

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

**Проектування резервуарного парку
для портового нафтового терміналу в Одеській області**

Здобувача (ки) Андрійчук В.В.

Керівник проф. Дорошенко В.М.

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

Андрійчук Вячеслав Володимирович

1. Тема роботи Проектування резервуарного парку
для портового нафтового терміналу в Одеській 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

Розташування терміналу з резервуарним парком – Ренійський порт, Одеська обл.

Тип палива – автомобільний бензин (густина 840 кг/м³), дизельне паливо (густина 745 кг/м³). Річний вантажообіг терміналу за бензином 135 тис.т/рік, за диз.паливом 765 тис.т/рік.

4. Перелік питань, які потрібно розробити

Визначити загальний об'єм резервуарного парку для за графіками надходження і реалізації; визначити тип і кількість резервуарів для зберігання бензину та дизельного палива; розробити план розташування резервуарів; провести розрахунок обвалування; провести гідравлічний розрахунок трубопроводів та підібрати насоси

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

Аркуш 1. План розташування резервуарів

Аркуш 2. Загальний вигляд резервуару

Аркуш 3. Габаритне креслення насосу

Аркуш 4. Складальне креслення насосу

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 _____ Дорошенко В.М.

Завдання прийняв до виконання _____ Андрійчук В.В.

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 _____ Андрійчук В.В.

Керівник роботи _____ Дорошенко В.М.

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 Андрійчук Вячеслав Володимирович _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 87 сторінок друкованого тексту, 19 рисунків, 25 таблиць, 16 посилань на літературні джерела.

У кваліфікаційній роботі розглянуто можливості розширення імпорту нафтопродуктів для забезпечення країни паливом в умовах відсутності власного виробництва. Визначено необхідний об'єм резервуарного парку для зберігання автомобільного бензину та дизельного пального, обрано тип і кількість резервуарів. Здійснено планування їх розташування на території та розраховано параметри обвалування. Також проведено гідравлічний розрахунок технологічних трубопроводів нафтобази, на основі якого підібрано основне насосне обладнання

Ключові слова: резервуар, резервуарний парк, нафтобаза, бензин, дизельне паливо.

ABSTRACT

Qualification work consists of: 87 pages of printed text, 19 figures, 25 tables, 16 references to literary sources.

The qualification thesis explores the expansion of oil product import capabilities to ensure the country's fuel supply in the absence of domestic production. The required storage capacity of the tank farm for motor gasoline and diesel fuel has been determined, and the type and number of tanks have been selected. The layout of the tanks has been planned, and the parameters of the bund walls have been calculated. Additionally, a hydraulic calculation of the terminal's process piping has been performed, based on which the primary pumping equipment was selected.

Keywords: tank, tank farm, oil terminal, gasoline, diesel fuel.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 87 сторінок друкованого тексту, 19 рисунків, 25 таблиць, 16 посилань на літературні джерела.

У кваліфікаційній роботі розглянуто можливості розширення імпорту нафтопродуктів для забезпечення країни паливом в умовах відсутності власного виробництва. Визначено необхідний об'єм резервуарного парку для зберігання автомобільного бензину та дизельного пального, обрано тип і кількість резервуарів. Здійснено планування їх розташування на території та розраховано параметри обвалування. Також проведено гідравлічний розрахунок технологічних трубопроводів нафтобази, на основі якого підібрано основне насосне обладнання

Ключові слова: резервуар, резервуарний парк, нафтобаза, бензин, дизельне паливо.

ABSTRACT

Qualification work consists of: 87 pages of printed text, 19 figures, 25 tables, 16 references to literary sources.

The qualification thesis explores the expansion of oil product import capabilities to ensure the country's fuel supply in the absence of domestic production. The required storage capacity of the tank farm for motor gasoline and diesel fuel has been determined, and the type and number of tanks have been selected. The layout of the tanks has been planned, and the parameters of the bund walls have been calculated. Additionally, a hydraulic calculation of the terminal's process piping has been performed, based on which the primary pumping equipment was selected.

Keywords: tank, tank farm, oil terminal, gasoline, diesel fuel.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1 Загальне поняття про резервуари, резервуарні парки та нафтобази	9
1.2 Класифікація резервуарів	11
1.3 Конструкція вертикальних сталевих резервуарів.....	13
1.3.1 Конструкція днища	14
1.3.2 Конструкція стінки	15
1.3.3 Стаціонарні покриття.....	16
1.4 Вибір типу та кількості резервуарів.....	18
1.5 Обладнання резервуарів	21
1.6 Склади нафти і нафтопродуктів	23
1.7 Технологічні трубопроводи нафтобаз.....	26
1.8 Насоси та насосні станції нафтобаз.....	29
1.9 Характеристика підприємства	33
1.10 Динаміка споживання, виробництва та імпорту світлих нафтопродуктів...	34
2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ.....	38
2.1 Визначення загального об'єму резервуарного парку	38
2.2 Визначення об'єму резервуарного парку для зберігання бензину за графіками надходження і реалізації	41
2.3 Визначення об'єму резервуарного парку для зберігання дизельного палива за графіками надходження і реалізації	43
2.4 Визначення об'єму резервуарного парку за нормативними документами....	46
2.5 Визначення типу і числа резервуарів.....	47
2.5.1 Визначення типу і числа резервуарів для зберігання бензину.....	48
2.5.2 Визначення типу і числа резервуарів для зберігання дизельного палива...	52
2.6 Планування розташування резервуарів	55
2.6.1 Схема розташування резервуарів	58
2.7 Обвалування резервуарів.....	61

2.7.1 Розрахунок висоти і ширини обвалування резервуарів	62
2.8 Гідравлічний розрахунок технологічних трубопроводів та підбір насосів ...	63
3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ	72
3.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які можуть виникнути при експлуатації складів нафти і нафтопродуктів	72
3.2 Фізичні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори	72
3.3 Хімічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори.....	76
3.4 Психофізіологічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори	76
4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	78
4.1 Капітальні витрати	78
4.2 Експлуатаційні, зведені витрати та термін окупності.....	80
ВИСНОВКИ.....	83
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	86

ВСТУП

Актуальність теми. Проектування резервуарного парку для річкового порту в Одеській області обумовлене необхідністю створення надійних логістичних маршрутів для постачання дизельного пального та бензину. Оскільки на даний час внутрішнє виробництво нафтопродуктів в Україні призупинено, забезпечення потреб споживачів повністю залежить від імпорту через західні та південні кордони. Крім того, частина існуючих потужностей нафтобазового господарства зазнала технічних пошкоджень, деякі резервуари не підлягають відновленню, або виведені з експлуатації. Це створює дефіцит ємностей для зберігання пального, що надходить водним транспортом. Використання річкової інфраструктури дозволяє оптимізувати схему «судно-берег» та забезпечити стабільність поставок світлих нафтопродуктів через південні регіони.

Сучасний стан галузі характеризується переорієнтацією вантажопотоків на річкові порти, які раніше не мали достатньої кількості ємностей для нафтопродуктів. При проектуванні таких об'єктів у прибережній зоні Одеської області основними питаннями є компактне розміщення обладнання, вибір герметичних типів резервуарів для запобігання втратам легких фракцій бензину та впровадження автоматизованих систем наливу.

Мета роботи - розширення можливостей імпорту нафтопродуктів для стабільного забезпечення країни паливом в умовах відсутності власного виробництва.

Досягнення поставленої мети вимагає вирішення наступних завдань:

- аналіз споживання та імпорту палива;
- визначення необхідного об'єму резервуарного парку відповідно до прогнозованого вантажообігу;
- визначення типу і числа резервуарів для зберігання бензину і дизельного палива;
- планування розташування резервуарів з бензином і дизельним паливом;

- розрахунок обвалування для визначених резервуарів;
- гідравлічний розрахунок технологічних трубопроводів;
- підбір насосів.

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Загальне поняття про резервуари, резервуарні парки та нафтобази

Резервуар для зберігання нафти або нафтопродуктів – це ємність (сталева, залізобетонна або з інших матеріалів), призначена для зберігання, накопичення або вимірювання об'єму рідин (нафти, бензину, дизельного палива, мазуту, тощо). Резервуари бувають вертикальними (РВС), горизонтальними (РГС), підземними та наземними.

Група резервуарів, зосереджених на одній території, які об'єднані спільною системою трубопроводів, насосів та засобів захисту складає резервуарний парк.

Резервуарні парки не є самостійними підприємствами, оскільки вони виконують свої технологічні функції зберігання, накопичення та ін. у складі більших виробничих комплексів. Основні напрямки використання:

- на нафтопереробних підприємствах резервуарні парки використовуються для накопичення сирової нафти перед переробкою та для збору готового палива і нафтопродуктів;

- на морських та річкових терміналах, в складі портів резервуарні парки використовують для перевалки вантажів з одного виду транспорту на інший, з танкерів на залізничний, автомобільний транспорт або з трубопровідного на водний (танкери);

- в складі магістральних нафто- і нафтопродуктопроводів для регулювання великих потоків;

- на розподільчих нафтобазах для забезпечення зберігання та відпуску дрібних партій продукту для мереж АЗС, аеропортів;

- на великих промислових підприємствах та ТЕС створюються запаси палива для стабільної роботи котелень, генераторів та іншого паливокористовуючого обладнання;

- на гірничо-видобувних підприємствах, які потребують власних потужностей для заправки великогабаритної кар'єрної техніки;

- в складі великих сільськогосподарських підприємств, які використовують власні сховища для заправки комбайнів і тракторів під час посівної чи збору врожаю;

- в складі військових баз постачання, що утримують недоторканні запаси палива для потреб оборони;

- в складі інших підприємств.

Нафтобаза є промисловим об'єктом, що являє собою складну систему споруд та пристроїв для приймання, зберігання, обліку та відпуску нафти й нафтопродуктів. Вона функціонує як цілісний технічний вузол, де здійснюється повний цикл операцій.

Територію нафтобази зазвичай поділяють на кілька функціональних зон:

1. Зона приймання та відпуску. Тут розташовані залізничні тупики з естакадами для зливу та наливу цистерн, автомобільні станції для заправки бензовозів, а в портових містах - причальні споруди. Саме тут відбувається перехід продукції з транспортних засобів у внутрішню мережу об'єкта.

2. Зона зберігання. Це частина території, яку займає резервуарний парк. Він обладнаний системами протипожежного захисту, обвалуванням (захисними валами) для запобігання розливу палива та пристроями для відбору проб. Кожна ємність підключена до системи трубопроводів.

3. Операційна зона. У цій частині знаходяться насосні станції, які забезпечують переміщення палива між резервуарами та транспортними вузлами. Також тут розміщують технологічні установки для очищення, підігріву або змішування нафтопродуктів для досягнення заданих параметрів якості.

4. Допоміжна зона. Вона включає лабораторії для перевірки складу палива, адміністративні будівлі, майстерні, трансформаторні підстанції та системи очищення стічних вод.

Усі ці підрозділи забезпечують життєдіяльність об'єкта та контроль за його екологічною безпекою.

1.2 Класифікація резервуарів

Залежно від місткості резервуарів, що використовуються для зберігання продукту, вони класифікуються за чотирма рівнями небезпеки:

- клас I - резервуари з об'ємом понад 50 000 м³;
- клас II - резервуари місткістю від 20 000 м³ до 50 000 м³ включно, а також резервуари об'ємом від 10 000 м³ до 50 000 м³ включно, якщо вони розташовані безпосередньо на берегах річок, великих водойм або в межах міської забудови;
- клас III - резервуари з об'ємом від 1 000 м³ до 20 000 м³ (невключно);
- клас IV - резервуари з місткістю менше ніж 1 000 м³.

За матеріалом конструкції резервуари бувають сталеві та залізобетонні. Залізобетонні резервуари сьогодні майже не використовуються в нафтогазовій галузі для зберігання нафти та нафтопродуктів. Основною причиною є специфіка середовища, нафтопродукти мають агресивний вплив на бетон, що призводить до швидкої деградації конструкції. Крім того, залізобетонні ємності мають обмежену герметичність і складність у забезпеченні належного захисту від витоків. Залізобетонні резервуари сьогодні використовуються переважно у водному господарстві, протипожежних системах, каналізаційних та очисних спорудах, де середовище менш агресивне і не потребує такої герметичності, як у випадку з нафтопродуктами.

У сучасній практиці нафтогазової галузі застосовують переважно металеві резервуари (сталеві вертикальні циліндричні РВС, РВСП, РВСПП). Вони забезпечують високу герметичність, можливість монтажу понтонів і плаваючих дахів для зменшення втрат від випаровування, простоту контролю та ремонту, відповідність пожежним вимогам. Надалі розглядаємо тільки металеві конструкції

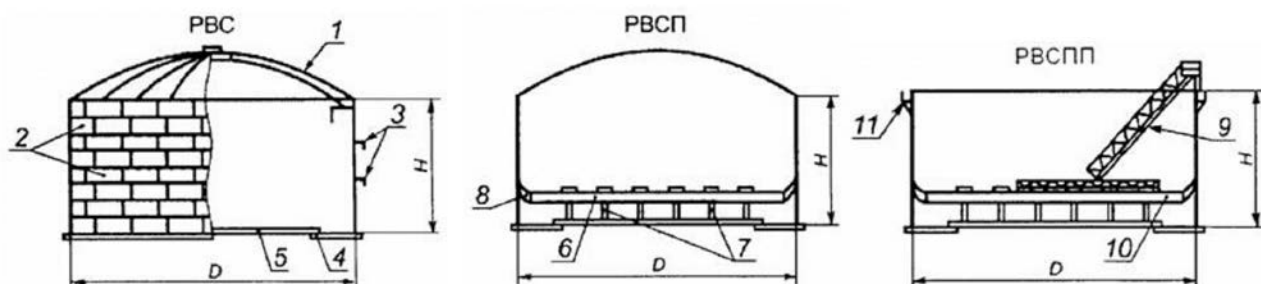
За формою резервуари поділяються на вертикальні циліндричні, горизонтальні циліндричні, сферичні, краплеподібні, прямокутні, гібридні конструкції. Найбільш поширене застосування в нафтогазовій галузі знайшли

вертикальні циліндричні сталеві резервуари. Саме вони використовуються для зберігання великих обсягів нафти, нафтопродуктів та інших рідин. Інші форми резервуарів (сферичні, горизонтальні, прямокутні) застосовуються значно рідше й переважно для спеціальних умов, наприклад, сферичні для газів під тиском, а горизонтальні для менших обсягів пального.

За розташуванням відносно поверхні майданчика резервуари бувають наземні і підземні. Підземними називають резервуари, у яких найвищий рівень заповнення розташований щонайменше на 0,2 м нижче від найнижчої планувальної позначки прилеглої території. Усі інші резервуари класифікуються як наземні.

За конструктивними характеристиками вертикальні циліндричні резервуари класифікуються на такі типи:

- РВС - із стаціонарним покриттям без понтона;
- РВСП - із стаціонарним покриттям та понтоном;
- РВСПП - із плаваючим покриттям;
- ЗС - із захисною стінкою (можуть бути виконані як РВС, РВСП або РВСПП).



- 1 – покриття (дах); 2 - стінка; 3, 11 - кільця жорсткості; 4 – крайка днища; 5 - днище; 6 - понтон; 7 - опорні стійки; 8 - ущільнюючий затвор; 9 – рухомі сходи; 10 - плаваюче покриття (плаваючий дах)

Рисунок 1.1 – Типи резервуарів за конструктивними характеристиками

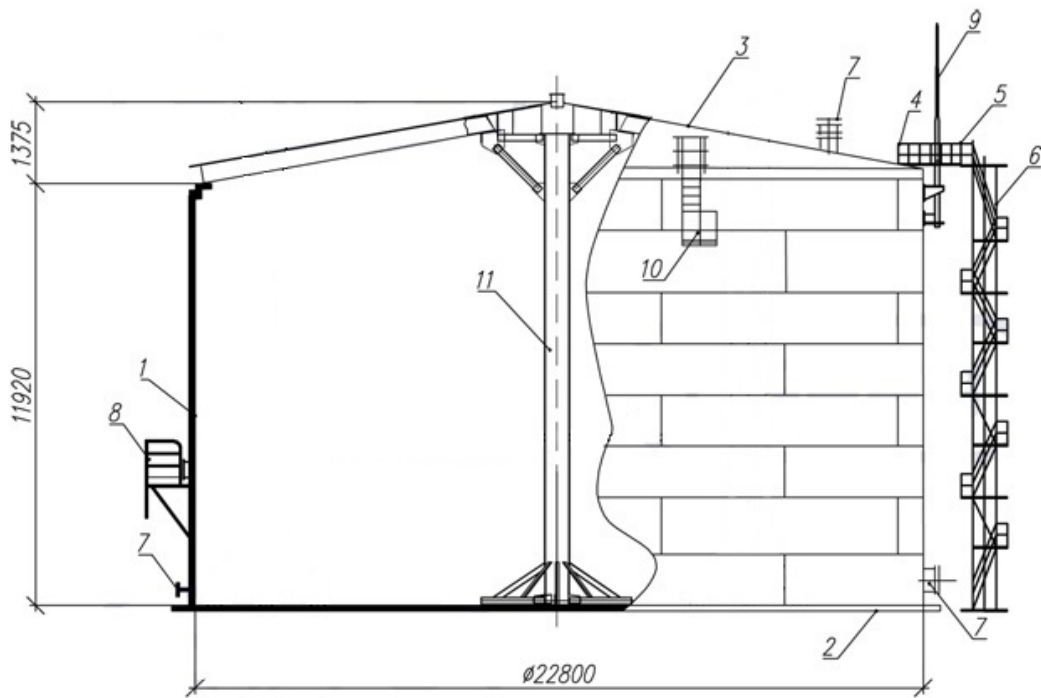
За методом виготовлення вертикальні циліндричні резервуари поділяють на два основні методи: листове та рулонне виконання. При листовій збірці резервуар збирається зі сталевих листів, які монтуються безпосередньо на будівельному майданчику. Листи зварюються між собою, утворюючи стінку, днище та покриття. Цей спосіб дозволяє виготовляти резервуари великого діаметра та об'єму. При рулонному методі монтажу стінку, днище та покриття зварюють на виробництві, до будівельного майданчику конструктивні складові доставляються у вигляді рулонів. За допомогою важкої техніки рулон поступово розмотують і зварюють по колу. Такий спосіб забезпечує швидший монтаж і високу точність геометрії конструкції.

