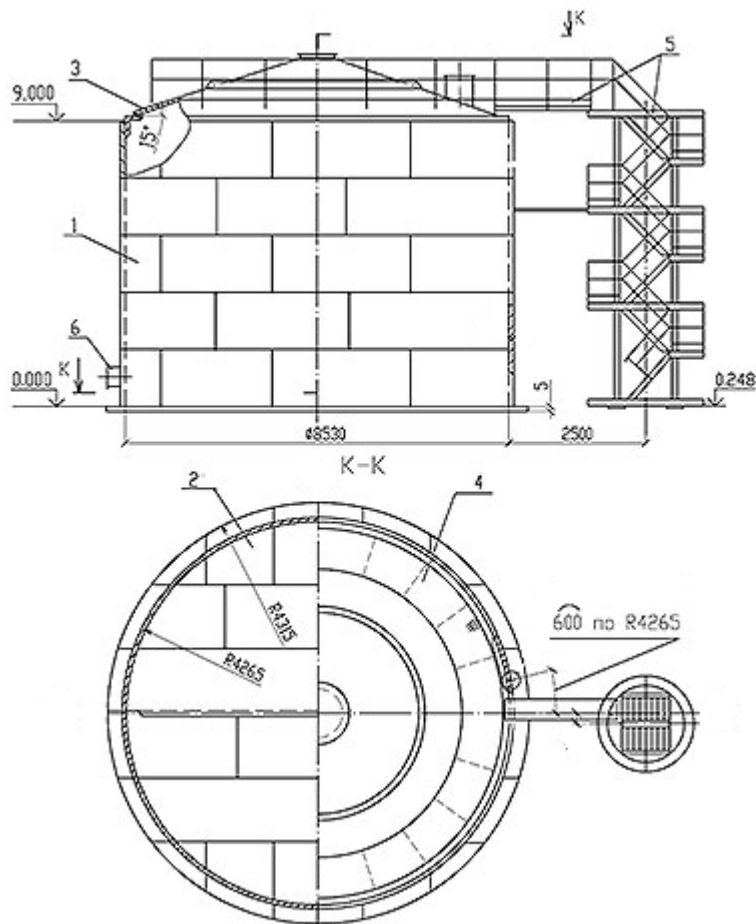
– товщина даху – від 5 мм.

Матеріал виготовлення - чорна сталь ст3сп5 або 09Г2С.

В комплектацію резервуара від виробника входить стінка, днище, дах, огороження на даху, сходи, люки, патрубки.

Додатково резервуар може комплектуватись кріпленням теплоізоляції (матеріали теплоізоляції - мінераловатні плити товщиною 50, 100 або 200 мм, профільний оцинкований лист 0,5 або 0,7 мм), трубним секційним нагрівачем, резервуарним обладнанням.

Орієнтовна маса резервуару 500 м^3 – 21 тонна.



1 – стінка; 2 – днище; 3 – покрівля; 4- майданчик обслуговування;
5 – сходи; 6 – приймально-роздавальний патрубок

Рисунок 1.1 – Загальний вигляд резервуару PVC-500



Рисунок 1.2 – Резервуару РВС-500

1.4 Теплові режими зберігання мазуту в резервуарах РВС

Температура підігріву мазуту і олив не повинна перевищувати $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ і бути нижче температури спалаху не менше ніж на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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 $0,4\text{ МПа}$ в стаціонарних паропідігрівачах і $0,3\text{ МПа}$ при пересувних, що відповідає температурам $143\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $133\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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 підігривають 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 підігривають весь об'єм нафтопродукту і підтримують задану температуру в процесі зберігання.

Місцевий спосіб електропідігріву характеризується тим, що нафтопродукт підігривають в обмеженому обсязі, в спеціальній нагрівальній камері,

влаштованої 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.

Дослідження теплових режимів зберігання нафтопродуктів не втратило актуальності і до сьогодні [16, 17, 18].

1.5 Технологічна схема підігріву мазуту

Процес перевантаження мазуту починається з розігріву залізничних цистерн. Після розігріву цистерни мазут зливається в резервуар. У міру приходу нових цистерн, резервуар заповнюється. Для підтримки заданої температури в резервуарі мазут періодично перекачується через теплообмінник, в якому відбувається підігрів мазуту до 90 °С.

Розігрів мазуту, що подається на залізничну естакаду, резервуарний парк і танкер, є найбільш енергоємним процесом мазутного терміналу. Для його реалізації потрібно підігрів мазуту до 90 °С, що є однією з причин розшарування паливних компонентів на високов'язкі нафтові залишки і водяні прошарку. Водяні прошарки знижують якість мазуту і призводять до імпульсних змін навантаження насосів.

На сучасних нафтобазах розвантаження переважно закрите, з нижнім зливом. В аварійних випадках, при поломці нижнього клапана, можливе розвантаження через верхній люк.

Найбільш поширеними способами розігріву мазуту є розігрів гострою парою. У холодну погоду під час розігріву залізничних цистерн гострою парою, вміст води в мазуті може досягати 10-15%. Під час подальшого зберігання мазут додатково обводнюється атмосферною вологою.

У зв'язку з небажаністю підвищеного обводнення, перевага віддається розігріву гарячим мазутом.

Тиск в напірному трубопроводі підтримується за допомогою зміни швидкості обертання насоса, яке здійснюється регулятором, який працює за датчиком тиску, встановленим на виході насоса.

Злив продукту з цистерни починається до повного розігріву цистерни, це дозволяє скоротити час простою цистерни і знизити енерговитрати необхідні на розігрів всієї ємності.

Підігрів мазуту в резервуарах здійснюється за допомогою насиченої пари (рис. 1.3), отриманої в результаті підігріву в котлах хімічно очищеної води.

В ролі палива в основному використовують мазут або газ. Вода підігрівається до 150 °С і переходить в стан насиченої пари. Далі пара подається до резервуарного парку, в підігрівачі, розташовані безпосередньо в резервуарі. На виході утворюються пар з конденсатом температурою 90 °С. Конденсат потрапляє в конденсатозбірники, охолоджується до температури 40 °С і направляється в котел. Цикл замикається.

1.5 Підігрівачі нафти і нафтопродуктів в резервуарах

Підігрівачі закритого типу діляться на змієвикові і секційні.

Змієвикові підігрівачі (рис. 1.4) представляють собою безперервний паропровід від входу пара до його виходу з труб діаметром 50 - 65 мм, прокладений по стелажах, встановленим на днище резервуара. Зазвичай в резервуарі встановлюють три таких підігрівача - один центральний і два бокових.

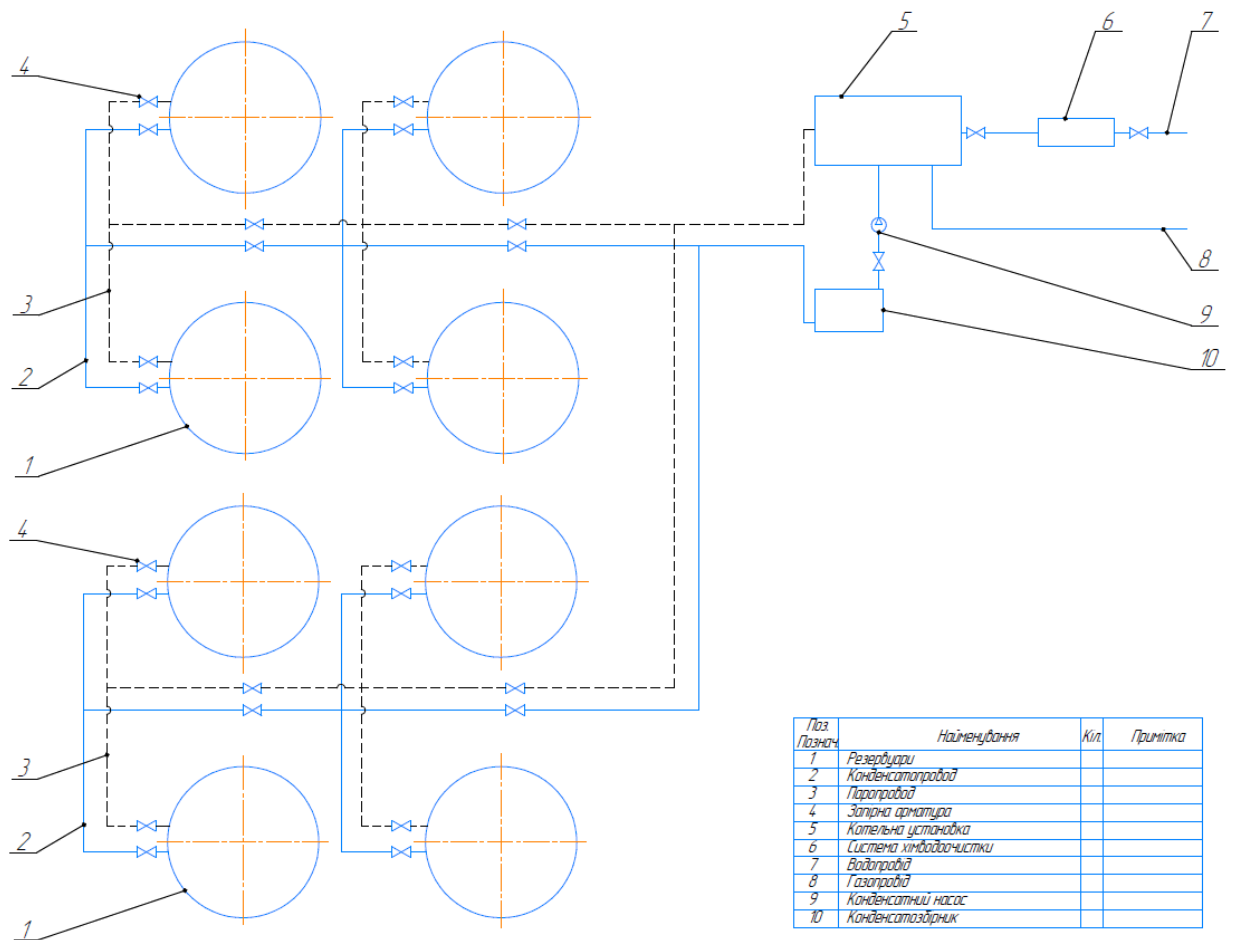


Рисунок 1.3 – Технологічна схема підігріву мазуту в резервуарах

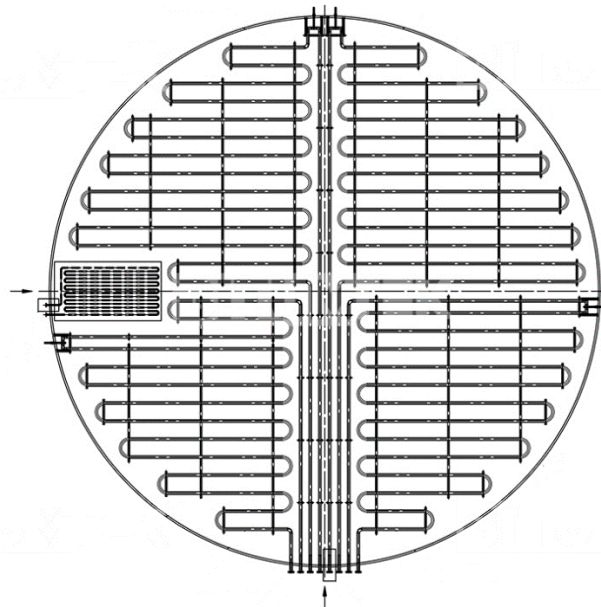


Рисунок 1.4 – Паровий змієвиковий підігрівач для підігріву нафти і нафтопродуктів в резервуарах.