1.3 Конструкція вертикальних сталевих резервуарів

Вертикальні сталеві резервуари є найбільш поширеним типом ємностей для зберігання сирої нафти, мазуту, дизельного пального та бензинів на нафтобазах і НПЗ. Їхня конструкція є складним інженерним рішенням, що має одночасно забезпечувати герметичність, стійкість до гідростатичного тиску та мінімізацію втрат продукту через випаровування.

Надійність РВС базується на поєднанні несучих конструкцій (днища, стінок та даху) зі спеціалізованим технологічним обладнанням. Кожен елемент проектується з урахуванням властивостей нафтопродукту, кліматичних умов та вимог екологічної безпеки. Чітке дотримання інженерних норм під час проектування дозволяє забезпечити стабільну роботу резервуара та тривалий термін служби резервуара.

Основні конструктивні елементи наведені на рис. 1.2.



1-стінка, 2-дах, 3-днище, 4-майданчики і огорожі на даху, 5-перехід з шахтної сходи на дах, 6-шахтна сходи, 7-люки і патрубки, 8-майданчик для огляду понтона в 3-м поясі, 9-блискавкозахист, 10-майданчик і драбина парогенераторів, 11-центральна стійка

Рисунок 1.2 – Конструктивні елементи вертикального сталевого резервуара

1.3.1 Конструкція днища

Днище має бути конічним із нахилом до центру або від центру. Для резервуарів об'ємом до 1000 м³ можливе застосування плоского днища. Товщина листів днища таких резервуарів повинна становити не менше 4 мм без врахування припуску на корозію.

Резервуари об'ємом від 2000 м³ мають центральну частину та стовщену кільцеву крайку. Товщина листів центральної частини повинна бути не менше 4 мм, а крайки – не менше 6 мм. Відступ листів крайки від стінки становить від 50 до 100 мм. Матеріал крайки відповідає марці сталі, використовуваній для нижнього поясу стінки, з урахуванням зварюваності.

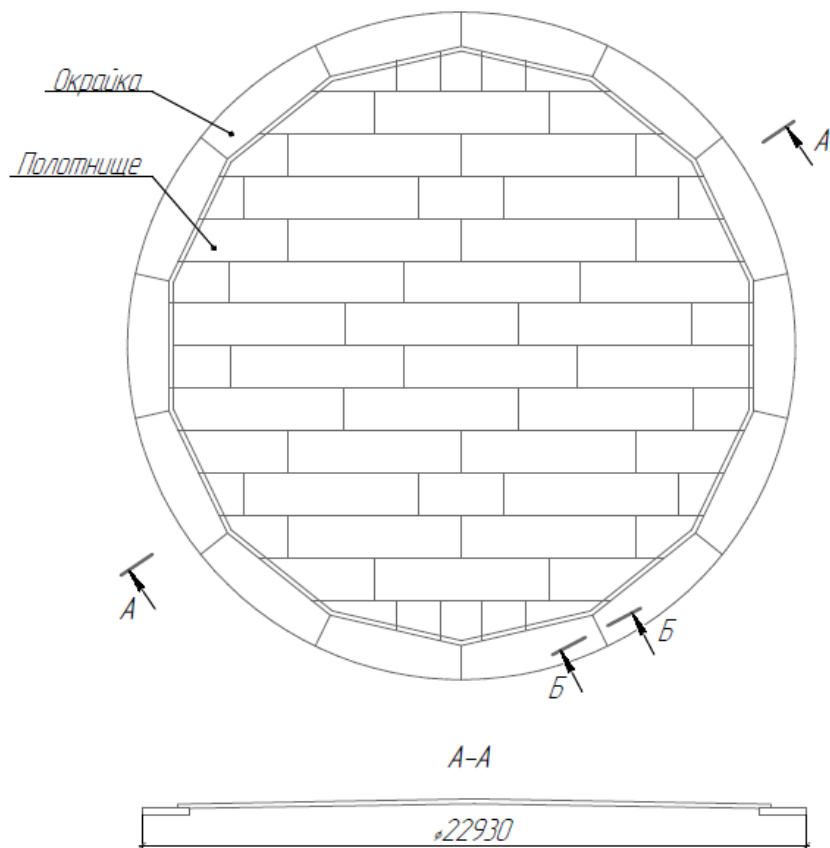


Рисунок 1.3 – Конструкція днища резервуару

Розрахунком визначають номінальну товщину та максимальну ширину листа окрайки, а мінімальна відстань від стінки до зварного шва складає не менше 600 мм. Центральна частина днища може бути виконана з окремих листів або рулонних полотнищ, які з'єднуються внапуск або у стик із використанням суцільного кутового шва зверху.

1.3.2 Конструкція стінки

Вертикальні з'єднання листів стінки виконуються у стик за допомогою двосторонніх зварних швів, при цьому вони мають бути зміщені один відносно одного на відстань не менше $10t$, де t – це товщина нижчого поясу стінки.

Горизонтальні з'єднання листів також виконуються у стик двосторонніми зварними швами, а їх розташування регламентується проектною документацією.

Для резервуарів вертикальні осі поясів можуть збігатися по зовнішній або внутрішній поверхні стінки залежно від типу резервуара.

З'єднання стінки з днищем у резервуарах із товщиною листів першого поясу до 20 мм здійснюється зварюванням у тавр без обробки кромки. Розмір катета кутового шва не повинен перевищувати 12 мм і бути не меншим за номінальну товщину окрайки. Якщо товщина листів перевищує 20 мм, застосовується зварювання у тавр із обробкою кромки.

Мінімальна конструктивно необхідна товщина стінки t_h наведена у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Мінімальна конструктивно необхідна товщина стінки залежно від діаметра резервуара

Діаметр резервуара, м	Мінімальна конструктивна товщина листів стінки, мм
До 16 включно	5
> 16 < 25	6
> 25 < 40	8
> 40 < 65	10
> 65	12

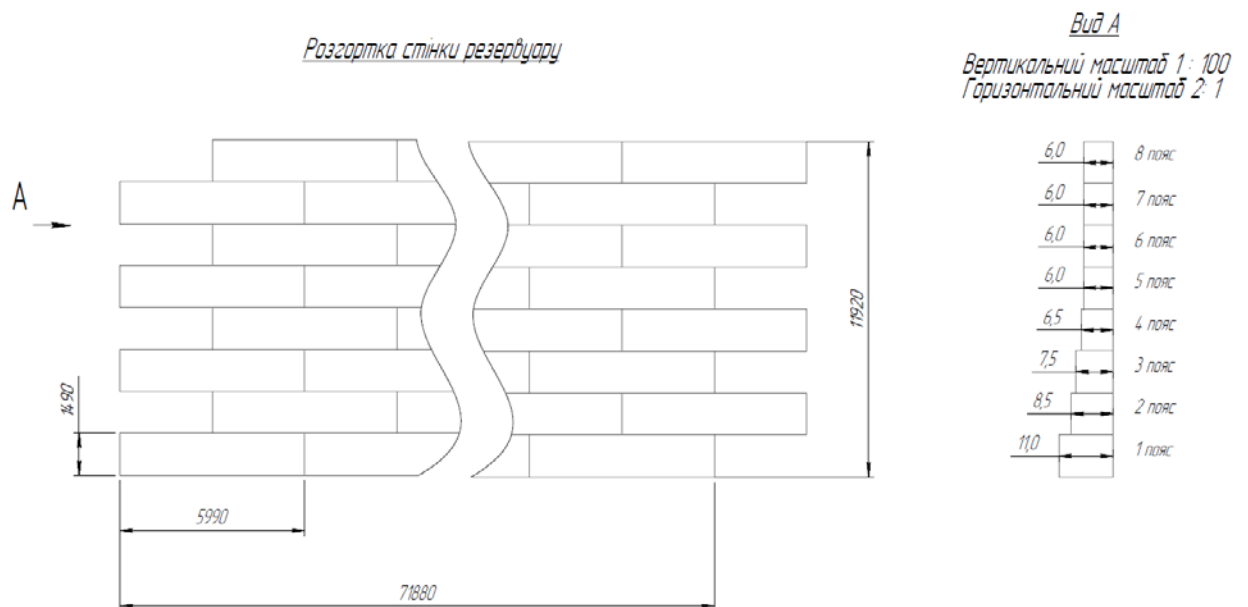


Рисунок 1.4 – Розгортка стінки резервуару

1.3.3 Стационарні покриття

Стаціонарне покриття резервуара має спиратися по всьому периметру на стінку, використовуючи для цього кільцевий елемент жорсткості. Товщина листового настилу та елементів каркаса не повинна бути меншою за 4 мм, і це без урахування припуску на корозію. Якщо планується використання покриттів іншої конструкції, які не передбачені цим стандартом, їх допускається застосовувати за умови дотримання всіх його вимог.

Безкаркасні покриття виконуються з листового настилу, який формує пологу конічну або сферичну оболонку. Конічні варіанти зазвичай застосовуються для резервуарів з діаметром до 12,5 м, тоді як сферичні – для резервуарів діаметром до 25 м. Кут нахилу твірної для конічних покриттів має бути в межах від 15° до 30° . Оболонка формується з окремих полотнищ настилу, які зварюються між собою внапуск із двосторонніми швами. У випадку сферичних покриттів мінімальний радіус повинен становити 0,8 діаметра резервуара, а максимальний – 1,2.

Каркасні покриття конічної форми зазвичай застосовують для резервуарів діаметром від 10 до 25 м, а сферичні – для більших діаметрів, від 25 м і більше. Кут нахилу твірної в каркасному конусі має бути щонайменше 6° , але не більше $9,5^\circ$. Каркас може мати ребристу або ребристо-кільцеву конструкцію. Для сферичних каркасів радіус повинен бути в межах від 0,8 до 1,5 діаметра резервуара, а конструктивно вони можуть бути ребристими, кільцевими або сітчастими. Покриття може виконуватись як у звичайному варіанті, так і в вибухозахищеному. У звичайному виконанні настил прикріплюється до всіх елементів каркаса. У вибухозахищеному – лише до облямівки по периметру, при цьому зварний шов у місцях з'єднання з кільцевим елементом жорсткості повинен мати катет 4 мм.

Що стосується патрубків і люків, їх кількість і розміри визначаються в залежності від типу та об'єму резервуара, з обов'язковим зазначенням у технічному завданні та підтвердженням розрахунками. Вентиляційні патрубки мають виступати над рівнем настилу не більше ніж на 10 мм з внутрішнього боку резервуара. Фланці виконуються на умовний тиск 0,25 МПа, якщо техзавданням не передбачено інше. Для резервуарів, що працюють з надлишковим тиском, усі патрубки повинні бути оснащені тимчасовими заглушками, які забезпечують

герметичність під час випробувань. Для доступу до внутрішнього простору резервуара та його провітрювання під час обслуговування або ремонту, на стаціонарному покритті передбачають щонайменше два люки діаметром 500 мм.

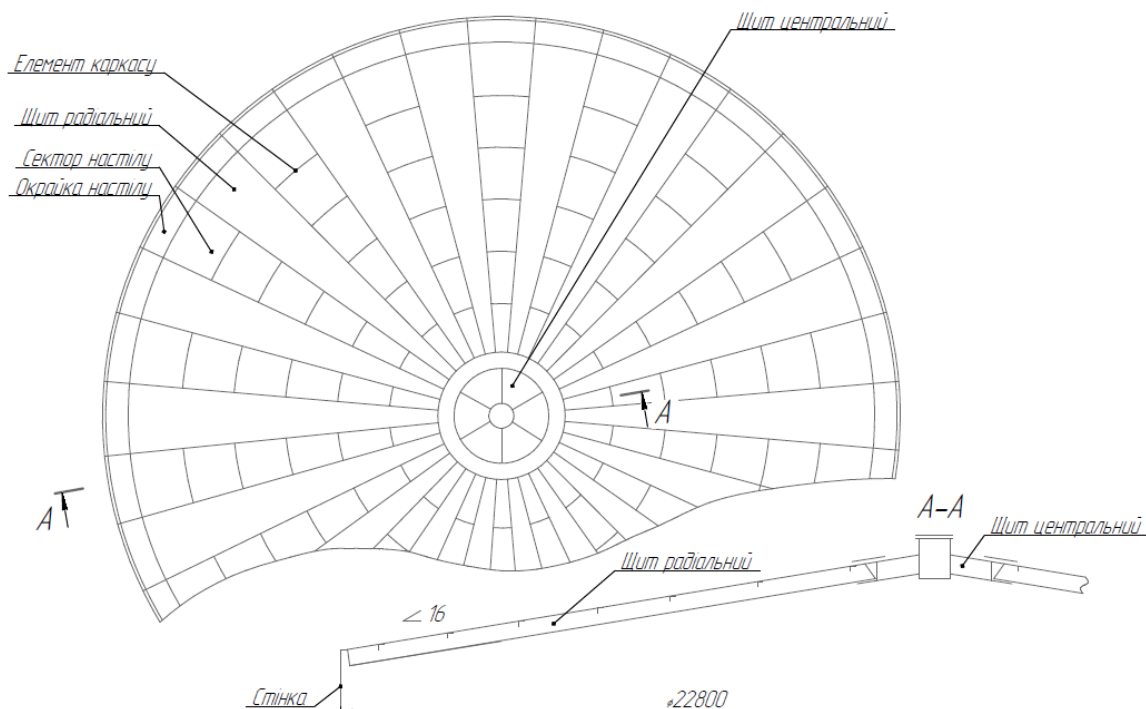


Рисунок 1.5 – Стаціонарне покриття резервуару

1.4 Вибір типу та кількості резервуарів

При проектуванні резервуарних парків кількість ємностей, їхній об'єм та конструктивний тип визначають з урахуванням забезпечення необхідної оперативності роботи за умов експлуатації, розподілу резервуарів за марками нафтопродуктів, можливості виведення окремих резервуарів з експлуатації для ремонту без шкоди для виробничого процесу, вимоги передбачати щонайменше два резервуари для кожної марки нафтопродукту, дотримання принципу однотипності та перевага резервуарів більшої одиничної місткості, мінімізації втрат від випаровування (для продуктів із високою пружністю парів застосовують резервуари з понтонами або плаваючими дахами), здатності резервуарів приймати та відкачувати продукт із розрахунковою продуктивністю, забезпечення можливості гасіння пожеж.

Встановлення лише одного резервуара на кожен марку нафтопродукту допускається у випадках:

- коли не потрібно одночасно здійснювати приймання та відвантаження продукту;
- якщо облік кількості прийнятого й відвантаженого продукту не потребує замірів у резервуарі;
- при річному коефіцієнті оборотності менше трьох;
- коли резервуар використовується як буферна ємність, а операції закачування та відкачування виконуються без обліку;
- якщо є потреба у відстоюванні води.

Тип резервуарів визначають відповідно до класифікації нафти й нафтопродуктів за температурою спалаху та тиском насичених парів при умовах зберігання. Крім того, у кожному окремому випадку необхідно проводити спеціальне техніко-економічне обґрунтування.

Вибір типу резервуара здійснюється відповідно до класифікації нафти та нафтопродуктів згідно з табл. 1.2 [2, 3], яка базується на показниках температури спалаху та пружності парів за умов зберігання:

- для нафтопродуктів із температурою спалаху не вище 61 °С та пружністю парів від 26,6 кПа (200 мм рт.ст.) до 93,3 кПа (700 мм рт.ст.), таких як нафта, бензин, авіаційний гас, реактивне паливо, застосовуються резервуари зі стаціонарним покриттям та понтоном або з плаваючим покриттям; резервуари зі стаціонарним покриттям без понтона, обладнані газовими обв'язками та установками уловлювання легких фракцій.

- для нафтопродуктів із пружністю парів до 26,6 кПа та температурою спалаху понад 61 °С (мазут, дизельне паливо, побутовий гас, бітум, гудрон, мастила, пластова вода) використовуються резервуари зі стаціонарним покриттям без додаткового обладнання скорочення втрат.

Таблиця 1.2 – Вибір типу резервуару [2, 3]

Нафтопродукти	Рекомендовані типи резервуарів				
	РВСПП	РВСП	РВС		
			з ГО	з УЛФ	без ГО і УЛФ
Нафта	+	+	+	+	-
Марки автомобільного бензину	+	+	+	+	-
Марки авіаційного бензину	-	+	-	-	+
Бензин прямогоний	-	-	+	+	-
Пальне для реактивних двигунів	-	-	-	-	+
Пальне дизельне	-	-	-	-	+
Пічне, моторне, нафтове пальне (мазут)	-	-	-	-	+
Гас технічний, освітлювальний	-	-	-	-	+
Нафтові розчинники	+	+	+	-	+
Мастила	-	-	-	-	+
Бітуми нафтові	-	-	-	-	+
Пластова вода, емульсії	-	-	-	-	+

Рекомендовані розміри вертикальних сталевих резервуарів відповідно до норм наведені в табл. 1.3.

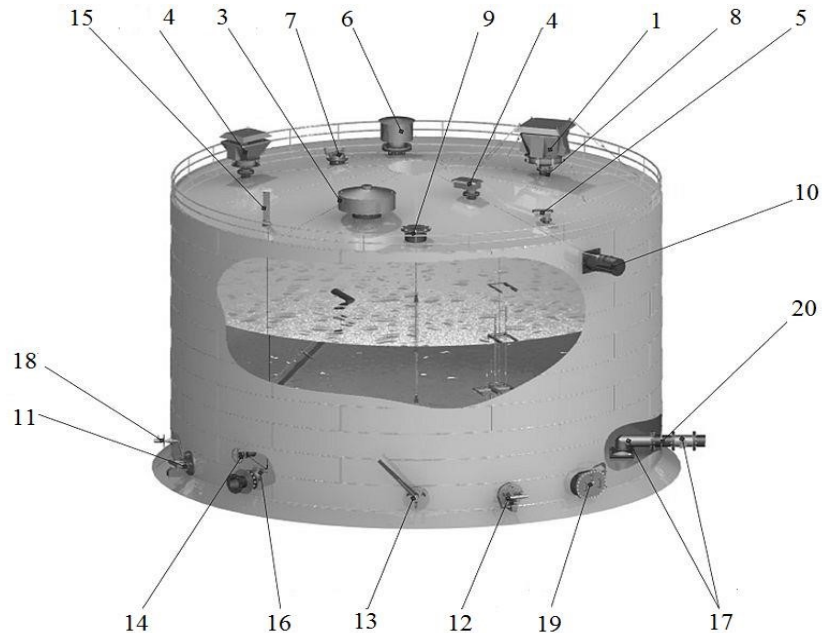
Таблиця 1.3 – Рекомендовані розміри сталевих резервуарів

Номинальний об'єм V , м ³	Тип резервуара			
	РВС, РВСП		РВСПП	
	Внутрішній діаметр D , м	Висота стінки H^* , м	Внутрішній діаметр D , м	Висота стінки H^* , м
1000	10,43	12,0	12,33	9,0
2000	15,18	12,0	15,18	12,0
3000	18,98	12,0	18,98	12,0
5000	22,8	12,0	22,8	12,0
	20,92	15,0	22,8	12,0
10000	28,5	18,0	28,5	18,0
	34,2	12,0	34,2	12,0
20000	39,9	18,0	39,9	18,0
	47,4	12,0	39,9	18,0
30000	45,6	18,0	45,6	18,0
40000	56,9	18,0	56,9	18,0
50000	60,7	18,0	60,7	18,0

* Уточнюється в залежності від ширини листів стінки

1.5 Обладнання резервуарів

Для правильної та безпечної експлуатації наземні сталеві резервуари повинні мати обладнання, що представлено на рис. 1.6.



- 1 – клапан дихальний автоматичний; 2, 5 – клапан дихальний механічний,
3 – клапан аварійний; 4 – суміщений механічний дихальний клапан;
6 – патрубок вентиляційний; 7 – люк замірний; 8 – люк монтажний;
9 – люк світловий; 10 – генератор піни середньої кратності;
11 – пробовідбірник плаваючий резервуарний; 12, 13 – пробовідбірники
стаціонарні резервуарні; 14, 15 – механізм керування хлопавкою; 16 – хлопавка;
17 – приймально-роздавальний пристрій; 18 – кран сифонний; 19 – люк-лаз;
20 – приймально-роздавальний патрубок

Рисунок 1.6 – Обладнання вертикального сталевого резервуара

На резервуарах встановлюється таке обладнання:

- обладнання, що забезпечує стабільну роботу резервуарів та зменшення втрат нафти і нафтопродуктів при зберіганні;
- обладнання для обслуговування та ремонту конструкцій резервуару;
- протипожежне обладнання;
- прилади контролю та сигналізації.

До першої групи обладнання належать дихальна арматура, приймально-роздавальні патрубки з хлопакою, засоби захисту від внутрішньої корозії, обладнання для підігріву нафти. Дихальна арматура резервуарів включає дихальні та запобіжні клапани. Приймально-роздавальні патрубки призначені для прийому та відкачування нафти з резервуарів, кількість яких залежить від потужності процесу закачування-викачування. Внутрішня корозія днища та першого поясу стінок є наслідком накопичення відстояної підтоварної води в нижній частині резервуара. Для захисту металоконструкцій від руйнування передбачено періодичне видалення води через сифонний кран. Додатково для нейтралізації корозійних процесів на днищі встановлюють протектори. При транспортуванні нафти з високою в'язкістю або високою температурою застигання резервуари оснащують засобами підігріву. Переважно використовують секційні підігрівачі.

До обладнання для обслуговування та ремонту резервуарів відноситься люк-лаз, замірний люк, світловий люк, драбина. Люк-лаз розташовується в першому поясі та призначений для доступу персоналу всередину резервуара. Через нього також заносять обладнання для монтажу та видаляють донні осадження під час ручного очищення. Замірний люк використовують для ручного вимірювання рівня нафти і підтоварної води, а також для взяття проб за допомогою пробовідбірника. Світловий люк потрібен для доступу сонячного світла всередину та провітрювання ємності під час проведення дефектоскопії, ремонту чи очищення. Замірні та світлові люки встановлюють на даху резервуара. Драбина забезпечує підйом персоналу на дах. За конструкцією розрізняють приставні, гвинтові та шахтні драбини.

З огляду на високу пожежну небезпеку, резервуари обов'язково оснащують системами захисту, до яких належать: вогневі запобіжники, засоби пожежогасіння та системи охолодження стінок. Вогневі запобіжники призначені для запобігання потраплянню іскри або полум'я всередину резервуара. Якщо вони не є частиною конструкції дихального клапана, їх монтують як окремий вузол між клапаном та патрубком на даху. Системи пожежогасіння зазвичай складаються з піногенераторів, які подають піну на поверхню пального, а системи охолодження -

з кілець зрошення, що поливають стінки водою для зниження їхньої температури під час пожежі.

Для моніторингу стану та стабільної роботи резервуарів використовують комплекс засобів автоматизації. Постійний контроль за кількістю продукту забезпечують місцеві та дистанційні вимірники рівня. Для запобігання переповненню встановлюють сигнализатори, що сповіщають про досягнення максимальної робочої або аварійної позначки. Температурний режим контролюють за допомогою дистанційних термометрів, які визначають середні показники нафти по всій висоті, а на резервуарах із системами підігріву додатково монтують датчики в зоні прийнятно-роздавальних патрубків. Також для зручності та безпеки використовують знижені пробовідбірники, які дозволяють брати проби палива без підйому працівників на покрівлю.

1.6 Склади нафти і нафтопродуктів

Склад нафти і нафтопродуктів (СНН) або нафтобаза це комплекс інженерних споруд та обладнання, призначений для приймання, зберігання, відпуску та обліку нафти і продуктів її переробки.

Класифікація складів нафти і нафтопродуктів (СНН) здійснюється за такими ознаками:

- за операційною діяльністю: розподільчі, перевалочні, перевалочно-розподільчі, а також бази зберігання;
- за транспортними зв'язками: залізничні, водні, водно-залізничні, трубопровідні (що підключені до магістральних ліній) та глибинні (куди постачання здійснюється автотранспортом);
- за властивостями продуктів: склади для зберігання легкозаймистих рідин (ЛЗР), горючих рідин (ГР) або об'єкти загального типу (де тримають ЛЗР і ГР одночасно);
- за потужністю: поділ на категорії та підкатегорії, що визначається згідно з нормативами залежно від загальної місткості резервуарного парку (табл. 1.4).

Таблиця 1.4 - Класифікація СНН за обсягом резервуарного парку

Категорія	Підкатегорія	Загальна ємність за підкатегоріями, м ³
I	I-а	Понад 300000
	I-б	Понад 100000 до 300000 включно
II	II-а	Понад 50000 до 100000 включно
	II-б	Понад 20000 до 50000 включно
III	III-а	Понад 10000 до 20000 включно
	III-б	Понад 2000 до 10000 включно
	III-в	до 2000 включно

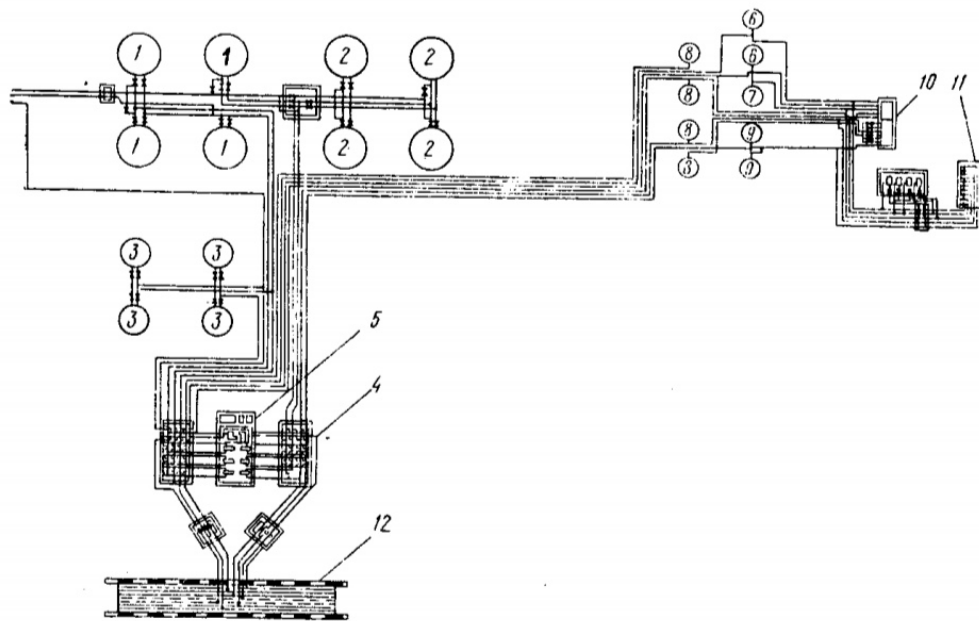
Територію СНН зазвичай умовно розподіляють на окремі зони залежно від призначення та процесів, що там відбуваються (табл. 1.5). Розподіл території нафтобази на окремі зони допомагає чітко організувати всі робочі процеси та забезпечити належний порядок на об'єкті. Завдяки такому зонуванню вдається ізолювати ділянки з пальним від адміністративних і допоміжних споруд, що значно підвищує рівень пожежної безпеки. Крім того, правильне розташування об'єктів дозволяє оптимізувати внутрішню логістику, оскільки це скорочує довжину трубопроводних ліній та робить рух транспорту територією зручнішим. Зональний підхід також спрощує технічне обслуговування обладнання, адже кожна ділянка має своє чітке призначення та межі, що полегшує роботу персоналу та контроль за всіма операціями.

Таблиця 1.5 – Зони та ділянки СНН

Зона	Ділянка	Приблизний склад об'єктів
Виробнича	Залізничного приймання та відвантаження нафтопродуктів	Естакади залізничні зливально-наливальні або поодинокі зливально-наливальні пристрої для залізничних цистерн, проміжні резервуари, насосні, компресорні, складські будівлі, вантажно-розвантажувальні майданчики, лабораторія, роздавальні, фасувальні, пункти приймання і відвантаження відпрацьованих нафтопродуктів, допоміжні об'єкти, що пов'язані зі зливно-на-ливними операціями
	Водного приймання та відвантаження	Причали, пірси, насосні та інші об'єкти, що пов'язані зі зливно-наливними операціями
	Автомобільного приймання та відвантаження	Майданчики відвантаження і наливу автоцистерн (естакади), роздавальні, розфасовочні, роздавальні колонки, операторні та інші об'єкти, що пов'язані зі зливно-наливними операціями
	Очисних споруд	Споруди та установки для очищення стічних вод (піскоуловлювач, нафтоуловлювач, буферні резервуари і т. ін.), насосні, лабораторії та інші об'єкти, що з ними пов'язані
Допоміжна	Водопостачання і протипожежного захисту	Водопровідні і протипожежні насосні, резервуари або протипожежні водойми, приміщення протипожежного обладнання
	Енергопостачання	Трансформаторні підстанції, розподільні пристрої, електричні мережі, зовнішнє і охоронне освітлення
	Допоміжно-виробничих будівель і споруд	Споруди теплопостачання (видаткові резервуари палива, котельні, теплотраси і ін.), будівлі і споруди допоміжно-виробничого призначення (ремонтно-механічні майстерні, складські та інші приміщення, гаражі), споруди побутової каналізації
	Адміністративних і побутових будівель і споруд	Цехи допоміжного призначення з розміщенням у них адміністративно-господарських і побутових приміщень, прохідної, лабораторії, мехмайстерень і майстерень із ремонту контрольно-вимірювальних приладів і автоматики, акумуляторної, приміщень зв'язку і т. ін.
Резервуарного зберігання	Зберігання нафти і нафтопродуктів	Резервуари для нафти і нафтопродуктів, теплообмінники, насосні, компресорні, а також допоміжно-виробничі об'єкти, що входять до їхнього складу

1.7 Технологічні трубопроводи нафтобаз

Технологічними називаються такі трубопроводи, по яким перекачують нафту і нафтопродукти. За допомогою технологічних трубопроводів здійснюються операції із закачування (і викачування) нафти і нафтопродуктів у транспортні ємкості (залізничні цистерни, танкери, автоцистерни), в резервуари - сховища нафтобаз, подача на роздавальні пристрої, а також внутрішньопаркове перекачування (рис. 1.7).



1 – резервуари для дизельного палива; 2 – резервуари для бензину; 3 – резервуари для мазуту; 4 – вузол-засувок; 5 – насосна станція; 6-9 – роздавальні резервуари; 10 – розливочна; 11 – автоестакада; 12 – зливо-наливна залізнична естакада

Рисунок 1.7 – Технологічна схема трубопроводів нафтобази

Технологічні трубопроводи поділяються на такі основні категорії:

- за призначенням на нафтопроводи і нафтопродуктопроводи низького тиску - до 0,6 МПа та середнього тиску - 1,6 МПа;
- за гідравлічною схемою роботи на прості трубопроводи, що не мають відгалужень, і складні трубопроводи, що мають відгалуження (розгалужені трубопроводи);

- за характером напорів на нагнітальні (напірні), всмоктувальні (в залежності від схеми приєднання до насосів) та самопливні, що працюють під тиском стовпа рідини в резервуарі;

- за способом прокладки на підземні та надземні.

Трубопровідні комунікації складаються з наступних елементів:

- труб різного призначення,
- сполучних фасонних частин,
- арматури і компенсаторів.

Для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів нафтобаз застосовують сталеві труби з маловуглецевої і низьколегованої сталі, що володіють хорошою зварюваністю. Ці труби випускають безшовні, електрозварні, спіральшовні та інших конструкцій. Труби безшовні для великих діаметрів виготовляють гарячекатані, для малих діаметрів холоднокатаними або холоднотягнутими. Труби зварні для великих діаметрів мають поздовжній або спіральний шов, а для малих діаметрів - поздовжній шов. Найбільше застосування мають безшовні гарячекатані труби із зовнішнім діаметром 57-426 мм за ДСТУ 8938:2019 «Труби сталеві безшовні гарячедеформовані. Технічні умови» зі спокійної мартенівської сталі марок 10; 20 і Ст4сп.

Діаметр і товщину стінок розраховують з урахуванням обсягу перекачки, величини робочого тиску, агресивності середовища (по відношенню до металу труб), а також температури.

До складу технологічних трубопроводів входять нафтопродуктопроводи, з'єднувальні деталі трубопроводів, запірні, регулюючі і запобіжні арматури, вузли обліку і контролю якості, фільтри-брудовловлювачі та інші пристрої.

При виборі траси технологічних трубопроводів виходять з умов рельєфу місцевості, можливості прокладки труб з ухилами, їх монтажу і демонтажу при ремонті, а також перспективи розширення нафтобази. Траса трубопроводів повинна наближатися до найкоротшої відстані між початковим і кінцевим пунктом, а також мати мінімальне число поворотів у вертикальній і горизонтальній площинах.

Прокладка трубопроводів повинна забезпечувати:

- безпеку і надійність їх експлуатації в межах нормативного терміну;
- можливість виконання всіх видів робіт з контролю, термічної обробки зварних швів і випробування;
- ізоляцію і захист трубопроводів від корозії, вторинних проявів блискавок і статичної електрики;
- виключення провисання і утворення застійних зон;
- можливість безперешкодного переміщення підйомних механізмів, устаткування та засобів пожежогасіння.

За призначенням технологічні трубопроводи поділяються на внутрішні (що прокладаються всередині технологічних будівель і споруд), зовнішні (які прокладаються між будівлями і спорудами на території нафтобази) і зовнішні (що прокладаються поза територією нафтобази, наприклад між нафтобазою і нафтопереробним заводом).

Прокладка технологічних трубопроводів на території нафтобаз може бути надземною або наземною. Підземні трубопроводи прокладаються на глибині не менше 0,8 м від планувальної позначки землі до верху труби. Трубопроводи з замерзаючими середовищами повинні бути на 0,1 м нижче глибини промерзання ґрунту до верху труби. На перетинах з внутрішньобазовими залізничними коліями, автомобільними дорогами та проїздами вони повинні бути закладені в футляри із сталевих труб, діаметр яких на 100 ... 200 мм більше зовнішнього діаметра технологічних трубопроводів, що прокладаються в них, а кінці труб повинні виступати на 2 м в кожну сторону від крайнього рейки або краю проїжджої частини автодороги. Торці футляра ретельно ущільнюються.

Для забезпечення спорожнення технологічних трубопроводів вони повинні прокладатися з ухилами: для високов'язких і високозастиваючих нафтопродуктів - не менше 0,02, для малов'язких легкорухомих нафти і нафтопродуктів - 0,002.

Трубопроводи необхідно розташовувати за межами обвалування резервуарного парку за винятком тих з них, які обслуговують резервуари цієї групи.

Залежно від класу нафтобази на технологічних трубопроводах в якості запірної арматури рекомендується застосовувати затвори, засувки, вентилі та крани.

Трубопровідна арматура за способом приєднання може бути фланцевою, муфтовою і приварною.

Основним типом запірної арматури, рекомендованою до застосування для трубопроводів діаметром понад 50 мм, є засувка, що має мінімальний гідравлічний опір і надійне ущільнення. Вентилі рекомендується застосовувати для трубопроводів діаметром до 50 мм.

Кількість і розміщення запірної арматури на технологічних трубопроводах повинні забезпечувати необхідні технологічні переключення, а також надійність відключення кожного окремого насосного агрегату, резервуара або іншого технологічного устрою.

Запірна арматура повинна розміщуватися в місцях зручних і доступних для управління і обслуговування. У резервуарних парках вузли засувки слід розташовувати з зовнішньої сторони обвалування резервуарів. Корінну засувку необхідно встановлювати безпосередньо у резервуара.

1.8 Насоси та насосні станції нафтобаз

Насосами називаються гідравлічні машини, які служать для перекачування рідин. За допомогою насосів нафтопродукти транспортуються при прийомі, відпустці і внутрішньобазових перекачках.

На нафтобазах застосовують головним чином відцентрові, поршневі і шестеренні насоси.

Відцентрові насоси конструктивно являють собою корпус, усередині якого обертається закріплене на валу робоче колесо (або кілька коліс). Останнє складається з дисків, між якими знаходяться лопатки, загнуті в бік, зворотний напрямку обертання.

Відцентрові насоси класифікуються:

- за кількістю робочих коліс (одноступінчасті або багатоступінчасті);
- за конструкцією робочого колеса (одностороннього або двостороннього всмоктування);
- по здатності до самовсмоктування.

Принцип роботи одноступінчастих відцентрових насосів наступний. З трубопроводу через всмоктувальний патрубок рідина надходить на лопатки робочого колеса, що швидко обертається, де механічна енергія обертання валу двигуна перетворюється в її кінетичну енергію. Під дією відцентрових сил рідина відкидається в радіальному напрямку, проходить по спіральній камері і потрапляє в розширюється постачання патрубків, де в міру зменшення швидкості потоку збільшується тиск. Недоліком одноступінчастих насосів є відносно невелика величина напору. Значно більший напір мають багатоступінчасті насоси. Їх відмінною особливістю є те, що на одному валу закріплено відразу кілька робочих коліс, через кожне з яких рідина проходить послідовно. Для цього використовуються направляючі апарати, завданням кожного з яких є прийняти рідину, що викидається одним робочим колесом і направити її на вхід іншого. Сумарний напір багатоступінчастого насоса складається з напорів, створюваних кожним робочим колесом, за вирахуванням втрат напору при русі рідини між ними.