Перевага змієвикового підігрівача полягає в тому, що це підігрівач закритого типу і тому в процесі підігріву не відбувається обводнення нафти і нафтопродуктів (тільки в аварійних ситуаціях); велика тепловіддача; простота конструкції.

До недоліків можна віднести велику інерційність (підігрівач довго прогривається по всій довжині, особливо при холодному продукті); складність ремонту, оскільки його конструкція не розбірна і тому для проведення ремонтних робіт потрібне проведення зачистки резервуару від залишків нафтопродукту для можливості проведення вогневих робіт.

Виготовляється змієвиковий підігрівач з суцільнотягнутих труб діаметром не більше $D_y = 50$ мм, так як при великих діаметрах відбувається перегрів нафти і нафтопродуктів. Це вкрай небажано, так як при підігріві масел утворюється кокс і втрачається його якість, а при підігріві обводнених нафтопродуктів відбувається закипання води і може статися викид нафтопродукту з резервуара. Крім того, при високих температурах на поверхні підігрівачів утворюються нагароутворення відкладення, які різко знижують теплопередачу тепла теплоносія до нафтопродуктів.

При монтажі і конструюванні змієвидного підігрівача необхідно дотримуватися таких вимог:

- укладання змієвика необхідно проводити на стелажах, виконаних з уголкової сталі, конструкція яких повинна бути розбірна.
- центральну секцію необхідно укласти навколо підйомної труби для більш інтенсивного підігріву при виході нафтопродукту.
- кількість секцій рекомендується приймати непарне.
- відстань від змієвика до стінок резервуара повинно бути не менше 0,5 м.
- для виходу конденсату і звільнення змієвика необхідно його укласти з ухилом від 0,01 до 0,02.

- кожна секція змійовика повинна мати самостійний вхід пара.
- кріплення труб змійовика на стелажах повинно бути вільним за допомогою хомутів, для можливості переміщення змійовика при його подовженні під час нагрівання.

Секційний підігрівач (рис. 1.5) являє собою розбірну конструкцію у вигляді декількох 2-ярусних блоків (до шести блоків, в залежності від обсягу резервуара), що збираються з окремих секцій. Секції взаємозамінні і виготовляються в майстернях з розмірами, що дозволяють їх протягати всередину резервуара через стандартні люки-лази резервуарів $D_y = 500$ мм. Секції збираються між собою на фланцевих з'єднаннях. Кожен блок підігрівача має автономний вхід пара і вихід конденсату, і може вільно відключатися при регулюванні процесу підігріву або в разі його виходу з ладу. Для заміни поламаних секцій не потрібно повна зачистка резервуара, а тільки звільнення від нафти або нафтопродукту.

При монтажі підігрівачів секційного типу мають дотримуватися такі вимоги:

1. Укладання секцій необхідно проводити на стелажах, виконаних з Т-образних 2-ярусних опор з уголкової сталі. Конструкція опор повинна дозволяти зручну збірку секцій і їх заміну в разі ремонту.

2. Між блоками підігрівачів повинен бути вільний прохід не менше 1 м.

3. Відстань від крайніх блоків до стінок резервуара повинно бути не менше 1 м.

4. Для виходу конденсату і звільнення секцій необхідно їх укласти з ухилом не менше 0,01.

5. Кожен блок повинен мати самостійний введення пара і вихід конденсату.

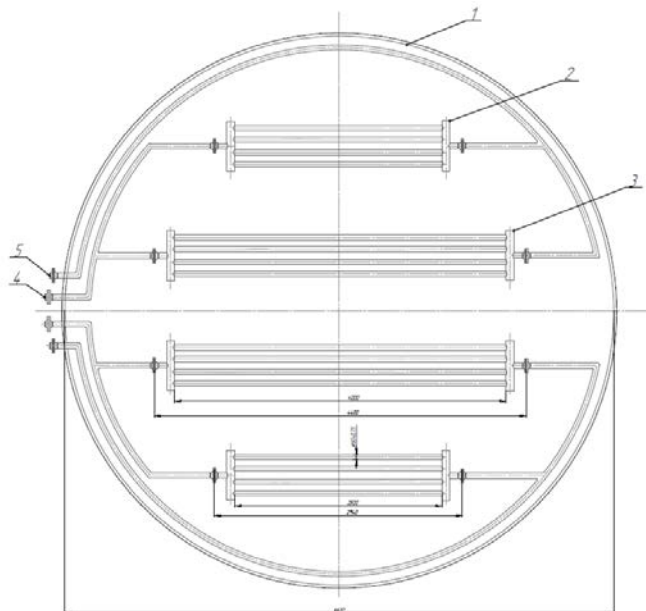
6. Вихід конденсатних труб від блоків повинен бути на висоті від 0,2 м від днища резервуара з установкою поза резервуаром конденсатовідвідників.

7. Кріплення труб секцій на стелажах повинно бути вільним за допомогою хомутів, для можливості переміщення секцій при їх подовженні при нагріванні і охолодженні.

Стандартні секції зазвичай виготовляються з труб діаметром 60 мм. Довжина секцій приймається з таблиць довідкової літератури і становить від 2 до 6 метрів. Розміри секцій підігрівача наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 - Розмір підігрівальних елементів

Тип секції	Розмір труб, мм	Кількість труб в секції, шт.	Довжина, мм		Ширина	Поверхня нагріву, м ²	Вага секції, кг
			Труби, мм	Загальна, мм			
ПЕ - 1	60x3,7	4	2000	2440	450	1,7	50,9
ПЕ - 2	60x3,7	4	2500	2940	450	2,04	60,5
ПЕ - 3	60x3,7	4	3000	3440	450	2,42	70,5
ПЕ - 4	60x3,7	4	4000	4440	450	3,14	90
ПЕ - 5	60x3,7	4	5000	5440	450	3,86	109,3
ПЕ - 6	60x3,7	4	6000	6440	450	4,58	129,3



1 - стінка резервуара; 2, 3 - секційні підігрівачі;
4 - вхід пари; 5 - вихід конденсату

Рисунок 1.5 - Схема розміщення секцій підігрівача на днищі резервуара

1.6 Монтаж підігрівачів

Підігрівачі в резервуарах монтується слідом за закінченням будівництва резервуарів. Монтаж починається з установки на дні резервуара стоек і стелажів, на які укладаються підготовлені секції підігрівачів. Прикріплення підігрівачів до стоек і стелажів проводиться з розрахунком забезпечення вільних подовжень підігрівачів при температурних розширеннях.

В резервуарі елементи підігрівачів з'єднуються переважно за допомогою зварювання і рідше за допомогою муфт і фланців. Початок і кінець кожної секції підігрівача пропускається через стінку резервуара і в ній ретельно закладається. На виведених з резервуара трубах підігрівачів встановлюється арматура (запірні вентиля або засувки), після чого виведені кінці з'єднуються з колектором (паророзподільним і конденсатним).

Після закінчення установки підігрівачі очищаються від бруду і випробовуються гідравлічним тиском, рівним подвоєному робочому. При виявленні течі та інших недоліків вода з підігрівачів спускається, несправності встановлюються, і випробування проводиться повторно.

Остаточо зібраний підігрівач після гідравлічних випробувань перевіряється теплоносієм під робочим тиском і в разі його повної готовності передається в експлуатацію.

Усунення недоліків, виявлених під час випробування, повинно проводитися дуже ретельно, щоб уникнути обводнення нафтопродуктів, і особливо олив, яке може відбуватися при проникненні пара або води через нещільності в підігрівачі.

1.7 Особливості експлуатації підігрівачів в резервуарах

Теплоносій, особливо водяна пара, необхідно впускати в підігрівач поступово, щоб уникнути гідравлічних ударів, для чого вентиля на вводах відкриваються повільно.

Під час підігріву необхідно стежити за температурою нафтопродукту, його рівнем, не допускати оголення підігрівача. При водозеркальному підігріві необхідно стежити за рівнем водяний подушки.

При припиненні підігріву парові підігрівачі продувають парою, після чого їх вимикають.

Виявлення в конденсаті нафтопродукту, навіть слідів його, свідчить про несправний стан підігрівача. В цьому випадку необхідно звільнити резервуар, видалити з нього всі залишки нафтопродуктів, промити і після цього приступити до ремонту підігрівача.

2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Постановка завдання на проєктування

В роботі запропоновано використання секційних підігрівачів, що встановлюються на днищі резервуару. Теплоносієм прийнято насичену пару з тиском 0,4 МПа та температурою 143°C.

Проєктування системи підігріву обумовлює визначення таких характеристик:

1. теплові втрати від мазуту через стінку резервуару, що контактує з ним, в навколишнє середовище,
2. теплові втрати від мазуту через днище резервуару до ґрунту,
3. теплові втрати від дзеркала мазуту через покрівлю та стінку резервуару, що контактує з газовим простором резервуара, в навколишнє середовище,
4. загальні теплові втрати,
5. корисна теплопродуктивність (підігрів мазуту),
5. необхідна поверхня теплообміну,
6. тип і кількість секційних підігрівачів,
7. розроблення схеми їх розташування на днищі резервуара,
8. вибір котла для виробництва пари.