Робоче колесо відцентрових насосів може бути одностороннього і двостороннього всмоктування. У першому випадку рідина надходить в робоче колесо паралельно валу з одного боку. Однак при цьому виникають додаткові осьові зусилля, що негативно позначається на роботі підшипників, в яких обертається вал. При двосторонньому підведенні рідини дані осьові зусилля врівноважуються. Відмінною особливістю робочого колеса двостороннього всмоктування є те, що воно складається не з двох, як звичайне, а з трьох дисків.

Здатність деяких відцентрових насосів до самовсмоктування забезпечується установкою в їх корпусі додаткового так званого вихрового колеса, а також застосуванням спеціального бачка для відділення парів з суміші, що подається вихровим насосом.

На нафтобазах використовуються відцентрові насоси, в основному, типів НК, К, Н, НД.

Насоси типу НК - відцентрові, консольні, одноступінчасті з робочим колесом одностороннього входу - призначені для перекачування нафтопродуктів з температурою до 200 °С. Робоче колесо може мати до п'яти варіантів вихідного діаметра (варіанти а, б, в, г, д).

Корпуси насосів НК розраховані на робочий тиск 1 МПа (5НК-9х1, 6НК-9х1) і 1,6 МПа (4НК-5х1, 6НК-6х1).

Насоси типу К - відцентрові або горизонтальні з одним або двома робочими колесами. Одноступінчасті насоси з подачею до 250 м³/год забезпечені робочим колесом з одностороннім входом рідини. Насоси з більшою подачею мають робоче колесо двостороннього входу.

Кожен насос типу К може бути виготовлений з одним з двох варіантів ротора і з робочим колесом (або колесами) одного з чотирьох зовнішніх діаметрів.

Корпуси насосів (НК 65 / 35-70, НК 65 / 35-125, НК 200 / 120-70, НК 200 / 120-120) розраховані на робочий тиск 4 МПа.

Насоси типу Н - відцентрові, дво- або чотириступінчасті, з робочими колесами одностороннього входу рідини, які можуть мати до чотирьох варіантів зовнішнього діаметра.

Корпуси насосів розраховані на робочий тиск 1,6 МПа (4Н-5х2); 2,5 МПа (4Н-5х4, 5Н-5х2, 6Н-7х2) і 4 МПа (5Н-5х4, 6Н-10х4).

Насоси типу НД мають робочі колеса з двостороннім входом рідини. Набули поширення насоси типів 8НД-6х1 і 8НД-9х2.

Поршневі насоси відносяться до групи об'ємних, відмінними особливостями яких є наступні:

- 1) приймальна труба завжди герметично відокремлена від напірної труби;
- 2) кількість рідини, яка подається в одиницю часу (подача), залежить тільки від геометричних розмірів насоса і частоти переміщення його робочого органу, але не залежить від напору, що розвивається насосом;

3) створюваний напір обмежується тільки міцністю деталей насоса і потужністю двигуна, який приводить його в дію;

4) подача рідини нерівномірна.

Поршневі насоси класифікуються:

- за родом дії (одинарного, подвійного або диференціального);
- за кількістю циліндрів (одноциліндрові або багатociліндрові);
- за типом приводу (приводні або прямої дії).

Шестеренні насоси як і поршневі, є об'ємними, але відрізняються відсутністю всмоктуючих і нагнітальних клапанів і мають значно більшу рівномірність подачі. Зазвичай шестеренні насоси застосовуються для перекачування масел та інших високов'язких нафтопродуктів при температурі не вище 80 °С.

Вони являєть собою корпус, усередині якого розташовані дві, як правило, однакові шестерні, що знаходяться в зачепленні і поміщені в камеру, стінки якої охоплюють їх з усіх боків з малими зазорами. Переміщувана з області низького тиску рідина заповнює западини між зубами, піддається стисненню зубами відповідної шестерні і витісняється в область високого тиску.

Вибір типу насоса визначається:

- 1) властивостями перекачується нафтопродукту (в'язкість, тиск насичених парів);
- 2) необхідною подачею нафтопродукту;
- 3) необхідним напором;
- 4) забезпеченістю нафтобази електроенергією і парою.

Так, відцентрові насоси використовуються, в основному, для перекачування малов'язких нафтопродуктів. Це пов'язано з тим, що при роботі на малов'язких рідинах даний тип насосів має високий ККД. Область переважного застосування поршневих і шестеренних насосів - перекачування високов'язких нафтопродуктів. Крім того, їх використовують, наприклад, при операціях із зачистки вагонів-цистерн і барж.

1.9 Характеристика підприємства

ДП Ренійський морський торговельний порт – це один із найважливіших і найперспективніших транспортних вузлів України на річці Дунай (рис. 1.8, 1.9). Завдяки унікальному розташуванню на стику кордонів України, Румунії та Молдови, об'єкт має прямий вихід до Дунайського транспортного коридору. Це відкриває можливості для імпорту пального з Румунії, Болгарії, Молдови, Сербії, Угорщини, Австрії та Німеччини.

Річковий та морський порт доступний для суден типу «річка-море» з осадкою до 7 метрів). Спеціалізацією порту є перевалка широкого спектра вантажів: зернових, олійних культур, металопродукції, нафтопродуктів та ін.



Рисунок 1.8 - Нафтоділянка Ренійського порту



2022 рік



2026 рік

Рисунок 1.9 - Нафтоділянка Ренійського порту з супутнику

Нафтоналивна ділянка порту була спроектована для роботи з різними видами рідкого палива. Сюди підведені спеціалізовані залізничні колії та побудовані окремі причали. Термінал має резервуарний парк для тимчасового зберігання пального перед його відправкою далі.

У попередні десятиліття цей комплекс переживав різні часи. Періодично перевалка нафтопродуктів повністю зупинялася через зміну торговельних шляхів та високу конкуренцію з боку сусідніх іноземних портів на Дунаї. До початку повномасштабного вторгнення термінал використовували нерегулярно, в основному для невеликих партій транзитного пального або експорту специфічних хімічних вантажів.

Після закриття традиційних шляхів постачання пального через морські порти Одещини та кордон із північними сусідами, Україна зіткнулася з гострим дефіцитом бензину та дизельного пального. Дунайський напрямок став рятівним колом для забезпечення країни паливом. Наразі підприємство продовжує виконувати цю роль, попри постійні загрози для інфраструктури (рис. 1.9).

1.10 Динаміка споживання, виробництва та імпорту світлих нафтопродуктів

До повномасштабного вторгнення економіка України потребувала колосальних обсягів пального (рис. 1.10). У 2021 році діяв масштабний державний проєкт дорожнього будівництва, який потребував величезної кількості дизельного пального для спецтехніки. Аграрний сектор працював на повну потужність на всій території країни. Цивільний автопарк постійно зростав. Тобто сам «поріг» споживання був набагато більшим, ніж зараз. Навіть за наявності власної переробки, її просто не вистачало.

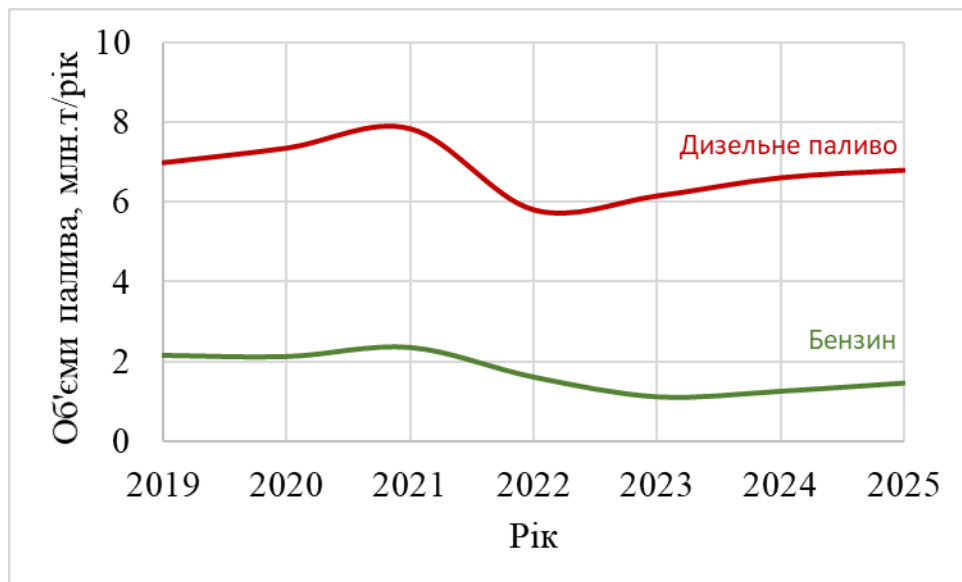


Рисунок 1.10 – Динаміка споживання світлих нафтопродуктів за 2020-2025 роки

Власне виробництво (рис. 1.11). В 2020–2021 роках спостерігається стабільна робота. Кременчуцький НПЗ та Шебелинський завод сумарно виробляли понад 2.1 – 2.3 млн. тонн пального на рік.

В 2022 оці спостерігається різке падіння. Навесні 2022 року Кременчуцький НПЗ зазнав масованих ракетних ударів і припинив роботу. Те саме сталося з іншими потужностями. Заводи встигли виробити пальне лише у перші місяці року.

В 2023–2025 роках обсяги перебувають на критично низькому рівні (близько 0,1 млн. тонн на рік). Велике промислове виробництво зупинене, а мінімальні цифри забезпечуються виключно невеликими приватними установками (міні-НПЗ), які виробляють низькооктановий бензин та дизель для локальних потреб.

Динаміка імпорту світлих нафтопродуктів (рис. 1.12). До 2022 року високі цифри імпорту були результатом активного споживання та свідомого вибору бізнесу на користь дешевого ресурсу сусідніх країн.

Після 2022 року високі цифри імпорту є вимушеним кроком, спрямованим на виживання. Власна переробка зупинена через обстріли, і тепер 100% пального завозиться виключно з ЄС та через південні порти складними й значно дорожчими логістичними маршрутами.

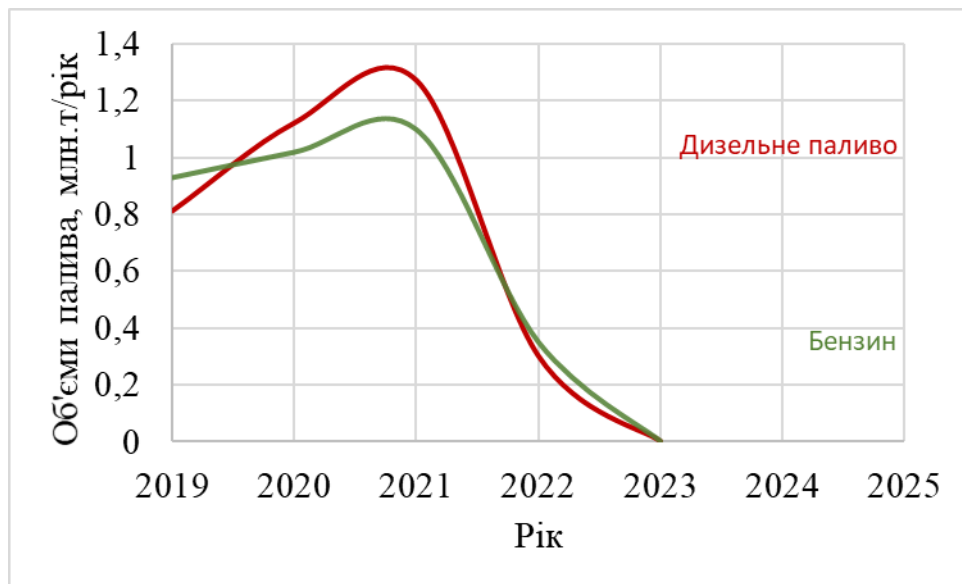


Рисунок 1.11 – Динаміка власного виробництва світлих нафтопродуктів за 2020-2025 роки

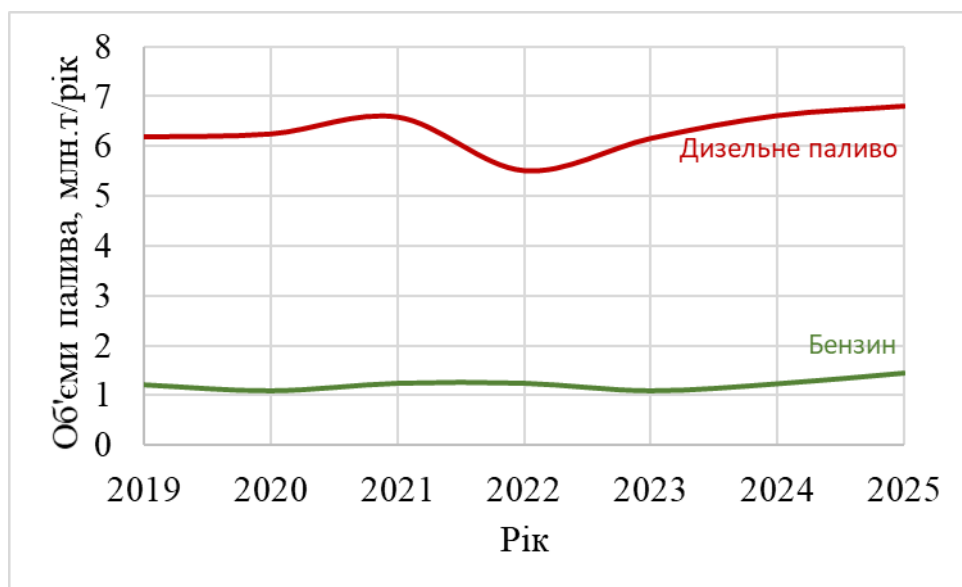


Рисунок 1.12 – Динаміка імпорту світлих нафтопродуктів за 2020-2025 роки

Прогнозуючи зміни паливного ринку України після завершення бойових дій, можна стверджувати, що домінування імпорту бензинів та дизельного пального збережеться довгостроковий час. Повне або часткове відновлення зруйнованої вітчизняної нафтопереробної інфраструктури вимагатиме колосальних

капіталовкладень, тривалого часу та, головне, гарантій безпеки для інвесторів. Відтак, український ринок залишиться глибоко інтегрованим у європейську систему постачання, де основну роль відіграватимуть морські танкерні партії через розблоковані глибоководні порти та дунайські логістичні хаби, а також розгалужена мережа залізничних та автомобільних маршрутів із країн Європейського Союзу.

Говорячи про безпеку та стабільність постачання, не можна оминати той факт, що інфраструктура порту зазнала значних випробувань. Нафтовий термінал у Рені, як і багато інших об'єктів Дунайського вузла, неодноразово зазнавав пошкоджень. Через бойові дії та фізичні влучання окремі елементи терміналу, виробничі споруди та резервуари для зберігання палива частково або повністю зруйновані (рис. 1.9).

Ураховуючи вищеописані факти руйнувань та довгострокового напрямку на збереження високої частки імпорту, визначального значення набуває модернізація наземної інфраструктури, зокрема масштабна реконструкція та розширення резервуарного парку Ренійського порту. Оскільки вітчизняні заводи не зможуть швидко повернутися до довоєнних обсягів виробництва, а логістика через морські та річкові шляхи є найбільш економічно вигідною для великих партій, Рені стає не просто тимчасовою перевалочною базою, а опорним пунктом паливного імпорту. Збільшення ємностей для одночасного зберігання дозволить згладжувати коливання попиту на внутрішньому ринку, приймати більші танкерні партії без простою суден та формувати необхідні державні й комерційні резерви світлик нафтопродуктів безпосередньо у безпечній зоні дунайського вузла.

Наявність сучасного та розширеного парку ємностей дозволить операторам не залежати від похвилинної наявності залізничних цистерн або бензовозів, здійснювати накопичення та подальший рівномірний розподіл палива вглиб країни.

2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Визначення загального об'єму резервуарного парку

Норми запасів нафти і нафтопродуктів залежать, головним чином, від об'єму, інтенсивності і характеру основних операцій, призначення СНН, а також територіального (географічного) положення її.

В основу розрахунку об'єму резервуарного парку повинні бути покладені:

- а) затверджений річний вантажообіг по сортах і видах надходження і реалізації з врахуванням перспективи на найближчі 10-15 років;
- б) річні графіки (плани) помісячного надходження і реалізації кожного сорту і марки, складені на основі фактичних даних останніх 2-3 років, з врахуванням перспективи розвитку району;
- в) черговість і строки будівництва;
- г) перспективи розвитку СНН;

Графіки (плани) надходження і реалізації затверджуються замовниками і узгоджуються з відповідними транспортними відомствами (залізничними, річковими, морськими, трубопровідними та ін.).

При визначенні місткості резервуарного парку в розрахунок слід приймати номінальний об'єм резервуарів. Вибір резервуару слід виконувати у відповідності до ДСТУ 4454:2005 та ДСТУ Б В.2.6-183:2011.

Величина резервуарного об'єму (V_p) для кожного сорту і марки нафтопродуктів визначається для річкових перевалочних і розподільних СНН одержуючих або відправляючих нафтопродукти водним транспортом – по графіках (планах) надходження і реалізації із збільшенням розрахункового об'єму на 15% для компенсації запізнення початку і передчасного закриття навігації, а також інших особливих умов судноплавства.

При відсутності графіків (планів) надходження і реалізації, об'єм зберігання рекомендується визначати за формулою

$$V_p = \frac{Q_m \cdot K \cdot K_p}{\rho \cdot K_v} \quad (2.1)$$

- Q_m – середня місячна реалізація нафтопродуктів, т;
 K – коефіцієнт нерівномірності надходження і реалізації нафтопродуктів (табл. 2.1);
 ρ – густина нафтопродукту, т/м³;
 K_p – коефіцієнт, який враховує час знаходження резервуару в ремонті, приймається 1,05;
 K_v – коефіцієнт використання об'єму резервуару (табл. 2.2).

Таблиця 2.1 – Значення коефіцієнту нерівномірності надходження і реалізації нафтопродуктів K

Характеристика району	Коефіцієнт K	
	Для ЛЗР	Для ГР
Промислові міста	1,0	1,3
Промислові райони	1,1	1,5
Сільськогосподарські райони	1,5	2,5

Таблиця 2.2 – Значення коефіцієнту використання об'єму резервуару в залежності від типу резервуару K_v

Номінальний об'єм резервуару, м ³	Коефіцієнт K_v		
	РВС	РВСП	РВСПП
≤ 5000	0,83	0,76	0,80
> 5000	0,85	0,80	0,83

За наявності графіків (планів) надходження і реалізації нафтопродуктів ємкість резервуарного парку нафтобази визначається наступним чином. Дані про надходження і реалізацію нафтопродуктів по місяцях можна представляти в абсолютних цифрах або в відсотках від річного вантажообігу (табл. 2.3, 2.5).

Для спрощення вважається, що залишки нафтопродукту на початок року ΣG_0 відсутні

$$\Sigma G_0 = 0. \quad (2.2)$$

Місячний залишок $G_i^{\text{зал}}$ визначається шляхом віднімання від значень надходження нафтопродукту $G_i^{\text{надх}}$ значень реалізації $G_i^{\text{реал}}$

$$G_i^{\text{зал}} = G_i^{\text{надх}} - G_i^{\text{реал}}. \quad (2.3)$$

Зміна потрібної місткості нафтобази за місяцями у відсотках від річної реалізації ΣG_i визначається як сумарний місячний залишок

$$\Sigma G_i = \Sigma G_{(i-1)} + G_i^{\text{зал}}. \quad (2.4)$$

Максимальний і мінімальний сумарні залишки з отриманих результатів

$$\begin{aligned} \Sigma G_{i \min}; \\ \Sigma G_{i \max}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Об'єм резервуарного парку має вмістити в себе наступну кількість нафтопродукту в % від річної реалізації

$$G_p = \Sigma G_{i \max} - \Sigma G_{i \min}. \quad (2.6)$$

Розрахунковий об'єм резервуарної ємності

$$V_p = \frac{Q_p G_p}{\rho}, \quad (2.7)$$

де Q_p – річний вантажообіг нафтобази, т/рік;

ρ – густина нафтопродукту, т/м³.

За наявності графіків надходження і реалізації бензину і дизельного палива (табл. 2.3 та 2.5) визначаємо необхідний резервуарний об'єм СНН для зберігання та перевалки бензину і дизельного палива.

2.2 Визначення об'єму резервуарного парку для зберігання бензину за графіками надходження і реалізації

Річний вантажообіг бензину $Q_{рБ}$ складає 135 тис.т/рік, середньомісячний вантажообіг $Q_{мБ}$ складає 11250 т/міс. Усереднене значення густини прийняте в розрахунках 745 кг/м^3 . Постачання бензину протягом року практично рівномірне. Реалізація знижується в холодні місяці року.

Таблиця 2.3 – Графік надходження і реалізації бензину протягом року (в % від річної реалізації)

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Надходження, $G_i^{\text{надх}}$, %	7	8	8	9	9	9	9	9	8	8	8	8
Реалізація, $G_i^{\text{реал}}$, %	5	6	7	8	9	10	10	12	11	10	6	6

Визначаємо місячні залишки бензину $G_i^{\text{зал}}$ (2.3) та вносимо до табл. 2.4

$$G_1^{\text{зал}} = G_1^{\text{надх}} - G_1^{\text{реал}} = 7 - 5 = 2 \text{ \%};$$

$$G_2^{\text{зал}} = G_2^{\text{надх}} - G_2^{\text{реал}} = 8 - 6 = 2 \text{ \%};$$

$$G_3^{\text{зал}} = G_3^{\text{надх}} - G_3^{\text{реал}} = 8 - 7 = 1 \text{ \%};$$

$$G_4^{\text{зал}} = G_4^{\text{надх}} - G_4^{\text{реал}} = 9 - 8 = 1 \text{ \%};$$

$$G_5^{\text{зал}} = G_5^{\text{надх}} - G_5^{\text{реал}} = 9 - 9 = 0 \text{ \%};$$

$$G_6^{\text{зал}} = G_6^{\text{надх}} - G_6^{\text{реал}} = 9 - 10 = -1 \text{ \%};$$

$$G_7^{\text{зал}} = G_7^{\text{надх}} - G_7^{\text{реал}} = 9 - 10 = -1 \text{ \%};$$

$$G_8^{\text{зал}} = G_8^{\text{надх}} - G_8^{\text{реал}} = 9 - 12 = -3 \text{ \%};$$

$$G_9^{\text{зал}} = G_9^{\text{надх}} - G_9^{\text{реал}} = 8 - 11 = -3 \%;$$

$$G_{10}^{\text{зал}} = G_{10}^{\text{надх}} - G_{10}^{\text{реал}} = 8 - 10 = -2 \%;$$

$$G_{11}^{\text{зал}} = G_{11}^{\text{надх}} - G_{11}^{\text{реал}} = 8 - 6 = 2 \%;$$

$$G_{12}^{\text{зал}} = G_{12}^{\text{надх}} - G_{12}^{\text{реал}} = 8 - 6 = 2 \%.$$

Визначаємо сумарні місячні залишки ΣG_i (2.4) та вносимо до табл. 2.4

$$\Sigma G_1 = \Sigma G_0 + G_1^{\text{зал}} = 0 + 2 = 2 \%;$$

$$\Sigma G_2 = \Sigma G_1 + G_2^{\text{зал}} = 2 + 2 = 4 \%;$$

$$\Sigma G_3 = \Sigma G_2 + G_3^{\text{зал}} = 4 + 1 = 5 \%;$$

$$\Sigma G_4 = \Sigma G_3 + G_4^{\text{зал}} = 5 + 1 = 6 \%;$$

$$\Sigma G_5 = \Sigma G_4 + G_5^{\text{зал}} = 6 + 0 = 6 \%$$

$$\Sigma G_6 = \Sigma G_5 + G_6^{\text{зал}} = 6 + (-1) = 5 \%;$$

$$\Sigma G_7 = \Sigma G_6 + G_7^{\text{зал}} = 5 + (-1) = 4 \%;$$

$$\Sigma G_8 = \Sigma G_7 + G_8^{\text{зал}} = 4 + (-3) = 1 \%;$$

$$\Sigma G_9 = \Sigma G_8 + G_9^{\text{зал}} = 1 + (-3) = -2 \%;$$

$$\Sigma G_{10} = \Sigma G_9 + G_{10}^{\text{зал}} = -2 + (-2) = -4 \%;$$

$$\Sigma G_{11} = \Sigma G_{10} + G_{11}^{\text{зал}} = -4 + 2 = -2 \%;$$

$$\Sigma G_{12} = \Sigma G_{11} + G_{12}^{\text{зал}} = -2 + 2 = 0 \%.$$

Максимальний і мінімальний сумарні місячні залишки з табл. 2.4

$$\Sigma G_{i \max} = 6 \%,$$

$$\Sigma G_{i \min} = -4 \%.$$

Об'єм резервуарного парку в % від річної реалізації (2.6)

$$G_p = \Sigma G_{i \max} - \Sigma G_{i \min} = 6 - (-4) = 10 \%.$$

Таблиця 2.4 – Графік надходження і реалізації бензину протягом року (в % від річної реалізації)

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Надходження, $G_i^{\text{надх}}$, %	7	8	8	9	9	9	9	9	8	8	8	8
Реалізація, $G_i^{\text{реал}}$, %	5	6	7	8	9	10	10	12	11	10	6	6
Місячний залишок, $G_i^{\text{зал}}$, %	2	2	1	1	0	-1	-1	-3	-3	-2	2	2
Сумарний місячний залишок, ΣG_i , %	2	4	5	6	6	5	4	1	-2	-4	-2	0

Розрахунковий об'єм резервуарної ємності (2.7)

$$V_p = \frac{Q_p G_p}{\rho} = \frac{1135000 \cdot 0,10}{0,745} = 18121 \text{ м}^3.$$

Збільшення розрахункового об'єму на 15% для річкових СНН за вимогами нормативних документів

$$V_{pБ} = 18121 \cdot 1,15 = 20839 \text{ м}^3.$$

2.3 Визначення об'єму резервуарного парку для зберігання дизельного палива за графіками надходження і реалізації

Річний вантажообіг дизельного палива $Q_{pДП}$ складає 765 тис.т/рік., середньомісячний вантажообіг $Q_{mДП}$ складає 63750 т/міс. Усереднена густина прийнята в розрахунках 840 кг/м³. Постачання дизельного палива протягом року практично рівномірне. Реалізація знижується в холодні місяці року.

Таблиця 2.5 – Графік надходження і реалізації дизпалива протягом року (в % від річної реалізації)

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Надходження, $G_i^{\text{надх}}$, %	7	8	8	9	9	9	9	9	8	8	8	8
Реалізація, $G_i^{\text{реал}}$, %	6	6	6	8	11	10	10	10	11	10	6	6

Визначаємо місячні залишки дизпалива $G_i^{\text{зал}}$ (2.3) та вносимо до табл. 2.6

$$G_1^{\text{зал}} = G_1^{\text{надх}} - G_1^{\text{реал}} = 7 - 6 = 1 \%;$$

$$G_2^{\text{зал}} = G_2^{\text{надх}} - G_2^{\text{реал}} = 8 - 6 = 2 \%;$$

$$G_3^{\text{зал}} = G_3^{\text{надх}} - G_3^{\text{реал}} = 8 - 6 = 2 \%;$$

$$G_4^{\text{зал}} = G_4^{\text{надх}} - G_4^{\text{реал}} = 9 - 8 = 1 \%;$$

$$G_5^{\text{зал}} = G_5^{\text{надх}} - G_5^{\text{реал}} = 9 - 11 = -2 \%;$$

$$\Sigma G_6 = \Sigma G_5 + G_6^{\text{зал}} = 9 - 10 = -1 \%;$$

$$G_7^{\text{зал}} = G_7^{\text{надх}} - G_7^{\text{реал}} = 9 - 10 = -1 \%;$$

$$G_8^{\text{зал}} = G_8^{\text{надх}} - G_8^{\text{реал}} = 9 - 10 = -1 \%;$$

$$G_9^{\text{зал}} = G_9^{\text{надх}} - G_9^{\text{реал}} = 8 - 11 = -3 \%;$$

$$G_{10}^{\text{зал}} = G_{10}^{\text{надх}} - G_{10}^{\text{реал}} = 8 - 10 = -2 \%;$$

$$G_{11}^{\text{зал}} = G_{11}^{\text{надх}} - G_{11}^{\text{реал}} = 8 - 6 = 2 \%;$$

$$G_{12}^{\text{зал}} = G_{12}^{\text{надх}} - G_{12}^{\text{реал}} = 8 - 6 = 2 \%.$$

Сумарні місячні залишки ΣG_i (2.4) та вносимо до табл. 2.5

$$\Sigma G_1 = \Sigma G_0 + G_1^{\text{зал}} = 0 + 1 = 1 \%;$$

$$\Sigma G_2 = \Sigma G_1 + G_2^{\text{зал}} = 1 + 2 = 3 \%;$$

$$\Sigma G_3 = \Sigma G_2 + G_3^{\text{зал}} = 3 + 2 = 5 \%;$$

$$\Sigma G_4 = \Sigma G_3 + G_4^{\text{зал}} = 5 + 1 = 6 \%;$$

$$\Sigma G_5 = \Sigma G_4 + G_5^{\text{зал}} = 6 + (-2) = 4 \%$$

$$\begin{aligned} \Sigma G_6 &= \Sigma G_5 + G_6^{\text{зал}} = 4 + (-1) = 3 \% ; \\ \Sigma G_7 &= \Sigma G_6 + G_7^{\text{зал}} = 3 + (-1) = 2 \% ; \\ \Sigma G_8 &= \Sigma G_7 + G_8^{\text{зал}} = 2 + (-1) = 1 \% ; \\ \Sigma G_9 &= \Sigma G_8 + G_9^{\text{зал}} = 1 + (-3) = -2 \% ; \\ \Sigma G_{10} &= \Sigma G_9 + G_{10}^{\text{зал}} = -2 + (-2) = -4 \% ; \\ \Sigma G_{11} &= \Sigma G_{10} + G_{11}^{\text{зал}} = -4 + 2 = -2 \% ; \\ \Sigma G_{12} &= \Sigma G_{11} + G_{12}^{\text{зал}} = -2 + 2 = 0 \% . \end{aligned}$$

Таблиця 2.6 – Графік надходження і реалізації дизпалива протягом року (в % від річної реалізації)

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Надходження, $G_i^{\text{надх}}$, %	7	8	8	9	9	9	9	9	8	8	8	8
Реалізація, $G_i^{\text{реал}}$, %	6	6	6	8	11	10	10	10	11	10	6	6
Місячний залишок, $G_i^{\text{зал}}$, %	1	2	2	1	-2	-1	-1	-1	-3	-2	2	2
Сумарний місячний залишок, ΣG_i , %	1	3	5	6	4	3	2	1	-2	-4	-2	0

Максимальний і мінімальний сумарні місячні залишки з табл. 2.6

$$\Sigma G_{i \max} = 6 \% ,$$

$$\Sigma G_{i \min} = -4 \% .$$

Об'єм резервуарного парку в % від річної реалізації (2.6)

$$G_p = \Sigma G_{i \max} - \Sigma G_{i \min} = 6 - (-4) = 10 \% .$$

Розрахунковий об'єм резервуарної ємності (2.7)

$$V_p = \frac{Q_p G_p}{\rho} = \frac{765000 \cdot 0,10}{0,840} = 91071 \text{ м}^3.$$

Збільшення розрахункового об'єму на 15% для річкових СНН за вимогами нормативних документів

$$V_{p\text{ДП}} = 91071 \cdot 1,15 = 104732 \text{ м}^3.$$

2.4 Визначення об'єму резервуарного парку за нормативними документами

Попри наявність планів надходження та реалізації нафтопродуктів, поточна нестабільна ситуація в країні створює високу ймовірність порушення логістичних потоків постачання та нерівномірності споживання. З метою забезпечення безперебійності роботи об'єкта та створення необхідного операційного резерву, визначення загального об'єму резервуарного парку проведено за рекомендованою аналітичною формулою, що дозволяє компенсувати можливі відхилення від прогнозних графіків.

Середня місячна реалізація бензину $Q_{\text{мБ}}$ 11250 т, дизельного палива $Q_{\text{мДП}}$ 63750 т. Середні значення густини ρ бензину 0,745, дизельного палива 0,840 т/м³.

Коефіцієнт нерівномірності надходження і реалізації нафтопродуктів K (табл. 2.1) для промислового району та для легкозаймистих рідин K_p дорівнює 1,1. Коефіцієнт, який враховує час знаходження резервуару в ремонті, дорівнює 1,05. Коефіцієнт використання об'єму резервуару K_v (табл. 2.2) для бензину 0,8, для дизельного палива 0,85.

Об'єм зберігання за (2.1)

$$V_{\text{рБ}} = \frac{11250 \cdot 1,1 \cdot 1,05}{0,745 \cdot 0,8} = 21802 \text{ м}^3;$$

$$V_{p_{дп}} = \frac{63750 \cdot 1,1 \cdot 1,05}{0,840 \cdot 0,85} = 103125 \text{ м}^3.$$

Порівняльний аналіз результатів розрахунку (пп. 2.2, 2.3, 2.4) показав, що об'єм, визначений на основі планових графіків, та об'єм, отриманий за аналітичною формулою, мають невелике значення розбіжності. Враховуючи необхідність створення експлуатаційної надійності, для подальшого проектування прийнято найбільше значення, що забезпечить додаткову стабільність в умовах можливих відхилень.

2.5 Визначення типу і числа резервуарів

Об'єм, число і тип резервуарів у складі загального парку СНН повинні визначатись з урахуванням економічної ефективності, а також забезпечення:

- а) необхідної оперативності при заданих умовах експлуатації;
- б) можливості виводу резервуарів з експлуатації для ремонту, без збитків для виробничої діяльності СНН;
- в) мінімальної витрати металу та інших матеріалів на спорудження резервуарів;
- г) мінімальних втрат рідин від випаровування;
- д) можливо більшої однотипності резервуарів;
- е) можливості прийому в резервуар і відкачки з нього нафтопродукту з розрахунковою, по умовах технології, продуктивністю;
- ж) гасіння можливих пожеж.

Для однієї марки нафтопродуктів або сорту нафти слід, як правило, передбачати не менше двох резервуарів.

Встановлення одного резервуару на кожен сорт нафти або марку нафтопродукту допускається у випадках:

- коли не вимагається виконання операції прийому і відвантаження даних сорту і марки одночасно;

- якщо облік кількості прийнятого і відвантаженого нафтопродукту (нафти) не вимагає замірів в резервуарі;
- при річному коефіцієнті оборотності менше трьох;
- коли резервуар використовується як буферна (проміжна) ємність і операції прийому і викачки рідини з резервуару виконується без обліку кількості;
- коли не вимагається відстоювання води.

Тип і спосіб встановлення резервуарів визначаються виходячи з забезпечення збереження якості нафтопродуктів, дотримання безпеки і максимального скорочення втрат від випаровування.

Слід максимально використовувати неметалеві непотоплювані понтони.

Якщо резервуари знеособлені (взаємозамінні для двох-трьох і більше марок нафтопродуктів або сортів нафти) мінімальне число резервуарів визначається в залежності від умов прийому і відвантаження і способу обліку кількості нафти і нафтопродуктів.

Рекомендовані типи вертикальних сталевих резервуарів для зберігання нафтопродуктів наведені в табл. 1.1 та рекомендовані розміри в табл. 1.2.

Остаточний вибір типу і кількості резервуарів необхідно здійснювати на підставі техніко-економічного обґрунтування. В рамках даної роботи вибір проводимо виходячи з мінімальної витрати металу в сукупності з максимальним наближенням до розрахункового об'єму загальної резервуарної ємності.

2.5.1 Визначення типу і числа резервуарів для зберігання бензину

Обраємо тип резервуару за табл. 1.1 в залежності від типу нафтопродукту та за табл. 1.2 їх кількість та номінальний об'єм одиничного резервуару. Для зберігання автомобільного бензину рекомендується використовувати резервуари типу РВСП. Враховуючі розрахунковий об'єм загальної резервуарної ємності приймаємо до порівняння чотири номінальних розміри резервуарів V_{H_i} 2000, 3000, 5000, 10000 м³.