Вихідні дані:

- тип і номінальний об'єм резервуара – РВС-500;
- діаметр резервуара $D = 8,53$ м;
- висота резервуара $H = 8,94$ м;
- висота конуса покрівлі резервуара $h_{\text{пок}} = 0,5$ м;
- нафтопродукт, що зберігається – мазут;
- рівень мазуту в резервуарі $h = 8$ м;
- розрахункова мінімальна температура повітря $t_{\text{пов}} = -5$ °С;

- розрахункова температура ґрунту $t_{гр} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- швидкість вітру $w = 4 \text{ м/с}$;
- густина мазуту за температури $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\rho_{20} = 945 \text{ кг/м}^3$;
- в'язкість мазуту $\nu_1 = 33 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ за температури $t_1 = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- в'язкість мазуту $\nu_2 = 2,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ за температури $t_2 = 50 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- зовнішня поверхня корпусу резервуара – нова алюмінієва фарба;
- температура мазуту перед розігрівом $t_{п} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- температура мазуту перед відкачуванням $t_{к} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- час розігрівання (не більше) $\tau = 72$ години;
- ґрунт – супісок сухий;
- товщина металу днища $\delta_{д} = 4 \text{ мм}$;
- товщина металу покрівлі $\delta_{пок} = 2,5 \text{ мм}$;
- середня товщина листів корпусу $\delta_{ст} = 5 \text{ мм}$;
- коефіцієнт теплопровідності сталі $\lambda_{ст} = 40 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$;
- коефіцієнт теплопровідності теплоізоляції $\lambda_{із} = 0,046 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$;
- товщина теплоізоляції $\delta_{із} = 4 \text{ мм}$;
- товщина шару відкладень на дні резервуара $\delta_{в} = 0,4 \text{ м}$;
- коефіцієнт теплопровідності відкладень $\lambda_{в} = 0,2 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$;
- теплоносій – насичена водяна пара;
- температура пари $t_{п1} = 143 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- зовнішній діаметр труб паропідігрівача $d = 60 \text{ мм}$;
- вміст парафіну в мазуту $m = 2 \text{ \%}$ (по масі);
- прихована теплота кристалізації парафіну $\chi = 230 \text{ кДж/К}$;
- концентрація парів мазуту в газовому просторі резервуара $C_1 = 0,03$;
- коефіцієнт теплопровідності парів $\lambda_{пар} = 0,12 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

2.2 Розрахунок теплофізичних властивостей мазуту

Середня температура навколишнього середовища

$$t_o = \frac{t_{гр} + \left(1 + \frac{h}{D}\right) t_{пов}}{1 + \frac{4h}{D}}, \quad (2.1)$$

$$t_o = \frac{0 + \left(1 + \frac{8}{8,53}\right) (-5)}{1 + \frac{4 \cdot 8}{8,53}} = -2,0 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Коефіцієнт a

$$a = \frac{t_{II} - t_o}{t_K - t_o}, \quad (2.2)$$

$$a = \frac{20 - (-2,0)}{40 - (-2,0)} = 0,524.$$

Середня температура мазуту

- якщо $a \leq 2$

$$t_{сеп} = \frac{t_{II} + t_K}{2}, \quad (2.3)$$

- якщо $a > 2$

$$t_{сеп} = t_o + \frac{t_{II} - t_K}{\ln \frac{t_{II} - t_o}{t_K - t_o}}. \quad (2.4)$$

Оскільки $a < 2$, то середня температура мазуту за (2.3)

$$t_{\text{сер}} = \frac{20 + 40}{2} = 30 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Теплофізичні характеристики мазуту за середньої температури $t_{\text{сер}}$ за (2.5)

– (2.11):

- теплоємність мазуту за середньої температури $t_{\text{сер}}$

$$c_{p_{\text{сер}}} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T_{\text{сер}}), \quad (2.5)$$

$$c_{p_{\text{сер}}} = \frac{31,56}{\sqrt{945}} \cdot [762 + 3,39 \cdot (30 + 273,15)] = 1837,4 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

- коефіцієнт кінематичної в'язкості та показник кривизни віскограми мазуту за середньої температури $t_{\text{сер}}$

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2}, \quad (2.6)$$

$$u = \frac{1}{50 - 20} \ln \frac{33}{2,5} = 0,086 \text{ 1}/^\circ\text{C};$$

$$\nu_{\text{сер}} = \nu_1 \exp[-u(t_{\text{сер}} - t_1)], \quad (2.7)$$

$$\nu_{\text{сер}} = 33 \cdot 10^{-4} e^{-0,086(30-20)} = 1,396 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

- коефіцієнт теплопровідності мазуту за середньої температури $t_{\text{сер}}$

$$\lambda_{H_{\text{сер}}} = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T_{\text{сер}}), \quad (2.8)$$

$$\lambda_{H_{\text{сер}}} = \frac{156,6}{945} [1 - 0,00047 \cdot (30 + 273,15)] = 0,142 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К});$$

- густина та коефіцієнт температурного розширення мазуту за середньої температури $t_{\text{сер}}$

$$\xi_t = 1,825 - 0,001315\rho_{20}, \quad (2.9)$$

$$\xi_t = 1,825 - 0,001315 \cdot 945 = 0,5823 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{°C});$$

$$\rho_{\text{сер}} = \rho_{20} - \xi_t(t_{\text{сер}} - 20), \quad (2.10)$$

$$\rho_{\text{сер}} = 945 - 0,5823 \cdot (30 - 20) = 939,2 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

- коефіцієнт об'ємного розширення мазуту за середньої температури $t_{\text{сер}}$

$$\beta_{\text{сер}} = \beta_{\text{сер}} = \frac{\frac{\rho_{20}}{\rho_{\text{сер}}} - 1}{t_{\text{сер}} - 20}, \quad (2.11)$$

$$\beta_{\text{сер}} = \frac{\frac{945}{939,2} - 1}{30 - 20} = 0,00062 \frac{1}{\text{°C}}.$$

Критерій Прандтля для мазуту за середньої температури $t_{\text{сер}}$

$$Pr_{\text{сер}} = \frac{\nu_{\text{сер}} c_{p_{\text{сер}}} \rho_{\text{сер}}}{\lambda_{\text{сер}}}, \quad (2.12)$$

$$Pr_{\text{сер}} = \frac{1,396 \cdot 10^{-3} \cdot 1837,4 \cdot 939,2}{0,142} = 16956.$$

2.3 Коефіцієнт теплопередачі від мазуту через стінку резервуара у довкілля

Задається середнє значення температури внутрішньої поверхні стінки резервуара

$$t_{\text{ст}} = 27 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Теплофізичні властивості мазуту за температури внутрішньої поверхні стінки резервуару $t_{\text{ст}}$ (2.13) – (2.16):

- коефіцієнт кінематичної в'язкості за температури внутрішньої поверхні стінки резервуару $t_{\text{ст}}$

$$\nu_{\text{ст}} = \nu_1 \exp[-u(t_{\text{ст}} - t_1)], \quad (2.13)$$

де u – показник кривизни віскограми для мазуту вже розрахований вище за формулою (2.6),

$$\nu_{\text{ст}} = 33 \cdot 10^{-4} e^{-0,086(27-20)} = 1,81 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

- густина мазуту за температури внутрішньої поверхні стінки резервуару $t_{\text{ст}}$

$$\rho_{ст} = \rho_{20} - \xi_t(t_{ст} - 20), \quad (2.14)$$

де ξ_t – коефіцієнт температурного розширення, розрахований вище за формулою (2.9)

$$\rho_{ст} = 945 - 0,5823 \cdot (27 - 20) = 940,9 \text{ кг/м}^3;$$

- теплоємність мазуту за температури внутрішньої поверхні стінки резервуару $t_{ст}$

$$c_{p_{ст}} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T_{ст}), \quad (2.15)$$

$$c_{p_{ст}} = \frac{31,56}{\sqrt{945}} [762 + 3,39 \cdot (27 + 273,15)] = 1826,9 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

- коефіцієнт теплопровідності мазуту за температури внутрішньої поверхні стінки резервуару $t_{ст}$

$$\lambda_{н_{ст}} = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T_{ст}), \quad (2.16)$$

$$\lambda_{н_{ст}} = \frac{156,6}{945} [1 - 0,00047 \cdot (27 + 273,15)] = 0,142 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}.$$

Критерії Прандтля і Грасгофа за температури внутрішньої поверхні стінки резервуара $t_{ст}$

$$Pr_{ст} = \frac{v_{ст} c_{p,ст} \rho_{ст}}{\lambda_{н,ст}}, \quad (2.17)$$

$$Pr_{ст} = \frac{1,81 \cdot 10^{-3} \cdot 1826,9 \cdot 940,9}{0,142} = 21828;$$

$$Gr_{ст} = \frac{l^3 g \beta_{сеп} (t_{сеп} - t_{ст})}{v_{сеп}^2}, \quad (2.18)$$

де l – лінійний характерний розмір (для РВС $l = h$ – рівень рідини).

$$Gr_{ст} = \frac{8^3 \cdot 9,81 \cdot 0,00062 \cdot (30 - 27)}{(1,396 \cdot 10^{-3})^2} = 4791812.$$

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією від мазуту до вертикальної стінки:

– при $(Gr_{ст} Pr_{сеп}) = 10^3 \div 10^9$ (ламінарний режим)

$$\alpha_{1ст} = 0,76 \frac{\lambda_{н,сеп}}{h} (Gr_{ст} Pr_{сеп})^{0,25} \left(\frac{Pr_{сеп}}{Pr_{ст}} \right)^{0,25}; \quad (2.19)$$

– при $(Gr_{ст} Pr_{сеп}) > 10^9$ (турбулентний режим)

$$\alpha_{1ст} = 0,15 \frac{\lambda_{н,сеп}}{h} (Gr_{ст} Pr_{сеп})^{0,33} \left(\frac{Pr_{сеп}}{Pr_{ст}} \right)^{0,25}. \quad (2.20)$$