Геометричний (корисний) V_{Γ_i} об'єм для кожного номінального розміру резервуару наведений в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Основні характеристики вертикальних сталевих резервуарів зі стаціонарною покрівлею і з понтоном для нафти і нафтопродуктів

Номінальний об'єм резервуара, м ³	Геометрична місткість резервуара, м ³	Висота резервуара, м	Діаметр резервуара, м ³
1000	984	8,94	12,33
2000	2010	11,92	15,18
3000	3150	11,92	18,98
5000	4380	11,92	22,8
10000	9590	11,92	34,20

Кількість резервуарів n_i виходячи з розрахункового об'єму резервуарного парку V_p та з геометричного об'єму одного резервуару V_{Γ_i} для кожного варіанту

$$n_i = \frac{V_{pБ}}{V_{\Gamma_i}}; \quad (2.8)$$

$$n_{2000} = \frac{20839}{2010} = 10,34 \approx 11 \text{ шт.};$$

$$n_{3000} = \frac{20839}{3150} = 6,62 \approx 7 \text{ шт};$$

$$n_{5000} = \frac{20839}{4380} = 4,77 \approx 5 \text{ шт};$$

$$n_{10000} = \frac{20839}{9590} = 2,17 \approx 3 \text{ шт.}$$

З каталогів виробника можна отримати інформацію з маси резервуарів m_i для кожного типорозміру резервуару. Результати вносимо до табл. 2.8.

Визначаємо загальні металовитрати M_i для кожного варіанту.

$$M_i = m_i \cdot n_i; \quad (2.9)$$

$$M_{2000} = 71365 \cdot 11 \cdot 10^{-3} = 785,0 \text{ т};$$

$$M_{3000} = 105130 \cdot 7 \cdot 10^{-3} = 735,9 \text{ т};$$

$$M_{5000} = 135858 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 679,3 \text{ т};$$

$$M_{10000} = 255100 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 765,3 \text{ т}.$$

Фактичний об'єм резервуарного парку V_ϕ

$$V_{\phi_i} = V_{r_i} \cdot n_i; \quad (2.10)$$

$$V_{\phi_{2000}} = 2010 \cdot 11 = 22110 \text{ м}^3;$$

$$V_{\phi_{3000}} = 3150 \cdot 7 = 22050 \text{ м}^3;$$

$$V_{\phi_{5000}} = 4380 \cdot 5 = 21900 \text{ м}^3;$$

$$V_{\phi_{10000}} = 9590 \cdot 3 = 28770 \text{ м}^3.$$

Різниця об'ємів ΔV

$$\Delta V_i = V_{\phi_i} - V_p; \quad (2.11)$$

$$\Delta V_{2000} = 22110 - 20839 = 1271 \text{ т};$$

$$\Delta V_{3000} = 22050 - 20839 = 1211 \text{ т};$$

$$\Delta V_{5000} = 21900 - 20839 = 1061 \text{ т};$$

$$\Delta V_{10000} = 28770 - 20839 = 7931 \text{ т}.$$

Таблиця 2.8 – Порівняльна таблиця для вибору типу і кількості резервуарів для автобензину

Тип резервуару	РВСП			
	2000	3000	5000	10000
Номинальний об'єм резервуару, $V_{нi}$, м ³	2000	3000	5000	10000
Геометричний об'єм резервуару, $V_{гi}$, м ³	2010	3150	4380	9590
Кількість резервуарів, n_i , шт.	11	7	5	3
Фактичний об'єм, $V_{фi}$, м ³	22110	22050	21900	28770
Різниця об'ємів, ΔV_i , м ³	1271	1211	1061	7931
Маса, m_i , кг	71365	105130	135858	255100
Загальні металовитрати, M_i , т	785,0	735,9	679,3	765,3

Результати порівняльного аналізу.

Аналіз першого варіанта, що передбачає встановлення 11 резервуарів типу РВСП-2000, показує найбільші сумарні металовитрати на рівні 785 тонн. При масі одного резервуара 71365 кг та геометричному об'ємі одиниці 2010 м³, загальний фактичний об'єм парку становить 22110 м³. Різниця об'ємів у 1271 м³ та велика кількість одиниць обладнання роблять цей варіант найбільш гнучким в експлуатації, але найдорожчим за витратами матеріалів.

Другий варіант базується на 7 резервуарах РВСП-3000 з масою кожного 105130 кг. Геометричний об'єм одного резервуара становить 3150 м³, що формує фактичну ємність нафтобази у 22050 м³. Показник різниці об'ємів складає 1211 м³, а загальні металовитрати знижуються до 735,9 тонн. Це рішення є більш раціональним за перше, проте воно все ще програє за показником питомої економії сталі.

Третій варіант з використанням 5 одиниць РВСП-5000 є найбільш збалансованим та економічно вигідним. Завдяки масі одиниці 135858 кг та геометричному об'єму 4380 м³, загальні металовитрати становлять мінімальні 679,3 тони. Фактичний об'єм парку 21900 м³ максимально наближений до проектної

потреби, про що свідчить найменша різниця об'ємів лише 1061 м³. Це дозволяє зекономити понад 105 тонн металу порівняно з першим варіантом.

Четвертий варіант, де пропонується лише 3 резервуари РВСП-10000, демонструє технічну неефективність для даного проєкту. Попри малу кількість одиниць, маса одного резервуара у 255100 кг та значний фактичний об'єм 28770 м³ призводять до різкого зростання металовитрат до 765,3 тонни. Надлишкова різниця об'ємів у 7931 м³ вказує на перевитрати сталі, що значно здорожує проєкт без технологічної потреби, та створення надлишкових потужностей, які не будуть ефективно завантажені.

Основним висновком є рекомендація до впровадження третього варіанта (РВСП-5000 у кількості 5 штук). Він забезпечує найкращу металоемність, найвищу точність відповідності розрахунковому об'єму та оптимальну кількість технологічних ліній для обслуговування.

2.5.2 Визначення типу і числа резервуарів для зберігання дизельного палива

Обраємо тип резервуару за табл. 1.1 в залежності від типу нафтопродукту та за табл. 1.2 їх кількість та номінальний об'єм одиничного резервуару. Для зберігання дизельного палива рекомендується використовувати резервуари типу РВС. Враховуючі розрахунковий об'єм загальної резервуарної ємності приймаємо до порівняння чотири номінальні розміри резервуарів V_{ni} 5000, 10000, 20000, 50000 м³.

Геометричний (корисний) V_{gi} об'єм для кожного номінального розміру резервуару наведений в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Основні характеристики вертикальних сталевих резервуарів зі стаціонарною покрівлею для нафти і нафтопродуктів

Номінальний об'єм резервуара, м ³	Геометрична місткість резервуара, м ³	Висота резервуара, м	Діаметр резервуара, м ³
1000	1066	8,94	12,33
2000	2157	11,92	15,18
3000	3370	11,92	18,98
5000	4866	11,92	22,8
10000	10950	11,92	34,2
15000	14900	11,92	39,0
20000	19450	11,92	45,6
50000	51830	17,92	60,7

Проводимо аналогічні розрахунки як в п. 2.5.1. Результати вносимо до табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Порівняльна таблиця для вибору типу і кількості резервуарів для дизельного палива

Тип резервуару	РВС			
	5000	10000	20000	50000
Номінальний об'єм резервуару, $V_{нi}$, м ³	5000	10000	20000	50000
Геометричний об'єм резервуару, $V_{гi}$, м ³	4866	10950	19450	51830
Кількість резервуарів, n_i , шт.	22	10	6	2
Фактичний об'єм, $V_{фi}$, м ³	107052	109500	116700	103660
Різниця об'ємів, ΔV_i , м ³	2320	4768	11968	-1072
Маса, m_i , кг	123428	233464	456460	941780
Загальні металовитрати, M_i , т	2715,4	2334,6	2738,8	1883,6

Результати порівняльного аналізу.

Аналіз першого варіанта, що передбачає встановлення 22 резервуарів РВС-5000, демонструє надзвичайно високі загальні металовитрати на рівні 2715,4 тонни. При масі одного резервуара 123428 кг та геометричному об'ємі одиниці 4866 м³, фактичний об'єм парку становить 107052 м³ з різницею об'ємів 2320 м³. Така велика кількість одиниць забезпечує максимальну гнучкість, але є вкрай неефективною з точки зору витрат металу та складності обслуговування мереж.

Другий варіант на базі 10 одиниць РВС-10000 з масою кожного 233464 кг та геометричним об'ємом 10 950 м³ виглядає значно раціональнішим. Загальний фактичний об'єм парку складає 109500 м³ при різниці об'ємів 4768 м³, а сумарні металовитрати знижуються до 2334,6 тонн. Це дозволяє зекономити близько 380 тонн сталі порівняно з першим варіантом, зберігаючи при цьому прийнятний рівень операційної гнучкості.

Третій варіант, де використовуються 6 резервуарів РВС-20000, виявляється найменш ефективним технічним рішенням у даному проєкті. При масі одиниці 456460 кг та геометричному об'ємі 19450 м³, загальні металовитрати сягають пікового значення у 2738,8 тонни. Велика різниця розрахункового та фактичного об'ємів у 11968 м³ свідчить про значний надлишок потужностей, за які доводиться переплачувати металом та наступними експлуатаційними витратами. Цей варіант (РВС-20000) слід повністю відкинути як найбільш металоємний та технічно незбалансований для даного завдання.

Четвертий варіант із застосуванням двох резервуарів РВС-50000 є найбільш вигідним з точки зору економії ресурсів, оскільки загальні металовитрати тут становлять мінімальні 1883,6 тонни, що на 831 тонну менше порівняно з першим варіантом. Проте цей підхід супроводжується низкою експлуатаційних недоліків, серед яких є низька операційна гнучкість, адже за такої малої кількості одиниць неможливо одночасно зберігати багато різних видів або марок палива, що обмежує номенклатуру лише двома позиціями. Також виникають значні ризики при ремонті та обслуговуванні, оскільки виведення одного гіганта на зачистку призводить до втрати одразу 50% корисної потужності всього парку, тоді як у випадку з малими резервуарами такий процес майже не помітний для роботи терміналу. Окрему

загрозу становлять наслідки можливих аварій, адже при розгерметизації або пожежі на такому об'єкті масштаб катастрофи та втрати продукту будуть колосальними, а локалізувати розлив 50000 тонн значно складніше, ніж 5000 – 10000 тонн. До того ж, будівництво потребує значного ускладнення фундаментів через величезний тиск на ґрунт, що вимагає проведення значно дорожчих та складніших інженерних досліджень. Від'ємна різниця об'ємів у (-1072) м³ додатково підкреслює не відповідність розрахунковій потребі, що в сукупності з вищезгаданими факторами робить цей варіант економічно привабливим, але найбільш ризикованим з технічної точки зору та безпеки експлуатації.

Найкращим варіантом для впровадження є другий варіант, що передбачає встановлення десяти резервуарів РВС-10000. Цей вибір є найбільш обґрунтованим, оскільки забезпечує оптимальний баланс між помірною металоємністю та високою експлуатаційною надійністю нафтобази. Конфігурація з десяти одиниць дозволяє зберігати широку номенклатуру палива, мінімізує втрати загальної потужності парку при планових ремонтах та значно спрощує заходи з промислової безпеки порівняно з використанням надвеликих ємностей. Вибір даної моделі гарантує стабільність роботи терміналу за умови раціональних витрат на будівництво складних фундаментів та інженерних мереж.

2.6 Планування розташування резервуарів

Резервуари на території парку слід розміщувати групами. У межах однієї групи дозволяється зберігання легкозаймистих і горючих рідин. Загальну місткість наземних резервуарів залежно від типу, номінального об'єму, виду рідини, а також мінімальна відстань між стінками резервуарів визначають у відповідно до табл. 2.10.

Між резервуарами різних типів і об'ємів слід приймати найбільшу відстань в останній графі табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Основні параметри розміщення резервуарів

Тип сталевих резервуарів	Номинальний об'єм резервуарів у групі, м ³	Вид рідини, що зберігається	Допустима загальна місткість групи, м ³	Відстань між резервуарами в групі
Вертикальні з плаваючою покрівлею	50000 і більше	ЛЗР, ГР	200000	0,5D, але не більше ніж 30 м
	менше 50000	ЛЗР, ГР	120000	0,5D
Вертикальні з понтоном	50000 і більше	ЛЗР, ГР	200000	30 м
	менше 50000 до 400	Бензин	120000	0,65D
	від 100 до 400 включно	ЛЗР, ГР	Один блок 4000	Не нормується
Вертикальні зі стаціонарною покрівлею	від 50000 до 400	Дизельне паливо, ГР	120000	0,5D, але не більше ніж 30 м
	від 50000 до 400	ЛЗР	80000	0,7D, але не більше ніж 30 м
Горизонтальні резервуари	до 100 включно	ЛЗР, ГР	Один блок 4000	Не нормується
	від 100 до 400 включно	ЛЗР, ГР	Один блок 4000	Не нормується
	більше 100	ЛЗР, ГР	80000	0,5D

Групи резервуарів або ті, що стоять окремо, можуть розміщуватись у виїмках, котлованах та насипах, похилій площині або комбіновано. Резервуари одиничним об'ємом 10000 м³ і більше слід розміщувати в групі в один або два ряди, геометричним об'ємом менше ніж 10000 м³ – в три або чотири ряди при дотриманні таких умов:

- при розташуванні в три ряди кожен резервуар не має бути відділений від кільцевого проїзду більше, ніж одним рядом чи блоком;

- при розташуванні в чотири ряди – виведення технологічних трубопроводів рекомендовано приймати в напрямку більш протяжних сторін обвалування групи, а між двома рядами резервуарів в обвалуванні має бути забезпечена вільна від забудови смуга для проїзду пожежної техніки.

Мінімальна відстань між стінками крайніх резервуарів, розташованих у сусідніх групах, показана в табл. 2.12.

Відстань від стінок резервуарів до підшови внутрішніх схилів обвалування слід приймати не меншою від наведених у табл. 2.13.

Таблиця 2.12 – Відстань між стінками крайніх резервуарів груп

Вид зберігання та одиничний об'єм резервуарів, що встановлюються в групі	Відстань між стінками, м
Наземне зберігання:	
- до 10000 м ³ включно;	40
- понад 10000 м ³ ;	60
- блок місткістю 4000 м ³ включно, який розміщується самостійно (поза загальною групою).	15
Підземне зберігання незалежно від об'єму	15

Таблиця 2.13 – Відстань від стінок резервуарів до обвалування

Номінальний об'єм одиничних резервуарів в групі	Висота обвалування, м		Мінімальна відстань від стінки до обвалування, м
	мінімальна	максимальна	
10000 м ³ і більше	1,5	3,9	6
Менше ніж 10000 м ³ (включаючи резервуари місткістю до 400 м ³ розміщених у одному блоці)	1,0	3,9	3
До 400 м ³ , що розміщуються в блоці самостійно (поза загальною групою):			
- для вертикальних резервуарів;	0,8	-	Не нормується
- для горизонтальних резервуарів.	0,5	-	Не нормується

У межах однієї групи внутрішніми земляними валами або стінкою повинні розділятися

- в резервуарних парках I і II категорій кожний резервуар об'ємом 20000 м³ і більше або декілька резервуарів сумарною місткістю 20000 м³;
- резервуари з маслами і мазутами від резервуарів з іншими нафтопродуктами;

Висоту внутрішнього земляного валу або стінки слід приймати 1,3 м для резервуарів з одиничним об'ємом 10000 м³ і більше, 0,8 м – для інших резервуарів.

2.6.1 Схема розташування резервуарів

Для резервуарів РВСП-5000 в кількості 5 штук за допомогою табл. 2.11, знаходимо мінімально рекомендовану відстань між стінками резервуарів в одній групі

$$0,65D = 0,65 \cdot 22,8 = 14,82 \text{ м.}$$

Приймаємо відстань між резервуарами в групі не менше 15 м.

Відстань між стінками крайніх резервуарів груп (табл. 2.12) для наземних резервуарів одиничним об'ємом $\leq 10000 \text{ м}^3$ дорівнює 40 м.

Відповідно до табл. 2.13 відстань від стінок резервуарів одиничним об'ємом $< 10000 \text{ м}^3$ до обвалування становить не менше 3 м.

Так як нафтобаза належить до I категорії, підкатегорії I-б (табл. 1.3), для резервуарів одиничним об'ємом менше 10000 м³ обвалування слід розділити внутрішнім земляним валом висотою 0,8 м (сумарний об'єм відокремлених резервуарів не повинен перевищувати 20000 м³).

Для резервуарів РВС-10000 в кількості 10 штук за допомогою табл. 2.11, знаходимо мінімально рекомендовану відстань між стінками резервуарів в одній групі

$$0,65D = 0,5 \cdot 34,2 = 17,1 \text{ м.}$$

Приймаємо відстань між резервуарами в групі не менше 20 м.

Відстань між стінками крайніх резервуарів груп (табл. 2.12) для наземних резервуарів одиничним об'ємом $\leq 10000 \text{ м}^3$ дорівнює 40 м.

Відповідно до табл. 2.13 відстань від стінок резервуарів одиничним об'ємом $\geq 10000 \text{ м}^3$ до обвалування становить мінімум 6 м.

Так як нафтобаза належить до I категорії, підкатегорії I-б (табл. 1.3), одиничним об'ємом 10000 м³ і більше обвалування слід розділити внутрішнім земляним валом висотою 1,3 м (сумарний об'єм відокремлених резервуарів не повинен перевищувати 20000 м³).

Враховуючі вищеописане розроблено схему розташування резервуарів в резервуарному парку. На рис. 2.1 зображено план розміщення груп резервуарів. При проектуванні закладено принцип максимальної інтеграції в існуючу інфраструктуру та раціонального використання наявної площі резервуарного парку. Такий підхід дозволяє уникнути додаткових капітальних витрат на перепланування території, перенесення інженерних комунікацій, а також на демонтаж існуючих споруд чи зведення нових допоміжних будівель

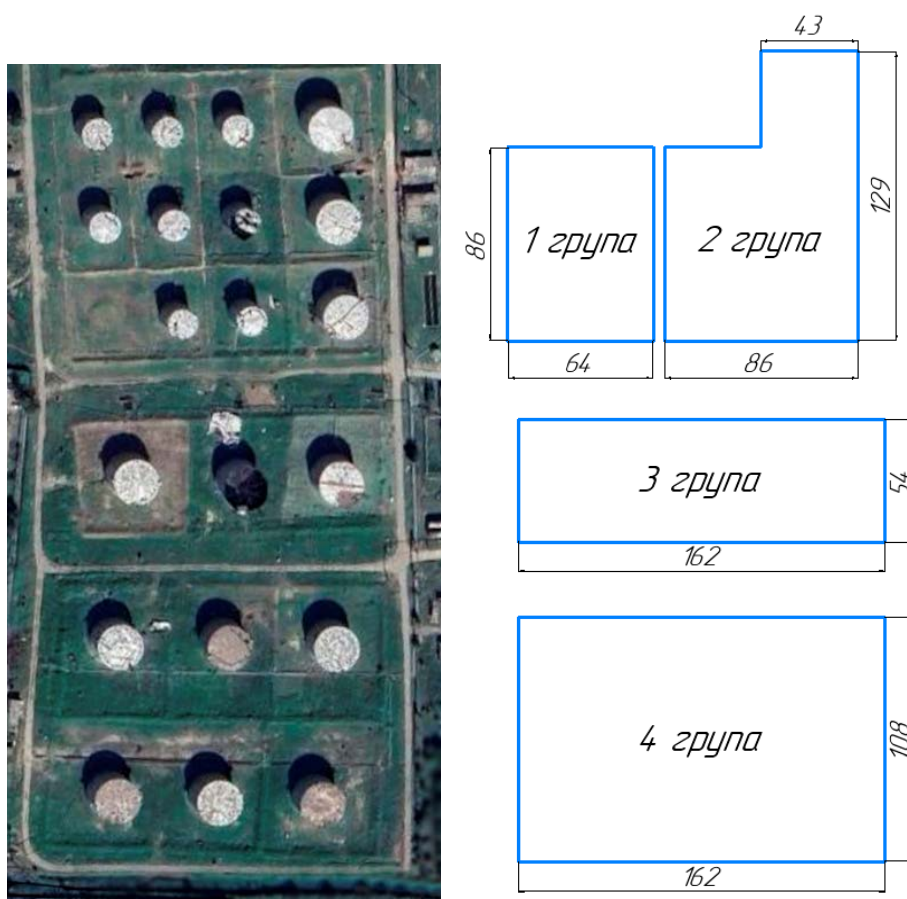


Рисунок 2.1 – План розташування груп резервуарів

Детальні схеми розміщення резервуарів для кожної з чотирьох груп розроблені з урахуванням наявних особливостей об'єкта зберігання. Графічне представлення цих рішень наведено нижче на рис. 2.2 – 2.4.

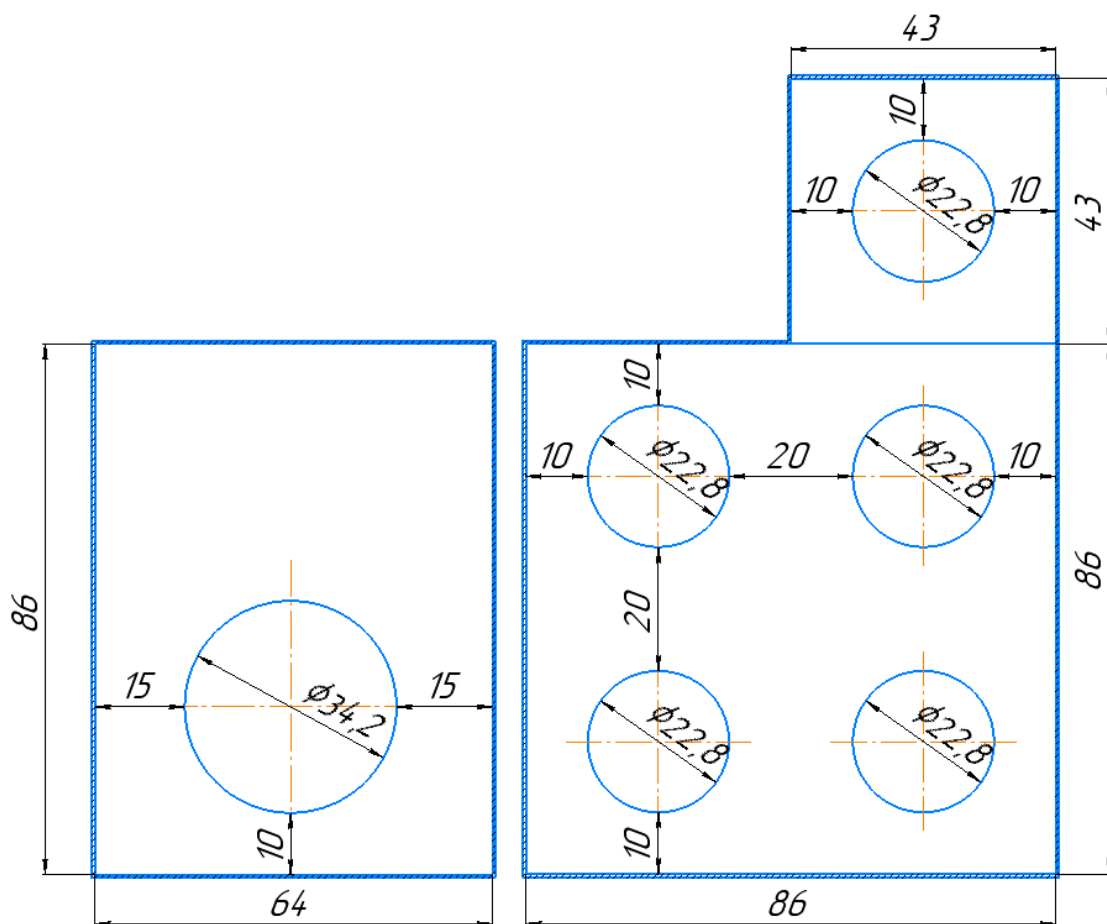


Рисунок 2.2 – Схема розташування резервуарів в 1-й і 2-й групі

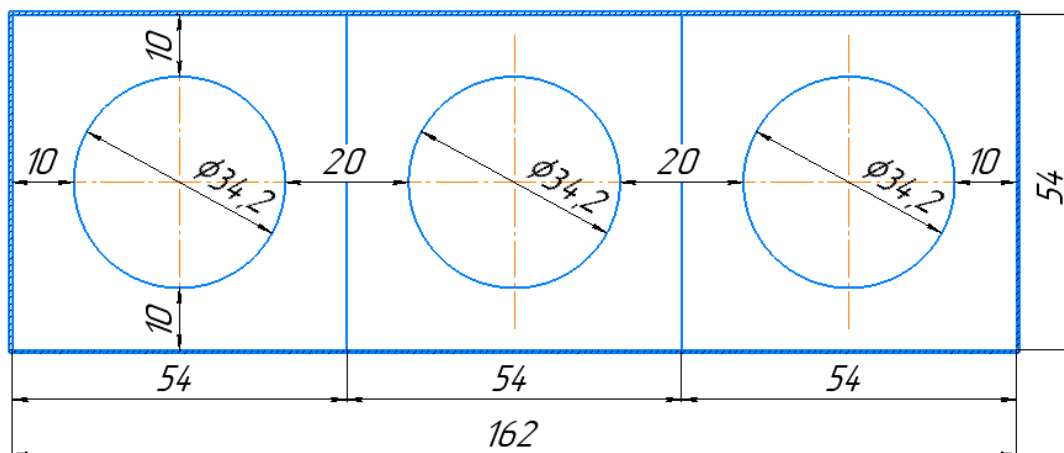


Рисунок 2.3 – Схема розташування резервуарів в 3-й групі

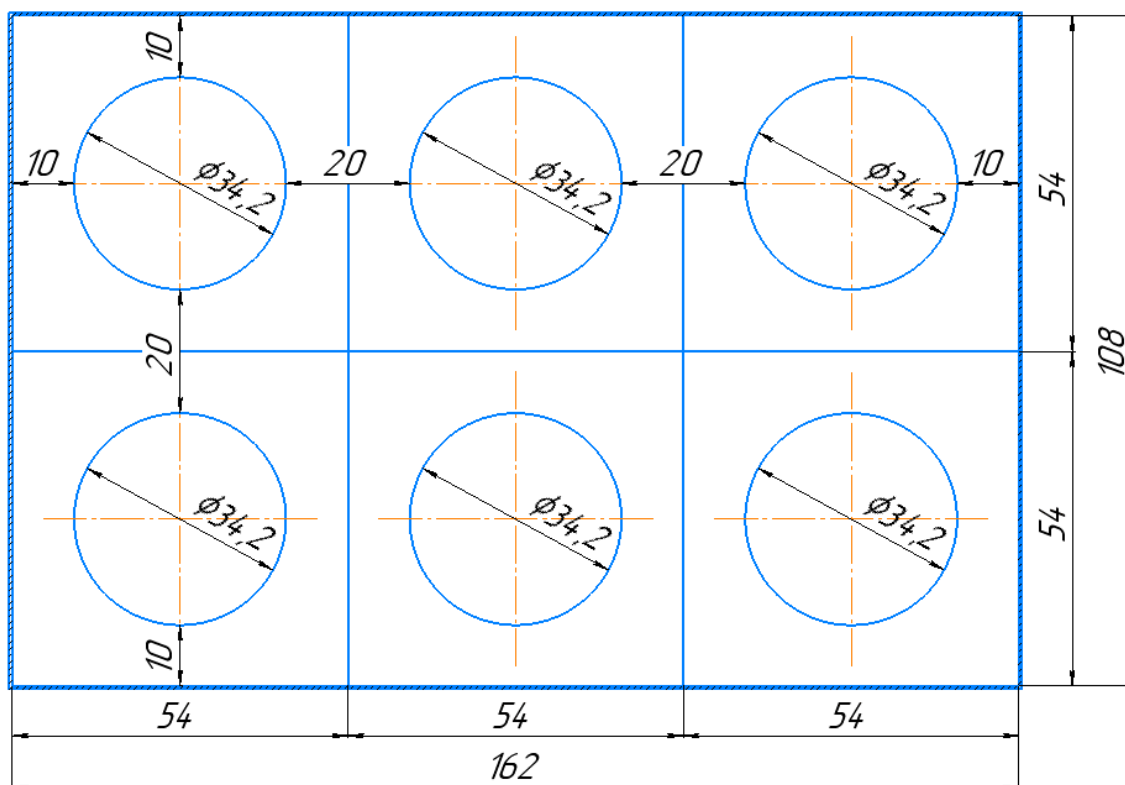


Рисунок 2.4 – Схема розташування резервуарів в 4-й групі

2.7 Обвалування резервуарів

Для кожної групи резервуарів по периметру необхідно передбачати суцільне обвалування або огорожувальну стіну з негорючих матеріалів, які розраховані на гідростатичний тиск рідини, що розлилась. Вільний від забудови об'єм обвалованої території, що утворюється між внутрішніми відкосами обвалування, повинен прийняти розрахунковий об'єм рідини, що розлилася. Цей об'єм дорівнює найбільшому об'єму резервуара в групі. У практичних розрахунках можна скористатись формулою

$$h = \frac{V}{S_3 - S_p} + 0,2, \quad (2.12)$$

де V – номінальна місткість найбільшого резервуара в групі;

S_3 – загальна площа обвалування;

S_p – площа, яку займають резервуари;

0,2 – запас висоти в метрах.

Ширина обвалування приймається:

0,5 м – при розрахунковій висоті обвалування менше 2,5 м;

1,0 м – при розрахунковій висоті обвалування від 2,5 до 3 м;

2,0 м – при розрахунковій висоті обвалування понад 3,0 м.

2.7.1 Розрахунок висоти і ширини обвалування резервуарів

Площа резервуарної групи, обмеженої обвалуванням (рис. 2.2 - 2.4)

$$S_{з1} = 86 \cdot 64 = 5504 \text{ м}^2;$$

$$S_{з2} = 86^2 \cdot 43^2 = 9245 \text{ м}^2;$$

$$S_{з3} = 162 \cdot 54 = 8748 \text{ м}^2;$$

$$S_{з4} = 162 \cdot 108 = 17496 \text{ м}^2.$$

Площа, яку займають резервуари (рис. 2.2 - 2.4) в кожній групі.

$$S_p = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot n;$$

$$S_{p1} = \frac{3,14 \cdot 34,2^2}{4} \cdot 1 = 918,6 \text{ м}^2;$$

$$S_{p2} = \frac{3,14 \cdot 22,8^2}{4} \cdot 5 = 2041,4 \text{ м}^2;$$

$$S_{p3} = \frac{3,14 \cdot 34,2^2}{4} \cdot 3 = 2755,9 \text{ м}^2;$$

$$S_{p4} = \frac{3,14 \cdot 34,2^2}{4} \cdot 6 = 5511,8 \text{ м}^2.$$

Висота обвалування за (2.12)

$$h_1 = \frac{10000}{5504 - 918,6} + 0,2 = 2,38 \text{ м};$$

$$h_2 = \frac{5000}{9245 - 2041,4} + 0,2 = 0,89 \approx 1 \text{ м};$$

$$h_3 = \frac{10000}{8748 - 2755,9} + 0,2 = 1,87 \text{ м};$$

$$h_4 = \frac{10000}{17496 - 511,8} + 0,2 = 0,79 \approx 1 \text{ м}.$$

Ширина обвалування прийнята 0,5 м при розрахунковій висоті обвалування менше 2,5 м.

2.8 Гідравлічний розрахунок технологічних трубопроводів та підбір насосів

Підбираємо діаметр, виконуємо гідравлічний розрахунок трубопроводу нафтобази та підберемо насос для перекачування світлих нафтопродуктів за таких початкових даних:

- нафтопродукти, що перекачуються – бензин, дизельне паливо;
- густина нафтопродуктів ρ за 0 °С: бензин – 745 кг/м³, дизельне паливо – 840 кг/м³;
- кінематичний коефіцієнт в'язкості нафтопродуктів ν за 0 °С: бензин – $0,8 \cdot 10^{-6}$ м²/с; , дизельне паливо – $8,36 \cdot 10^{-6}$ м²/с;
- витрата бензину $Q_{\text{год}} = 275$ м³/год, дизельного палива $Q_{\text{год}} = 300$ м³/год;
- відстань від 1-ї насосної до найбільш віддаленого резервуара РВС $l = 520$ м;
- відстань від 2-ї насосної до найбільш віддаленого резервуара РВСП $l = 530$ м;
- різниця геодезичних позначок між приймально-роздавальним патрубком резервуара і насосом $\Delta z = 7$ м;
- кількість суден з паливом, що одночасно надходить в порт – 2;

- максимальний рівень наливу нафтопродукту у резервуарі $h_n = 11$ м;
- перелік місцевих опорів нагнітальної лінії і їх коефіцієнтів наведено в табл.

2.14.

Гідравлічний розрахунок трубопроводу, що призначений для перекачування нафтопродукту від насосної до найбільш віддаленого резервуара, проводиться за мінімальної температури перекачування.

Таблиця 2.14 – Перелік місцевих опорів нагнітального трубопроводу

Назва місцевого опору	Коефіцієнт місцевого опору	Кількість місцевих опорів	
		до найвіддаленішого РВС	до найвіддаленішого РВСП
Засув	0,5	6	5
Зворотний клапан	4,5	1	1
Коліно (плавний поворот) на 90°	1,3	3	4
Трійник на прохід	2,2	5	4
Вхід в резервуар	1	1	1

Для дизельного палива.

Розрахункова витрата палива в $\text{м}^3/\text{с}$

$$Q = \frac{300}{3600} = 0,083 \text{ м}^3/\text{с}.$$

За рекомендаціями табл. 2.15 швидкість руху рідини складає $w_p = 2,5$ м/с.

Діаметр нагнітального трубопроводу

$$D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w_p}}, \quad (2.13)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,083}{3,14 \cdot 2,5}} = 0,206 \text{ м}.$$

Таблиця 2.15 – Середні швидкості руху нафтопродуктів у трубопроводах

Кінематична в'язкість рідини, 10^4 м ² /с	Рекомендована швидкість перекачування, м/с	
	у всмоктувальному трубопроводі	у нагнітальному трубопроводі
0,01-0,115	1,5	2,5
0,116-0,277	1,3	2,0
0,278-0,725	1,2	1,5
0,726-1,459	1,1	1,2
1,460-4,385	1,0	1,1
4,386-8,722	0,8	1,0

З табл. 2.16 стандартний діаметр нагнітального трубопроводу D_3 дорівнює 219×5 мм (внутрішній діаметр 209 мм). Уточнена швидкість нафтопродукту в трубопроводі

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (2.14)$$

$$w = \frac{4 \cdot 0,083}{3,14 \cdot 0,209^2} = 2,43 \text{ м/с.}$$

Таблиця 2.16 – Товщини стінок труб

Зовн. d, мм	Товщина стінки, мм														
	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	-	-	-	-	-	-	-	-
159	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	-	-	-	-	-	-	-	-
168	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	-	-	-	-	-	-	-	-
219	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	-	-	-	-
245	-	-	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	-	-	-	-
273	-	-	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	-	-	-	-
325	-	-	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	-	-
377	-	-	-	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	-	-
426	-	-	-	-	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	10	-
530	-	-	-	-	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	10	11
630	-	-	-	-	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	10	11
720	-	-	-	-	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	10	11
820	-	-	-	-	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	10	11

Обчислюємо число Рейнольдса

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d\nu}, \quad (2.15)$$

$$Re = \frac{2,43 \cdot 0,209}{8,36 \cdot 10^{-6}} = 60726.$$

Для трубопроводу значення еквівалентної шорсткості складає $k_e = 0,15$ мм.

Коефіцієнт гідравлічного опору за формулою Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k}{d} \right)^{0,25}, \quad (2.16)$$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{60726} + \frac{0,15}{209} \right)^{0,25} = 0,0227.$$

Визначаємо втрати напору за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$h_{\text{втр}} = \left(\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi \right) \frac{w^2}{2g}, \quad (2.17)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

l – довжина трубопроводу;

d – внутрішній діаметр трубопроводу;

$\sum \xi$ – сума місцевих опорів;

w – швидкість руху рідини;

g – прискорення вільного падіння,

$$h_{\text{втр}} = \left(0,0227 \cdot \frac{520}{0,209} + (0,5 \cdot 6 + 4,5 + 1,3 \cdot 3 + 2,2 \cdot 5 + 1) \right) \cdot \frac{2,43^2}{2 \cdot 9,81} =$$

$$= 24,0 \text{ м.}$$

Загальні втрати напору на нагнітальній лінії з урахуванням рівня нафтопродукту в резервуарі

$$H_{\text{заг}} = h_{\text{втр}} + \Delta z + h_{\text{н}}, \quad (2.18)$$

де $h_{\text{втр}}$ – втрати на пору в трубопроводі;

Δz – різниця геодезичних позначок між приймально-роздавальним патрубком резервуара і насосом;

$h_{\text{н}}$ – висота наливу резервуару.

$$H_{\text{заг}} = 24 + 7 + 11 = 42 \text{ м.}$$

За результатами розрахунку потрібно підібрати такий насос, який при витраті $300 \text{ м}^3/\text{год}$ буде створювати напір, більший за 42 м.