Оскільки добуток критеріїв Pr і Gr дорівнює

$$(Gr_{ст} Pr_{сеп}) = 4791812 \cdot 16956 = 8,13 \cdot 10^{10} > 10^9,$$

то коефіцієнт тепловіддачі конвекцією від мазуту до стінки за (2.20)

$$\alpha_{1\text{ст}} = 0,15 \frac{0,142}{8} (8,13 \cdot 10^{10})^{0,33} \left(\frac{21828}{89978} \right)^{0,25} = 9,96 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої стінки резервуару у повітря

– при швидкості вітру $w \leq 5 \text{ м/с}$

$$\alpha_{2\text{ст}} = 6,2 + 4,2w; \quad (2.21)$$

– при швидкості вітру $w > 5 \text{ м/с}$

$$\alpha_{2\text{ст}} = 7,2w^{0,78}. \quad (2.22)$$

Оскільки $w = 4 \leq 5 \text{ м/с}$, то коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої стінки резервуару у повітря за (2.21)

$$\alpha_{2\text{ст}} = 6,2 + 4,2w = 6,2 + 4,2 \cdot 4 = 23,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Ступінь чорноти поверхні стінки відповідно до табл. 2.1

$$\varepsilon_{\text{ст}} = 0,33.$$

Коефіцієнт тепловіддачі радіацією від поверхні резервуару

$$\alpha_{3\text{ст}} = \varepsilon_{\text{ст}} C_z \frac{\left(\frac{t_{\text{ст}} + 273,15}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_{\text{пов}} + 273,15}{100}\right)^4}{t_{\text{ст}} - t_{\text{пов}}}, \quad (2.23)$$

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

$$\alpha_{3\text{ст}} = 0,33 \cdot 5,768 \cdot \frac{\left(\frac{27 + 273,15}{100}\right)^4 - \left(\frac{-5 + 273,15}{100}\right)^4}{27 - (-5)} = 1,75 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Таблиця 2.1 – Залежність ступеня чорноти поверхні від виду фарбування

Вид покриття поверхні	Ступінь чорноти поверхні $\varepsilon_{\text{ст}}$
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 теплопередачі від мазуту через стінку резервуару у повітря

$$k_{\text{ст}} = \left(\frac{1}{\alpha_{1\text{ст}}} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{\delta_{\text{із}}}{\lambda_{\text{із}}} + \frac{1}{\alpha_{2\text{ст}} + \alpha_{3\text{ст}}} \right)^{-1}, \quad (2.24)$$

$$k_{\text{ст}} = \left(\frac{1}{9,96} + \frac{5 \cdot 10^{-3}}{40} + \frac{4 \cdot 10^{-3}}{0,046} + \frac{1}{23,0 + 1,75} \right)^{-1} = 0,99 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Уточнення правильності вибору температури внутрішньої поверхні стінки резервуару $t_{\text{ст}}$

$$t'_{\text{CT}} = t_{\text{сер}} - \frac{k_{\text{CT}}}{\alpha_{1\text{CT}}} (t_{\text{сер}} - t_{\text{пов}}), \quad (2.25)$$

$$t'_{\text{CT}} = 30 - \frac{0,99}{9,96} [30 - (-5)] = 26,52 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Перевірка умови

$$|t_{\text{CT}} - t'_{\text{CT}}| \leq 1, \quad (2.26)$$

Якщо умова не виконується, то необхідно виконати наступне наближення, прийняв температуру внутрішньої поверхні стінки резервуару рівній t'_{CT} .

$$|27 - 26,52| = 0,48 \text{ } ^\circ\text{C} < 1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Умова виконується, наступне наближення не потрібно, розрахунок завершений.

2.4 Коефіцієнт теплопередачі від мазуту через днище резервуара до ґрунту

Задається температура внутрішньої поверхні днища резервуару

$$t_{\text{д}} = 29 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Теплофізичні характеристики мазуту за температури внутрішньої поверхні днища резервуару $t_{\text{д}}$ (2.26) – (2.29):

– коефіцієнт кінематичної в'язкості

$$v_d = v_1 \exp[-u(t_d - t_1)], \quad (2.27)$$

де u – показник кривизни віскограми для мазуту вже розрахований вище за формулою (2.6),

$$v_d = 33 \cdot 10^{-4} e^{-0,086(29-20)} = 1,52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

– густина мазуту за температури внутрішньої поверхні днища резервуару t_d

$$\rho_d = \rho_{20} - \xi_t(t_d - 20), \quad (2.28)$$

де ξ_t – коефіцієнт температурного розширення, розрахований вище за формулою (2.9),

$$\rho_d = 945 - 0,5823 \cdot (29 - 20) = 939,8 \text{ кг/м}^3;$$

– теплоємність мазуту за температури внутрішньої поверхні днища резервуару t_d

$$c_{p_d} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T_d), \quad (2.29)$$

$$c_{p_d} = \frac{31,56}{\sqrt{945}} \cdot [762 + 3,39 \cdot (29 + 273,15)] = 1833,9 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)};$$

– коефіцієнт теплопровідності мазуту за температури внутрішньої поверхні днища резервуару t_d

$$\lambda_{H_d} = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T_d), \quad (2.30)$$

$$\lambda_{H_d} = \frac{156,6}{945} \cdot [1 - 0,00047 \cdot (29 + 273,15)] = 0,142 \text{ Вт/(м·К)}.$$

Параметри Прандтля та Грасгофа для мазуту за температури внутрішньої поверхні днища резервуару t_d

$$Pr_d = \frac{\nu_d c_{p_d} \rho_d}{\lambda_{H_d}}, \quad (2.31)$$

$$Pr_d = \frac{1,52 \cdot 10^{-3} \cdot 1833,9 \cdot 939,8}{0,142} = 18445;$$

$$Gr_d = \frac{D^3 g \beta_{cep} (t_{cep} - t_d)}{\nu_{cep}^2}, \quad (2.32)$$

$$Gr_d = \frac{8,53^3 \cdot 9,81 \cdot 0,00062 \cdot (30 - 29)}{(1,396 \cdot 10^{-3})^2} = 1936224.$$

Добуток критеріїв Pr і Gr дорівнює

$$(Gr_d Pr_{cep}) = 1936224 \cdot 16956 = 3,28 \cdot 10^{10}.$$

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від мазуту до днища резервуару

$$\alpha_{1d} = 0,5 \frac{\lambda_{H_{cep}}}{D} (Gr_d \cdot Pr_{cep})^{0,25} \left(\frac{Pr_{cep}}{Pr_d} \right)^{0,25}, \quad (2.33)$$

$$\alpha_{1д} = 0,5 \frac{0,142}{8,53} (3,28 \cdot 10^{10})^{0,25} \left(\frac{16956}{18445} \right)^{0,25} = 3,47 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт теплопровідності ґрунту за табл. 2.2

$$\lambda_{гр} = 1 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт теплопередачі через днище

$$k_d = \left(\frac{1}{\alpha_{1д}} + \frac{\delta_d}{\lambda_{ст}} + \frac{\delta_b}{\lambda_b} + \frac{\pi D}{8\lambda_{гр}} \right)^{-1}, \quad (2.34)$$

$$k_d = \left(\frac{1}{3,47} + \frac{4 \cdot 10^{-3}}{40} + \frac{0,4}{0,2} + \frac{3,14 \cdot 8,53}{8 \cdot 1} \right)^{-1} = 0,13 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Таблиця 2.2 – 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

Уточнення температури внутрішньої поверхні днища резервуару

$$t'_d = t_{\text{сер}} - \frac{k_d}{\alpha_{1d}} (t_{\text{сер}} - t_{\text{гр}}), \quad (2.35)$$

$$t'_d = 30 - \frac{0,13}{3,47} \cdot (30 - 0) = 28,9 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Перевірка умови

$$|t_d - t'_d| \leq 1 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (2.36)$$

Якщо умова не виконується, то необхідно виконати наступне наближення, прийняв температуру внутрішньої поверхні днища резервуару рівній t'_d .

$$|29 - 28,9| = 0,1 \text{ }^\circ\text{C} < 1 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Умова виконується, наступне наближення не потрібно, розрахунок завершений.

2.5 Коефіцієнт теплопередачі від мазуту через газовий простір та покрівлю резервуара у довкілля

Задається температура внутрішньої поверхні покрівлі

$$t_{\text{пок}} = 11 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура газового простору резервуара

$$t_r = \frac{1}{2}(t_{\text{сер}} + t_{\text{пок}}), \quad (2.37)$$

$$t_r = 1/2 \cdot (11 + 30) = 20,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Теплофізичні властивості повітря за температури газового простору резервуару t_r (2.38) – (2.42)

- густина повітря за температури газового простору резервуару t_r

$$\rho_r = 1,3102 - 0,0049t_r, \quad (2.38)$$

$$\rho_r = 1,3102 - 0,0049 \cdot 20,5 = 1,21 \text{ кг/м}^3;$$

- теплоємність повітря за температури газового простору резервуару t_r

$$c_{p_r} = 1003,6 + 0,0172t_r + 0,0001t_r^2, \quad (2.39)$$

$$c_{p_r} = 1003,6 + 0,0172 \cdot 20,5 + 0,0001 \cdot 20,5^2 = 1004,0 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)};$$

- коефіцієнт теплопровідності повітря за температури газового простору резервуару t_r

$$\lambda_r = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5}t_r + 5 \cdot 10^{-8}t_r^2, \quad (2.40)$$

$$\lambda_r = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5} \cdot 20,5 + 5 \cdot 10^{-8} \cdot 20,5^2 = 0,0260 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)};$$

- коефіцієнт кінематичної в'язкості повітря за температури газового простору резервуару t_r

$$\nu_r = (12,244 + 0,00938t_r + 6 \cdot 10^{-6}t_r^2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.41)$$

$$\nu_r = (12,244 + 0,00938 \cdot 20,5 + 6 \cdot 10^{-6} \cdot 20,5^2) \cdot 10^{-6} = 1,244 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с};$$

- коефіцієнт об'ємного розширення повітря за температури газового простору резервуару t_r

$$\beta_r = \frac{1}{t_r + 273,15}, \quad (2.42)$$

$$\beta_r = \frac{1}{20,5 + 273,15} = 0,0035 \text{ 1/К.}$$

Критерій Прандтля повітря за температури газового простору резервуару t_r

$$Pr_r = \frac{\nu_r c_{p_r} \rho_r}{\lambda_r}, \quad (2.43)$$

$$Pr_r = \frac{1,244 \cdot 10^{-5} \cdot 1004,0 \cdot 1,21}{0,0260} = 0,582.$$

Об'єм конічної частини покрівлі резервуару

$$V = \frac{\pi h_{\text{пок}}}{3} \left(\frac{D}{2}\right)^2, \quad (2.44)$$

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,5}{3} \left(\frac{8,53}{2} \right)^2 = 9,52 \text{ м}^3.$$

Еквівалентна висота конічної частини покрівлі резервуара

$$h_e = \frac{4V}{\pi D^2}, \quad (2.45)$$

$$h_e = \frac{4 \cdot 9,52}{3,14 \cdot 8,53^2} = 0,17 \text{ м.}$$

Повна висота газового простору резервуара

$$h_r = h_e + (H - h), \quad (2.46)$$

$$h_r = 0,17 + (8,94 - 8) = 1,11 \text{ м.}$$

Параметр Грасгофа для повітря в газовому просторі резервуара

$$Gr_r = \frac{h_r^3 g \beta_r (t_r - t_{\text{пок}})}{\nu_r^2}, \quad (2.47)$$

$$Gr_r = \frac{1,11^3 \cdot 9,81 \cdot 0,0035 \cdot (20,5 - 11)}{(1,21 \cdot 10^{-5})^2} = 2,87 \cdot 10^9.$$

Коефіцієнт тепловіддачі від “дзеркала” мазуту до газового простору резервуара

– при $(Gr_2 Pr_2) = 5 \cdot 10^2 \div 2 \cdot 10^7$

$$\alpha_{1\text{пок}} \approx 5,466 \cdot \sqrt[3]{t_{\text{ДЗ}} - t_{\Gamma}}; \quad (2.48)$$

– при $(Gr_2 Pr_2) > 2 \cdot 10^7$

$$\alpha_{1\text{пок}} \approx 1,14 \cdot \sqrt[3]{t_{\text{ДЗ}} - t_{\Gamma}}. \quad (2.49)$$

Оскільки добуток критеріїв Pr і Gr

$$(Gr_{\Gamma} \cdot Pr_{\Gamma}) = 2,87 \cdot 10^9 \cdot 0,582 = 1,67 \cdot 10^9,$$

то коефіцієнт тепловіддачі $\alpha_{1\text{пок}}$ за (2.49)

$$\alpha_{1\text{пок}} = 1,14 \cdot \sqrt[3]{30 - 20,5} = 2,41 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт кінематичної в'язкості повітря за температури навколишнього повітря $t_{\text{пов}}$

$$\nu_{\text{пов}} = (12,244 + 0,00938 t_{\text{пов}} + 6 \cdot 10^{-6} t_{\text{пов}}^2) \cdot 10^{-6}, \quad (2.50)$$

$$\nu_{\text{пов}} = [12,244 + 0,00938 \cdot (-5) + 6 \cdot 10^{-6} \cdot (-5)^2] \cdot 10^{-6} = 1,22 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Теплопровідність повітря за температури навколишнього повітря $t_{\text{пов}}$

$$\lambda_{\text{пов}} = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5} t_{\text{пов}} + 5 \cdot 10^{-8} t_{\text{пов}}^2, \quad (2.51)$$

$$\lambda_{\text{пов}} = 0,0243 + 8 \cdot 10^{-5} \cdot (-5) + 5 \cdot 10^{-8} \cdot (-5)^2 = 0,0239 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{wD}{\nu_{\text{пов}}}, \quad (2.52)$$

$$Re = \frac{4 \cdot 8,53}{1,22 \cdot 10^{-5}} = 2797352.$$

Коефіцієнт тепловіддачі від покрівлі у доквілля за наявності вітру

$$\alpha_{2_{\text{пок}}} = C \frac{\lambda_{\text{пов}}}{D} Re^n, \quad (2.53)$$

$$\alpha_{2_{\text{пок}}} = 0,023 \cdot \frac{0,0239}{8,53} \cdot 2797352^{0,8} = 9,26 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

де $C = 0,023$ та $n = 0,8$ з табл. 2.3 для $Re > 5 \cdot 10^4$.

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнтів C і n у формулі (2.53)

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

Коефіцієнт конвекції

$$\varepsilon_{\text{к}} = 0,18(Gr_{\text{T}}Pr_{\text{T}})^{0,25}, \quad (2.54)$$

$$\varepsilon_{\text{к}} = 0,18 \cdot (1,67 \cdot 10^9)^{0,25} = 36,4.$$

Коефіцієнт теплопровідності газоповітряної суміші

$$\lambda_c = \lambda_{\text{пов}}(1 - C_1) + \lambda_{\text{пар}}C_1, \quad (2.55)$$

$$\lambda_c = 0,0239 \cdot (1 - 0,3) + 0,12 \cdot 0,3 = 0,0527 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Еквівалентний коефіцієнт теплопровідності газоповітряної суміші

$$\lambda_e = \lambda_c \varepsilon_K, \quad (2.56)$$

$$\lambda_e = 0,0527 \cdot 36,4 = 1,92 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням від покрівлі резервуару у навколишнє середовище

$$\alpha_{3\text{пок}} = \varepsilon_{\text{ст}} C_z \frac{\left(\frac{t_{\text{пок}} + 273,15}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_{\text{пов}} + 273,15}{100}\right)^4}{t_{\text{пок}} - t_{\text{пов}}}, \quad (2.57)$$

$$\alpha_{3\text{пок}} = 0,33 \cdot 5,768 \frac{\left(\frac{11,0 + 273,15}{100}\right)^4 - \left(\frac{-5 + 273,15}{100}\right)^4}{11,0 - (-5)} = 1,60 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт теплопередачі через покрівлю резервуара

$$k_{\text{пок}} = \left(\frac{1}{\alpha_{1\text{пок}}} + \frac{h_{\Gamma}}{\lambda_e} + \frac{\delta_{\text{пок}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{1}{\alpha_{2\text{пок}} + \alpha_{3\text{пок}}} \right)^{-1}, \quad (2.58)$$

$$k_{\text{пок}} = \left(\frac{1}{2,41} + \frac{1,11}{1,92} + \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{40} + \frac{1}{9,26 + 1,60} \right)^{-1} = 0,92 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Уточнена температури внутрішньої поверхні покрівлі резервуару

$$t'_{\text{пок}} = t_{\Gamma} - \frac{k_{\text{пок}}}{\alpha_{1\text{пок}}} (t_{\Gamma} - t_{\text{пов}}), \quad (2.59)$$

$$t'_{\text{пок}} = 20,5 - \frac{0,92}{9,26} (20,5 - (-5)) = 10,75 \text{ }^{\circ}\text{С}.$$

Перевірка умови

$$|t_{\text{пок}} - t'_{\text{пок}}| \leq 1, \quad (2.60)$$

Якщо умова не виконується, то необхідно виконати наступне наближення, прийнявши температуру внутрішньої поверхні резервуару рівній $t'_{\text{пок}}$.

$$|11 - 10,75| = 0,25 < 1 \text{ }^{\circ}\text{С}.$$

Умова виконується, наступне наближення не потрібне, розрахунок завершений.

2.6 Вибір теплообмінника

Площі теплообміну резервуару з навколишнім середовищем:

- днища

$$F_{\text{д}} = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.61)$$

$$F_d = \frac{3,14 \cdot 8,53^2}{4} = 57,15 \text{ м}^2;$$

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

$$F_{\text{пок}} = \pi \left(h_{\text{пок}}^2 + \frac{D^2}{4} \right) + \pi D(H - h), \quad (2.62)$$

$$F_{\text{пок}} = 3,14 \cdot \left(0,5^2 + \frac{8,53^2}{4} \right) + 3,14 \cdot 5,83 \cdot (8,94 - 8) = 83,12 \text{ м}^2;$$

- стінки

$$F_{\text{ст}} = \pi Dh, \quad (2.63)$$

$$F_{\text{ст}} = 3,14 \cdot 8,53 \cdot 8 = 214,38 \text{ м}^2.$$

Добуток kF

$$kF = k_{\text{ст}}F_{\text{ст}} + k_dF_d + k_{\text{пок}}F_{\text{пок}}, \quad (2.64)$$

$$kF = 0,99 \cdot 214,38 + 0,13 \cdot 57,15 + 0,92 \cdot 83,12 = 296,18 \text{ Вт/К}.$$

Маса мазуту в резервуарі

$$G = F_d h \rho_{\text{сер}}, \quad (2.65)$$

$$G = 57,15 \cdot 8,0 \cdot 939,2 = 429364 \text{ кг.}$$

Задається температура зовнішньої поверхні теплообмінника

$$t_T = 113 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Кінематичний коефіцієнт в'язкості мазуту за температури зовнішньої поверхні теплообмінника t_T

$$\nu_T = \nu_1 \exp[-u(t_T - t_1)], \quad (2.66)$$

$$\nu_T = 3,3 \cdot 10^{-3} e^{-0,086 \cdot (113 - 20)} = 1,108 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Допоміжний коефіцієнт A

$$A = 30,37 - 0,02\rho_{20}, \quad (2.67)$$

$$A = 30,37 - 0,02 \cdot 945 = 11,47.$$

Коефіцієнт ψ

$$\psi = 1 - 0,0005 \cdot (t_T - t_{\text{сер}}), \quad (2.68)$$

$$\psi = 1 - 0,0005 \cdot (113 - 30) = 0,9585.$$

Коефіцієнт тепловіддачі від паропідігрівача до мазуту

$$\alpha = A\psi \left(\sqrt[4]{\frac{(t_{\text{T}} - t_{\text{cep}})}{10^4 d\nu_{\text{T}}}} \right), \quad (2.69)$$

$$\alpha = 11,47 \cdot 0,9585 \cdot \left(\sqrt[4]{\frac{113 - 30}{10^4 \cdot 0,06 \cdot 1,108 \cdot 10^{-6}}} \right) = 206,63 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт теплопередачі від пари до мазуту

$$k_{\text{T}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + R}, \quad (2.70)$$

де R – додатковий термічний опір, (для нафти $R = 0,00258 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)}/\text{Вт}$, для нафтопродуктів $R = 0,0017 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)}/\text{Вт}$),

$$k_{\text{T}} = \frac{1}{\frac{1}{206,63} + 0,0017} = 152,92 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Уточнена температури зовнішньої поверхні труб паропідігрівача

$$t'_{\text{T}} = t_{\text{cep}} + \frac{k_{\text{T}}}{\alpha} (t_1 - t_{\text{cep}}), \quad (2.71)$$

$$t'_{\text{T}} = 30 + \frac{152,92}{206,63} \cdot (143 - 30) = 113,6 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Перевірка умови

$$|t_T - t'_T| \leq 1, \quad (2.72)$$

Якщо умова не виконується, то необхідно виконати наступне наближення, прийняв температуру зовнішньої поверхні нагрівача рівною t'_T .

$$|113 - 113,6| = 0,6 < 1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Умова виконується, наступне наближення не потрібне, розрахунок завершений.

Корисна теплопродуктивність

$$q_k = G [c_{p_{\text{сер}}} (t_k - t_{\text{п}}) + \chi m], \quad (2.73)$$

$$q_k = 429364 \cdot [1837,4 \cdot (40 - 20) + 230 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 10^{-2}] = 1,775 \cdot 10^{10} \text{ Дж.}$$

Втрати тепла в довкілля

$$q_{\text{вт}} = kF\tau(t_{\text{сер}} - t_o), \quad (2.74)$$

$$q_{\text{вт}} = 296,18 \cdot (30 - (-2,0)) \cdot 72 \cdot 3600 = 0,246 \cdot 10^{10} \text{ Дж.}$$

Розрахункова теплопродуктивність

$$Q_p = q_k + q_{\text{вт}}, \quad (2.75)$$

$$Q_p = 1,775 \cdot 10^{10} + 0,246 \cdot 10^{10} = 2,02 \cdot 10^{10} \text{ Дж.}$$

Коефіцієнт ϕ за табл. 2.4

$$\phi = 1,050.$$

Таблиця 2.4 – Значення коефіцієнта ϕ

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 ϕ при температурі нафтопродукту в кінці підігрівання.

Площа теплообміну паропідігрівача

$$F = \frac{Q_p \phi}{k_T \tau \left(\frac{t_{n1} + t_{n2}}{2} - t_{сеп} \right)}, \quad (2.76)$$

$$F = \frac{2,02 \cdot 10^{10} \cdot 1,050}{152,92 \cdot \left(\frac{143 + 100}{2} - 30 \right) \cdot 72 \cdot 3600} = 7,61 \text{ м}^2.$$

Розрахункова площа теплообмінників

$$F_T = 1,3 F, \quad (2.77)$$

$$F_T = 1,3 \cdot 7,61 = 9,89 \text{ м}^2.$$

За даними табл. 1.2 та відповідно до вимог рівномірного розташування на днищі резервуару приймаємо до виконання 6 секційних паропідігрівачів типу ПЕ-1 із поверхнею теплообміну $1,7 \text{ м}^2$ кожний.

Фактична площа теплообміну

$$F_\phi = 6 \cdot 1,7 = 10,2 \text{ м}^2.$$

Розташування підігрівачів на днищі резервуару проводимо відповідно до нормативних вимог (рис. 2.1).

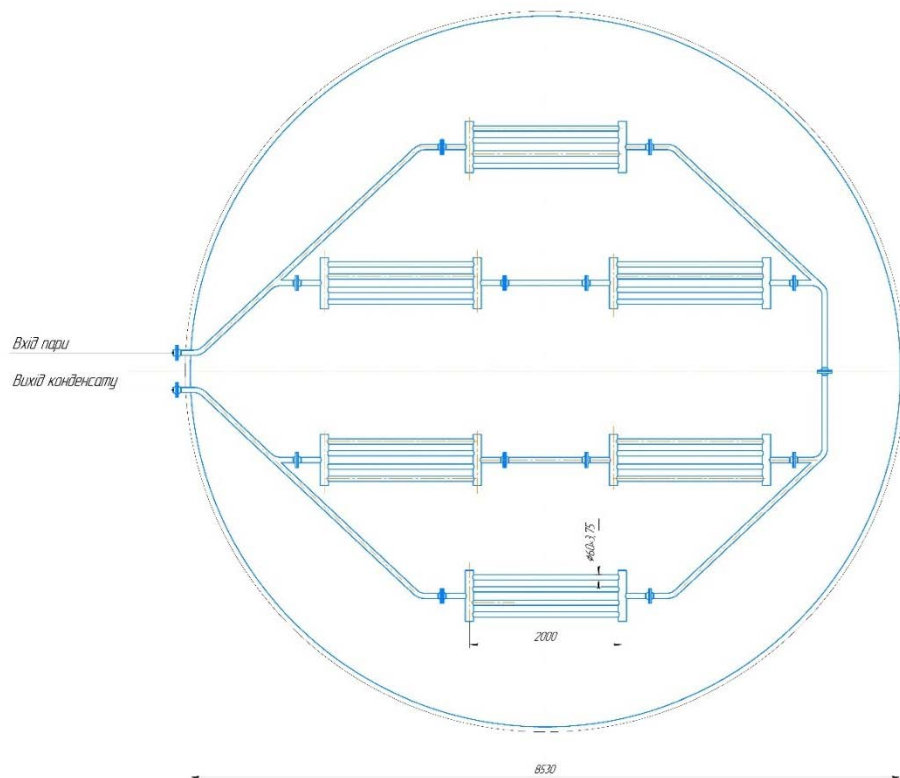


Рисунок 2.1 – Схема розташування підігрівачів на днищі резервуару

2.7 Підбір парового котла

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

$$q = Q_p / \tau, \quad (2.78)$$

$$q = 2,02 \cdot 10^{10} / (72 \cdot 3600) = 78 \text{ кВт.}$$

Мінімальний тиск, який повинен бути на вході в теплообмінник становить 0,4 МПа (4 кгс/см²).

Витрата пари для нагріву мазуту в одному резервуарі

$$G_{\text{п}} = \frac{q}{r}, \quad (2.79)$$

де r – теплота пароутворення,

$$G_{\text{п}} = \frac{78}{2136} \cdot 3600 = 131 \text{ кг/год.}$$

За завданням пропонується встановлення підігрівачів у 8 резервуарах, тобто загальна витрата пари буде складати $131 \cdot 8 = 1\,048$ кг/год, або не менш 1 т/год.

Прийmemo до виконання паровий котел марки Е-1,0-0,9Г-3 (рис. 2.2) з характеристиками табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – 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 ³ /год
9	Маса	3400 кг

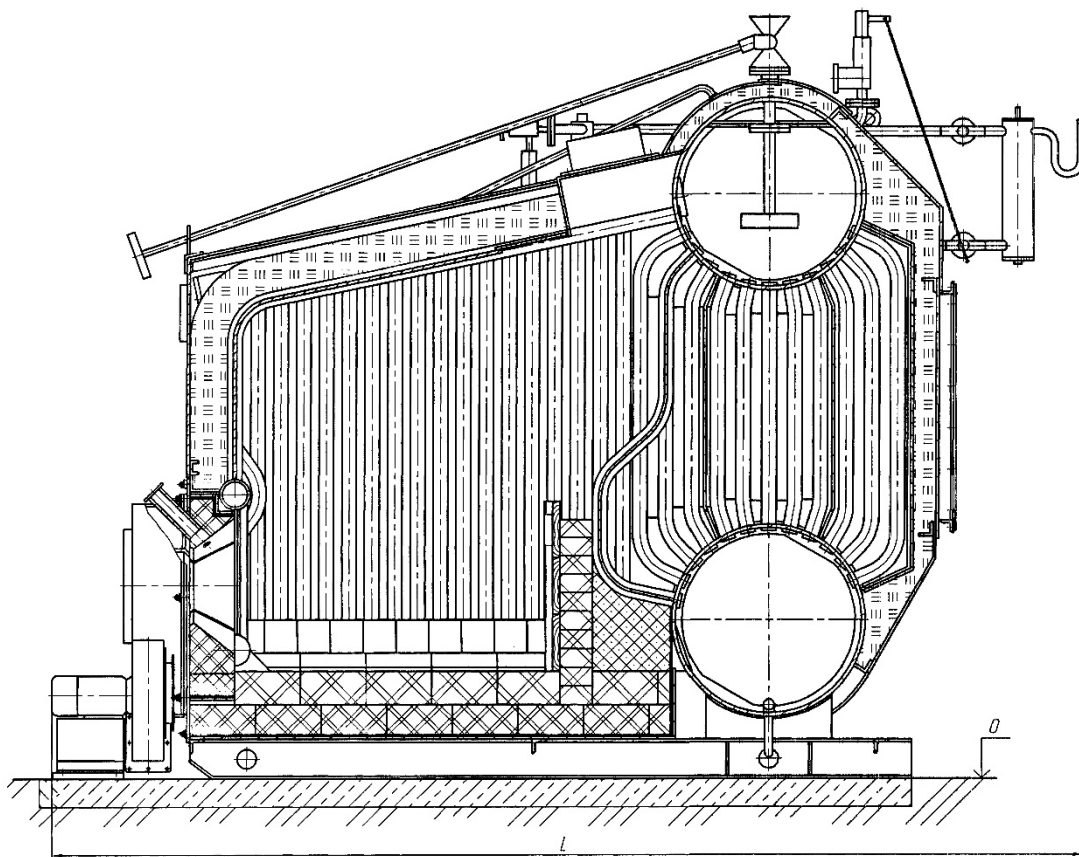


Рисунок 2.2 – Розріз парового котла Е-1,0-0,9Г-3

3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

3.1 Організація охорони праці та управління безпекою на нафтобазі

Нафтобаза є об'єктом підвищеної небезпеки. Створення та діяльність служби охорони праці регламентується чинним законодавством та галузевими нормами. На підприємстві з чисельністю персоналу 50 і більше осіб роботодавець створює службу охорони праці відповідно до типового положення.

Якщо кількість працівників менша за 50, виконання цих обов'язків може покладатися на інженерно-технічних спеціалістів підприємства за сумісництвом, які пройшли навчання з питань промислової безпеки на об'єктах нафтопродуктозабезпечення. При чисельності менше 20 осіб функції безпеки можуть виконувати сторонні кваліфіковані фахівці на договірних засадах.

Служба охорони праці підпорядковується безпосередньо директору нафтобази. Керівники та спеціалісти цієї служби за посадовим статусом і рівнем оплати праці прирівнюються до керівників і фахівців основних виробничо-технічних підрозділів (товарно-транспортного відділу, головного інженера).

Фахівці служби мають право:

- видавати обов'язкові для виконання розпорядження керівникам ділянок (резервуарних парків, зливо-наливних естакад, насосних станцій, лабораторій) щодо усунення порушень;
- одержувати від підрозділів технічну документацію, звіти про зачистку резервуарів, випробування заземлення та ремонт обладнання;
- вимагати відсторонення від роботи осіб, які не пройшли медичний огляд, спеціальне навчання, інструктаж або перевірку знань з охорони праці та пожежної безпеки;
- зупиняти роботу обладнання, технологічних ліній (злив/налив, перекачування) у разі виникнення загрози аварії, загазованості, проливу палива або травмування персоналу;

- направляти директору нафтобази подання про притягнення до відповідальності осіб, які порушують правила промислової безпеки.

Скасувати розпорядження фахівця з охорони праці може лише керівник підприємства письмовим наказом.

3.2 Галузева документація з охорони праці та допуск до робіт

Специфіка нафтобази вимагає ведення чітко визначеного комплексу документів, що регламентують безпеку технологічних процесів.

- Нормативно-технічна документація: включає технологічні регламенти нафтобази, ПЛАС (план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій), інструкції з експлуатації резервуарів, насосного обладнання та трубопроводів.

- Розпорядна документація: накази про призначення осіб, відповідальних за технічний стан резервуарів, безпечну експлуатацію трубопроводів, електрогосподарство та пожежну безпеку. Інструкції за професіями (для товарних операторів, зливників-наливників, водіїв автоцистерн) та видами робіт.

- Документація з допуску до робіт підвищеної небезпеки: обов'язкова наявність журналів реєстрації та бланки нарядів-допусків на виконання газонебезпечних, вогневих, верхових та ремонтних робіт.

- Обліково-звітна документація: журнали інструктажів, графіки перевірки заземлення, акти зачистки резервуарів, протоколи перевірки знань персоналу, журнали обліку роботи дихальних клапанів.

Уся документація зберігається у службі охорони праці у впорядкованому вигляді.

3.3 Безпека під час виконання робіт підвищеної небезпеки (газонебезпечні та вогневі роботи)

Найбільша кількість ризиків на нафтобазі пов'язана з ремонтом, зачисткою резервуарів та обслуговуванням технологічних ліній. Всі ці процеси виконуються виключно за нарядами-допусками.

3.3.1 Газонебезпечні роботи

До газонебезпечних робіт належать операції всередині резервуарів, у колодязях, насосних станціях та технологічних лотках.

Вимоги інструкцій нафтобаз при газонебезпечних роботах:

- Перед спуском працівника в резервуар проводиться обов'язковий аналіз повітряного середовища на наявність вибухонебезпечних парів вуглеводнів та вміст кисню.
- Роботи всередині резервуарів виконуються бригадою не менше ніж з трьох осіб (один працює, двоє дублерів перебувають ззовні для страховки).
- Працівник обов'язково забезпечується шланговим протигазом, рятувальним поясом із сигнально-рятувальною мотузкою.
- Дозволяється використовувати тільки акумуляторні ліхтарі у вибухозахищеному виконанні напругою до 12 В.

3.3.2 Вогневі роботи

Електрозварювальні, газозварювальні та інші роботи з використанням відкритого вогню у вибухонебезпечних зонах нафтобазі допускаються у виняткових випадках, коли ці роботи неможливо виконати в спеціально відведеному постійному місці (майстерні).

Площа в радіусі 20 метрів від місця проведення вогневих робіт повинна бути очищена від проливів нафтопродуктів та горючих матеріалів, а технологічні трубопроводи та резервуари — надійно відключені за допомогою

глухих заглушок від діючого обладнання. Перед початком робіт проводиться аналіз повітря на загазованість.

3.4 Електробезпека, захист від статичної електрики та грозозахист

Електроустановки нафтобази експлуатуються в умовах постійної присутності парів нафтопродуктів. Організація роботи базується на виконанні Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів з урахуванням специфіки вибухозахисту.

3.4.1 Вибухозахист та заземлення

Усі електродвигуни насосів, світильники, пускова апаратура, що встановлюються у виробничих зонах, повинні мати рівень вибухозахисту, який відповідає класу даної зони за ПУЕ. Корпуси всього обладнання підлягають надійному заземленню (зануленню).

3.4.2. Захист від статичної електрики

Статична електрика є головним джерелом іскроутворення під час руху палива.

- Трубопроводи, резервуари, сливо-наливні пристрої залізничних та автомобільних естакад повинні бути з'єднані в єдиний заземлений контур.
- Автоцистерни під час зливу або наливу надійно приєднуються до заземлювального пристрою нафтобази за допомогою спеціальних заземлювальних провідників. Автоматизовані системи наливу обладнуються блокуванням, яке унеможливорює подачу палива, якщо заземлення відсутнє.
- Швидкість закачування нафтопродуктів у резервуари та цистерни на початковому етапі (до затоплення кінця наливного патрубку) обмежена до 1 м/с для запобігання інтенсивному розбризкуванню та накопиченню заряду.

3.4.3 Грозозахист

Резервуарні парки та будівлі нафтобази обладнуються системами захисту від прямих ударів блискавки та її вторинних проявів (електромагнітної індукції). Справність блискавковідводів та опір заземлювачів перевіряються щороку перед початком грозового сезону з оформленням відповідних актів.

3.5 Пожежна безпека технологічних процесів нафтобази

Територія нафтобази планується та утримується так, щоб мінімізувати поширення можливої пожежі.

Земляні вали довкола резервуарів (обвалування) повинні постійно підтримуватися у справному стані. Внутрішній простір обвалування заборонено захаращувати чи використовувати для проходу сторонніх комунікацій. Проїзди довкола резервуарних парків, під'їзди до пожежних гідрантів, пінозмішувальних вузлів та водойм мають бути завжди вільними та справними, взимку — очищеними від снігу.

Паління на території нафтобази суворо заборонено. В'їзд транспорту без іскрогасників на вихлопних трубах у вибухонебезпечні зони не допускається.

При експлуатації технологічного обладнання забороняється:

- Експлуатація резервуарів із несправними дихальними чи гідравлічними клапанами, а також із порушенням герметичності люків і замірних пристроїв.
- Проведення зливо-наливних операцій під час грози.
- Використання інструментів з чорного металу, які можуть викликати іскру при ударі, під час обслуговування технологічного обладнання у вибухонебезпечних зонах.
- Прокладання транзитних електрокабелів через вибухонебезпечні зони та складування матеріалів під електрощитами.

3.6 Спеціальні медичні огляди та профілактика професійних отруєнь

Персонал нафтобази піддається постійному впливу шкідливих хімічних факторів - парів вуглеводнів, сполук сірки, тетраетилсвинцю (при роботі з окремими видами палива).

Підприємство організовує обов'язкові попередні (при прийнятті на роботу) та періодичні медичні огляди працівників. Метою є контроль стану здоров'я, виявлення ранніх ознак хронічних професійних інтоксикацій, захворювань дихальних шляхів та шкіри. Особи, які не пройшли медичний огляд у визначений термін, до роботи з нафтопродуктами не допускаються.

3.7 Галузеві засоби індивідуального захисту (ЗІЗ)

Персонал нафтобази забезпечується сертифікованими ЗІЗ за встановленими галузевими нормами безоплатно. До комплекту ЗІЗ нафтобази входять:

- Спецодяг та спецвзуття: виготовлені з маслобензостійких та обов'язково антистатичних тканин. Спецвзуття не повинно мати сталевих підковок, цвяхів чи набойок, здатних викликати іскру під час тертя об бетон або метал.
- Захист органів дихання: фільтруючі протигази марки «А» (для захисту від парів нафтопродуктів) для постійного носіння при собі під час операцій наливу, а також шлангові протигази ПШ-1 або ПШ-2 для робіт всередині резервуарів.
- Додаткові засоби: захисні окуляри, маслобензостійкі рукавиці, каски. При роботах на верхніх майданчиках резервуарів чи естакад (на висоті) - лямкові запобіжні пояси з карабінами та рятувальні мотузки у вибухобезпечному виконанні.

3.8 Атестація робочих місць за умовами праці та навчання персоналу

Атестація робочих місць на нафтобазі проводиться щонайменше один раз на п'ять років. Вона охоплює всі технологічні зони через наявність комплексу шкідливих факторів: хімічна токсичність парів палива, підвищений шум насосних агрегатів, вібрація та робота на відкритому повітрі в різні пори року.

За результатами атестації встановлюються права працівників на отримання пільг і компенсацій (додаткові відпустки, пільгове пенсійне забезпечення за Списками №1 та №2, безкоштовне отримання молока або інших рівноцінних продуктів).

Відповідальність за організацію атестації робочих місць, проведення інструктажів, регулярне навчання з пожежної безпеки, дій під час ліквідації аварій (ПЛАС) та перевірку знань персоналу покладається на директора нафтобази.

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проєкту

Нафтобази в загальному випадку оперують великою кількістю нафтопродуктів, що мають високі в'язкість і температуру застигання. Висока в'язкість масел і мазутів пояснюється значним вмістом в них високомолекулярних вуглеводнів, а висока температура застигання - наявністю парафіну. У процесі транспортування або зберігання дані нафтопродукти встигають (в результаті чого їх плинність різко погіршується), а часом і застигають (особливо в зимовий час). Це не дозволяє здійснити прийом і відпуск високов'язких і високозастигаючих нафтопродуктів без їх підігріву в встановлені нормативні терміни.

Крім того, підігрів нафтопродуктів необхідний:

- для їх зневоднення та очищення від механічних домішок методом відстоювання;
- при підготовці до спалювання;
- при регенерації відпрацьованих олив;
- при зачистці ємностей від олив та ін.

Для підігріву нафтопродуктів в резервуарах використовують трубчасті парові підігрівачі, електронагрівальні кабелі і стрічки, а також циркуляційний підігрів. Трубчасті підігрівачі, що застосовуються в резервуарах, бувають секційні та змієвикові. Вони являють собою систему з тонкостінних зварних труб, покладених на дні резервуара у вигляді окремих секцій або змійки. Теплоносій, що проходить по системі труб, віддає своє тепло нафтопродуктів, не стикаючись з ним.

Установка трубчастих підігрівачів доцільна і необхідна для запобігання застигання мазуту, зменшення часу простою резервуарів. Як наслідок вищесказаного, збитки, понесені підприємством у даному випадку, скорочуються до мінімуму або виключаються взагалі.

4.2 Економічні розрахунки

Для розрахунку приймаємо такі вихідні дані:

питома маса РВС $\Pi_M = 42 \text{ кг/м}^3$;

об'єм резервуара $V = 500 \text{ м}^3$;

Ціна за тону стали з монтажом $\text{Ц}_M = 81000 \text{ грн./т}$ [10];

4.2.1 Розрахунок капітальних вкладень

Капітальні витрати - це одноразові витрати на будівництво нових підприємств, виробничих об'єктів, інженерних систем та ін. В даному випадку капітальні витрати - це витрати на придбання, монтаж і транспортування необхідного обладнання, апаратів і приладів для установки системи підігріву мазуту.

Витрата матеріалу (стали):

$$M = \Pi_M \cdot V, \quad (4.1)$$

$$M = 42 \cdot 500 = 21\,000 \text{ кг} = 21 \text{ т.}$$

Вартість матеріалів з монтажем:

$$K_M = M \cdot \text{Ц}_M; \quad (4.2)$$

$$K_M = 21 \cdot 81000 = 1\,701\,000 \text{ грн.}$$

У табл. 4.1 наведені витрати на придбання спеціального обладнання необхідного для комплектації резервуарів.

Таблиця 4.1 – Витрати на придбання обладнання [11]

Найменування обладнання резервуара	Кільк	Вартість за одиницю, грн.	Повна вартість, грн.
Люк лаз ЛЛ-600 у першому поясі стінки	2	54162	108324
Люк світловий ЛС-400	1	31208	31208
Клапан дихальний з вогнезапобіжником КДС-1500/150	1	81000	81000
Клапан дихальний з вогнезапобіжником КДС-1500/150 (запобіжний)	1	81000	81000
Патрубок приймально-роздавальний ППР-150	2	6480	12960
Патрубок монтажний ПМ-150	2	5718	11436
Кран сифонний КС-50	1	25000	25000
Хлопушка ХП-150	1	4998	4998
Механізм управління хлопавкою МУВ-80	1	9000	9000
Пробовідбірник секційний ПСР	1	101620	101620
Генератор піни ГПСС-600	2	32100	64200
Підігрівач секційний, ПЕ-1	6	2880	17280
Вартість обладнання	-	-	548026
Монтаж (20 %)	-	-	109605
Невраховані витрати (10%)	-	-	54803
Всього (K_0)	-	-	712434

Таким чином капітальні витрати на матеріали, монтаж і обладнання резервуара:

$$K = K_M + K_0, \quad (4.3)$$

$$K = K_M + K_0 = 1701000 + 712434 = 1772234 \text{ грн.}$$

Результати розрахунків внесені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Загальні витрати на будівництво резервуара

Стаття витрат	Сума, грн.
Металеві конструкції резервуару з монтажем	1701000
Обладнання з монтажем	712434
Загальні витрати	1772234

4.2.2 Експлуатаційні витрати

Експлуатаційні витрати:

$$E = K \cdot (K_a + K_p) + C_{ел} \cdot G_{ел} + Z_{зп} \cdot n, \quad (4.4)$$

де K – капітальні витрати на будівництво резервуара;

K_a – амортизаційні відрахування;

K_p – відрахування на поточний ремонт;

$C_{ел}$ – ціна електроенергії;

$G_{ел}$ – витрата електроенергії;

$Z_{зп}$ – заробітна плата обслуговуючого персоналу;

n – кількість людино-годин на обслуговування резервуара в рік.

З огляду на середньорічну кількість робочих днів на місяць, приймаємо:

$$n = 432 \text{ людино-годин.}$$

Приймаємо заробітну плату персоналу, $Z_{зп} = 70$ грн/год.

Розрахунок річних амортизаційних відрахувань і відрахувань на ремонт обладнання можна взяти за середніми нормами - відповідно 10 і 5% (0,1 і 0,05) від капітальних витрат. тоді:

$$K_a + K_p = 0,15 \text{ год}^{-1}.$$

Витрати на електроенергію при експлуатації резервуарів (в режимі зберігання) можна в порівняльних розрахунках прийняти рівними нулю.

$$C_{\text{ел}} \cdot G_{\text{ел}} = 0.$$

$$E = 1772234 \cdot 0,15 + 70 \cdot 432 = 296075 \text{ грн.}$$

Таблиця 4.3 – Техніко-економічні показники проєкту

Показник	Од. вим.	Сума
Капітальні вкладення	грн	1772234
Експлуатаційні витрати	грн/рік	296075

Висновок: оцінені витрати на матеріали, монтаж та обладнання резервуару, визначені капітальні вкладення та експлуатаційні витрати.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі наведено проєктування та інженерне обґрунтування системи підігріву мазуту в резервуарах РВС-500 для виключення можливості застигання нафтопродукту та забезпечення необхідної операційності нафтобази. Виконано комплекс розрахунків, який включав визначення теплофізичних властивостей рідини, обчислення локальних втрат тепла через конструктивні частини резервуара, складання загального теплового балансу, підбір котельного та теплообмінного обладнання, а також розрахунок економічних показників проєкту. Основними вихідними даними є температури підігріву від 20 до 40 °С, час підігріву повинен не перевищувати 72 години. Розрахункова мінімальна температура повітря (-5) °С.

Сформульовано такі основні практичні результати.

1. Визначено теплофізичні властивості мазуту за температури зберігання, а саме, коефіцієнт кінематичної в'язкості, теплоємність та коефіцієнт теплопровідності.

2. Розрахунки втрат тепла через огорожувальні конструкції зведені до визначення температури внутрішньої поверхні конструктивного елемента та коефіцієнту теплопередачі:

- в результаті розрахунку втрат тепла через ізольовану циліндричну стінку резервуара визначено, що температура внутрішньої поверхні стінки резервуара, яка контактує з мазутом, становить 26,5 °С, коефіцієнт теплопередачі склав 0,99 Вт/(м²·К);

- в результаті розрахунку втрат тепла через днище резервуару за наявності шару донних відкладень, становить 28,9 °С, коефіцієнт теплопередачі склав 3,47 Вт/(м²·К);

- в результаті розрахунку втрат тепла через покрівлю та частину стінки резервуара, яка контактує з газовим простором, становить $10,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, коефіцієнт теплопередачі склав $1,92\text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$.

3. Сумарна кількість втрат тепла через конструкції резервуара дорівнює $0,246 \cdot 10^4\text{ МДж}$.

4. Корисна теплопродуктивність для розігріву рідини $1,78 \cdot 10^4\text{ МДж}$.

5. Необхідна теплопродуктивність підігрівача складає $2,02 \cdot 10^4\text{ МДж}$.

6. Для встановлення обрано секційні підігрівачі, теплоносієм для яких є насичена пара з температурою $143\text{ }^{\circ}\text{C}$ та тиском $0,4\text{ МПа}$. Результати з підбору підігрівальних елементів:

- розрахункова площа теплообміну $9,9\text{ м}^2$;

- кількість секцій 6 шт.;

- типрозмір секцій ПЕ-1 із поверхнею теплообміну $1,7\text{ м}^2$ кожна;

- загальна площа теплообміну $10,2\text{ м}^2$.

7. Розроблено схему розташування підігрівачів на днищі резервуару з дотриманням технологічних вимог.

8. Для забезпечення теплоносієм системи підігріву підібраний газовий котел марки Е-1,0-0,9Г-3 з продуктивністю 1 т/год пари.

Узагальнені висновки роботи: розроблено та представлено ефективну систему парового підігріву мазуту для вертикального сталевого резервуара типу РВС-500. На основі розрахунку загального теплового балансу та втрат енергії через конструктивні частини ємності визначено параметри внутрішнього теплообмінника та обрано промисловий паровий котел марки Е-1,0-0,9Г-3.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.
2. Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання: ДСТУ 4454:2005. - [Чинні від 2006-07-01].
3. Правила технічної експлуатації та охорони праці на нафтобазах - [Чинні від 1998-04-01]. – К.: Укрнафтопродукт, 1998. – 440 с.
4. Правила технічної експлуатації резервуарів та інструкції по їх ремонту (доповнення та зміни) - [Чинні від 1997-03-01]. – К.: Укрнафтопродукт, 1997. – 121 с.
5. ВБН В.2.2-58.1-94. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насиченої пари не вище 93,3 кПа. - Київ, 1994. - 153 с.
6. 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.
7. 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.
8. ТП-704-1-253с.92. Резервуар сталевий вертикальний циліндричний для нафти і нафтопродуктів ємністю 500 м³. Типовий альбом.
9. 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.
10. Монтаж і виготовлення горизонтальних та вертикальних резервуарів.
URL: <https://rezervuary.com/ua/p5126557-izgotovlenie-montazh-rezervuara.html>

11. Каталог електротехнічного та випробувального обладнання // ТОВ «Компанія Контрагент» (м. Харків). — URL: <https://contragent.kh.ua/>
12. Зберігання нафти та нафтопродуктів в умовах нафтобаз: [Електронний ресурс] / А.Б. Григоров. – Харків-Тернопіль: НТУ «ХП», Видавництво «Крок», 2022. – 184 с.
13. 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=OdONAHТ-cnv.BibRecord.159199>.
14. Туснолобов В.К. Економічні розрахунки в дипломному проєкті [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>.
15. 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.
16. Wei Sun, Qinglin Cheng, Lixin Zhao, Zhidong Li, Yang Liu. Energy loss analysis of the storage tank coil heating process in a dynamic thermal environment. *Applied Thermal Engineering*. Vol. 189, Art. 116734. – 2021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.116734>.
17. Mingyu Lei, Jian Zhao, Hongtao Wang, Xingchao Zhou. Effect of mechanical stirring on heat transfer and flow of crude oil in storage tanks under different heating

methods. *Case Studies in Thermal Engineering*. Vol. 58, Art. 104382. – 2024. URL: <https://doi.org/10.1016/j.csite.2024.104382>.

18. Jian Zhao, Fan Li, Chengliang Qu, Chao Sun, Hang Dong. Numerical simulation of tubular heating in waxy crude oil vault tank based on VOF model. *Applied Thermal Engineering*. Vol. 262, Art. 125083. – 2025. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.125083>.