Обираємо 2 насоси 6НДв-Бт-а з паралельним підключенням за схемою 1 в роботі + 1 в резерві. (табл. 2.18, рис. 2.5-2.7).

Для бензину.

Розрахункова витрата палива в $\text{м}^3/\text{с}$

$$Q = \frac{275}{3600} = 0,076 \text{ м}^3/\text{с}.$$

За рекомендаціями табл. 2.16 швидкість руху рідини складає $w_p = 2,5 \text{ м/с}$.
Діаметр нагнітального трубопроводу (2.13)

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,076}{3,14 \cdot 2,5}} = 0,197 \text{ м.}$$

З табл. 2.17 стандартний діаметр нагнітального трубопроводу D_3 дорівнює 219×5 мм (внутрішній діаметр 209 мм). Уточнена швидкість нафтопродукту в трубопроводі (2.14)

$$w = \frac{4 \cdot 0,076}{3,14 \cdot 0,209^2} = 2,23 \text{ м/с.}$$

Обчислюємо число Рейнольдса (2.15)

$$Re = \frac{2,23 \cdot 0,209}{0,8 \cdot 10^{-6}} = 581707.$$

Для трубопроводу значення еквівалентної шорсткості складає $k_e = 0,15$ мм.

Коефіцієнт гідравлічного опору за формулою Альтшуля (2.16)

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{581707} + \frac{0,15}{209} \right)^{0,25} = 0,0185.$$

Визначаємо втрати напору за формулою Дарсі-Вейсбаха (2.17)

$$h_{\text{втр}} = \left(0,0185 \cdot \frac{530}{0,209} + (0,5 \cdot 5 + 4,5 + 1,3 \cdot 4 + 2,2 \cdot 4 + 1) \right) \cdot \frac{2,23^2}{2 \cdot 9,81} = 17,4 \text{ м.}$$

Загальні втрати напору на нагнітальній лінії з урахуванням рівня нафтопродукту в резервуарі

$$H_{\text{заг}} = h_{\text{втр}} + \Delta z + h_{\text{н}}, \quad (2.18)$$

де $h_{\text{втр}}$ – втрати на пору в трубопроводі;

Δz – різниця геодезичних позначок між приймально-роздавальним патрубком резервуара і насосом;

h_n – висота наливу резервуару.

$$H_{\text{заг}} = 17,4 + 7 + 11 = 35,4 \text{ м.}$$

За результатами розрахунку потрібно підібрати такий насос, який при витраті 275 м³/год буде створювати напір, більший за 35,4 м.

Обираємо 2 насоси 6НДв-Бт-б з паралельним підключенням за схемою 1 в роботі + 1 в резерві. (табл. 2.17, рис. 2.5-2.7).

Таблиця 2.17 – Технічна характеристика насосів НДв

Марка агрегату	Подача, м ³ /год	Напір, м	Обертлова частота, об/хв	Потужність, що споживається, кВт	Доп. кавітаційний запас, м
6НДв-Бт-а	300	44	1450	60	5,7
6НДв-Бт-б	275	39	1450	52	5,9

Насоси НДв є відцентровими, горизонтальними, одноступінчастими, з двостороннім напівспіральним підводом до робочого колеса і з спіральним відводом. Призначені для перекачування нафти, автомобільних і авіаційних бензинів, дизельного палива, стабільного конденсату, бензинових фракцій з температурою 5...45°С, що не містять механічних домішок. Насоси поділяються на високонапірні і середньонапірні. Індекс призначення Б – бензиновий; а, б – виконання (діаметр робочого колеса). Технічна характеристика насосів наведена в табл. 2.18.

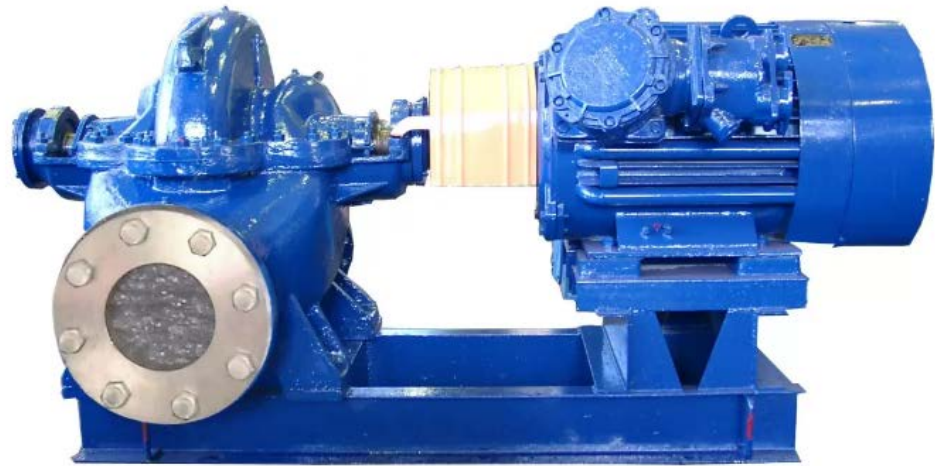
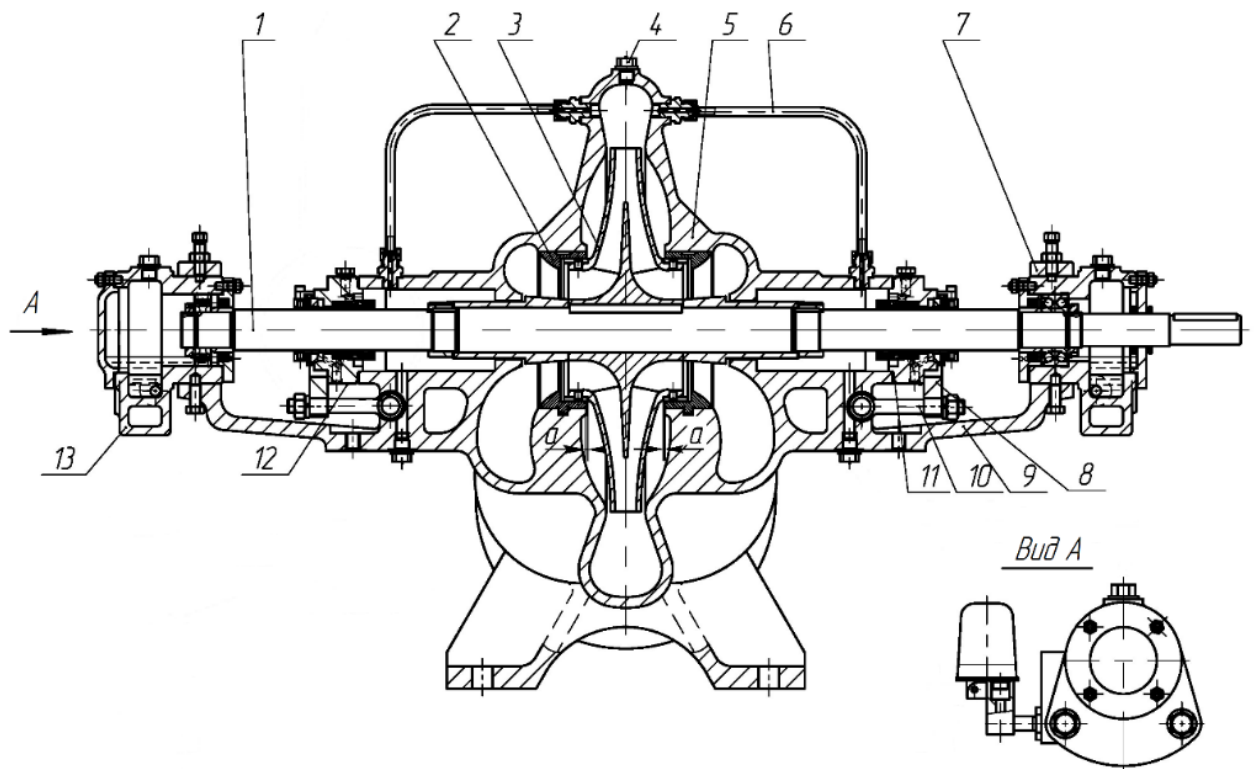


Рисунок 2.5 – Загальний вигляд насосу НДв



1 – ротор; 2 – ущільнювальне кільце; 3 – робоче колесо; 4 – пробка (отвір для під'єднання вакуумного насосу); 5 – кришка корпусу; 6 – трубки; 7 – фіксувальні скоби; 8 – фланець; 9 – корпус; 10 – болти; 11 – ущільнювач; 12 – торцеве ущільнення; 13 – підшипник

Рисунок 2.6 – Розріз насосу НДв

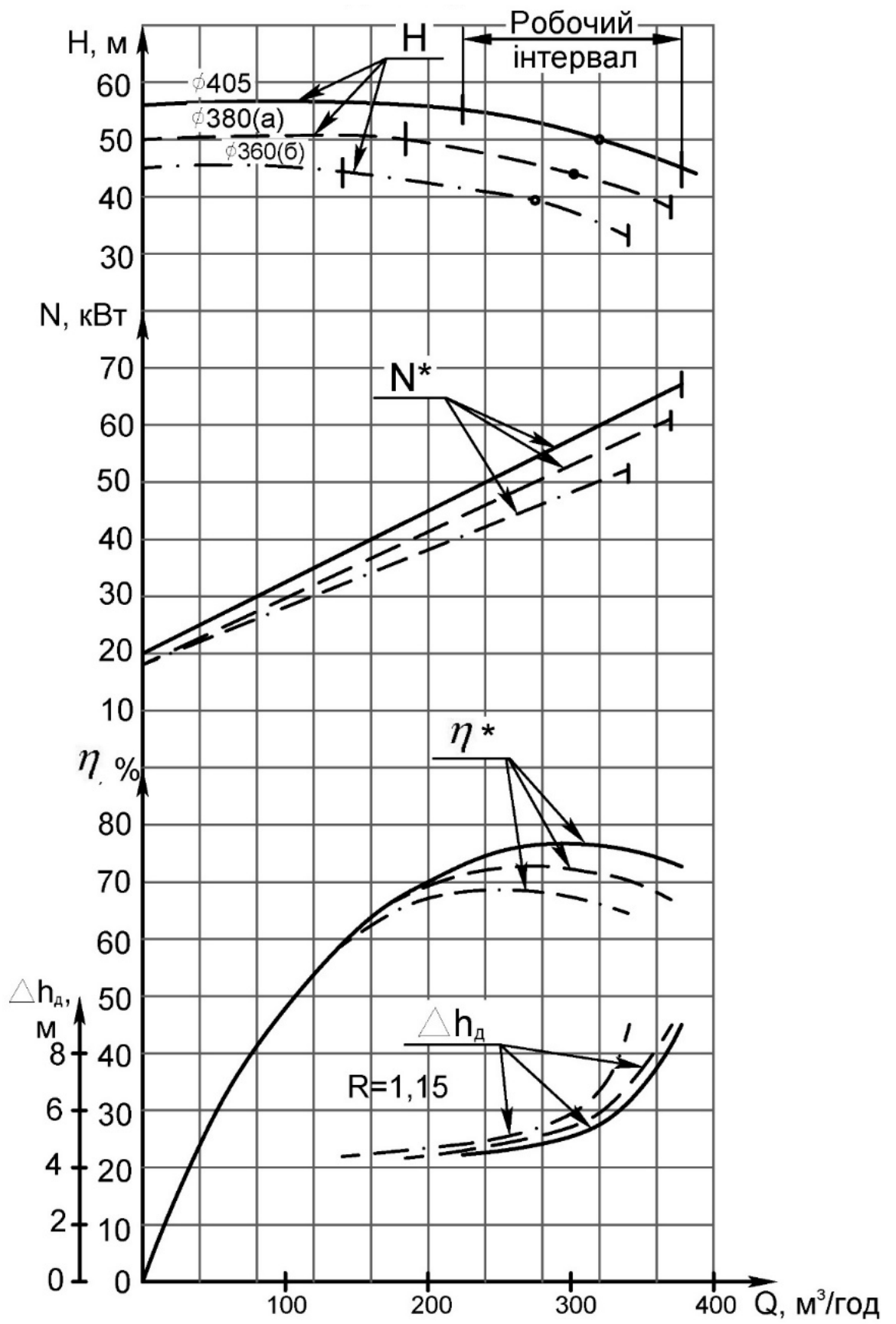


Рисунок 2.7 – Гідравлічна характеристика насосу НДв

3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

3.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які можуть виникнути при експлуатації складів нафти і нафтопродуктів

В результаті аналізу були виділені наступні групи потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів і заходи щодо їх запобігання.

Небезпечні і шкідливі виробничі чинники підрозділяються за природою дії на наступні групи:

- 1) фізичні;
- 2) хімічні;
- 3) психофізіологічні.

3.2 Фізичні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори

1. Рухомі машини і механізми (екскаватори, автокрани, бульдозери, вантажні автомобілі); незахищені рухливі частини виробничого устаткування, виробни, що пересуваються, заготовки, матеріали - при виробництві вантажо-розвантажувальних, монтажних робіт; конструкції, що руйнуються; земляне полотно, що обрушується, - при виробництві земляних робіт.

Заходи:

- небезпечні зони захищаються сигнальними і захисно-охоронними обгороджуваннями;
- застосовуються знакові і інші види сигналізації при переміщенні вантажів підйомно-транспортним устаткуванням, правильно розміщуються і укладаються вантажі в місцях виробництва робіт;
- строповка вантажу виконується інвентарними стропами, страховка великогабаритних вантажів виконується за спеціальні пристрої, стропувальні вузли або позначені місця залежно від положення центру тяжіння і маси вантажу НПАОП 0.00-1.80-18 Правила охорони праці під час експлуатації

вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання;

- при переміщенні вантажу підйомно-транспортним устаткуванням знаходження робітників на вантажі і в зоні його можливого падіння не допускається;
- вантажно-розвантажувальні роботи повинні проводитися механізованими способами з дотриманням вимог НПАОП 0.00-1.80-18 Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання;
- вантажно-розвантажувальні роботи слід виконувати під керівництвом особи (майстра), що має посвідчення на право виконання робіт і відповідає за безпечне переміщення вантажів вантажопідйомними машинами;
- майданчики для вантажних і розвантажувальних робіт мають бути сплановані і мати ухил не більше 2 градусів;
- забороняється підйом елементів будівельних конструкцій, що не мають монтажних петель, отворів або маркування і міток, що забезпечують їх правильне стропування і монтаж;
- піднімати конструкції слід у два прийоми: спочатку на висоту 20-30 см, а після перевірки надійності стропування виконується вже подальший підйом. Під час перерв в роботі не допускається залишати підняті елементи конструкцій і устаткування у висячому положенні.

2) Підвищена запилена і загазованість повітря робочого середовища (робота екскаваторів, бульдозерів, вантажних автомобілів) при виконанні земляних, вантажно-розвантажувальних, монтажних робіт.

Заходи:

- при використанні машин рівень запиленої і загазованості не повинен перевищувати значень, встановлених діючими нормативними документами до повітря робочої зони;

- використовуються респіратори, виконані відповідно до вимог ДСТУ 7239:2011 Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація, ДСТУ EN 133:2005 Засоби індивідуального захисту органів дихання. Класифікація (EN 133:2001, IDT).

3) Підвищений рівень шуму на робочому місці (робота екскаваторів, бульдозерів, вантажних автомобілів) при виконанні земляних, вантажно-розвантажувальних, монтажних робіт.

Заходи:

- застосовуються індивідуальні засоби захисту (навушники, беруші), згідно ДСТУ EN 352-2:2025, ДСТУ EN 352-6:2025 ДСТУ EN 352-8:2025, ДСТУ EN 352-9:2025, ДСТУ EN 352-10:2025;
- застосовується справна техніка.

4) Підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини (зварювальні кабелі, зварювальний агрегат) - при виконанні зварювальних робіт.

Заходи:

- застосовуються засоби колективного захисту (захисне заземлення);
- в електрозварювальних апаратах і джерелах їх живлення встановлюються надійні огороження елементів, що знаходяться під напругою;
- застосовуються засоби індивідуального захисту електрозварників (захисні каски);
- передбачається відключення електроустаткування в автоматичному режимі.

5) Підвищена або знижена температура повітря робочої зони (знижена температура повітря робочої зони при будівництві в зимовий період).

Заходи:

- не допускається виконання робіт без засобів індивідуального захисту, щоб уникнути локального охолодження робітники забезпечуються рукавицями,

взуттям, головними уборами стосовно даного кліматичного регіону встановлених НПАОП 0.00-3.16-12 Норми безоплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту працівникам нафтогазової промисловості;

- в цілях нормалізації теплового стану працівників температура повітря в місцях обігріву підтримується на рівні 18-20 °С.

б) Підвищена або знижена температура поверхонь устаткування, матеріалів - при виробництві зварювальних робіт.

Заходи:

- робочі забезпечуються для захисту рук рукавичками за НПАОП 0.00-3.16-12.

7) Недостатня освітленість робочої зони (при виробництві робіт в темний час доби).

Заходи:

- виробничий майданчик, ділянки робіт, робочі місця, проїзди, проходи до них в темний час доби мають бути освітлені.

8) Підвищений рівень вібрації від екскаватора, бульдозера, ручного механічного інструменту (при виконанні земляних робіт).

Заходи:

- контроль вібраційних характеристик.

9) Іонізуючі випромінювання від контрольно-вимірювальних пристроїв (дефектоскопія металів, контроль якості зварних з'єднань).

Заходи:

- екранування джерела іонізуючого випромінювання.

3.3 Хімічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори

1) Токсичні (електрозварювальні аерозолі, випаровування антикорозійного ізоляції), при антикорозійних роботах, фарбуванні і електрозварюванні.

Заходи:

- організація і виконання робіт відповідно до діючих нормативних документів;
- застосування індивідуальних засобів захисту органів дихання;
- скорочення терміну перебування робітників в зоні виробництва, періодичний медогляд, лікувально-профілактичне харчування, вітаміни, додатковий відпочинок.

2) Дратівливі (наявність акролеїну, аміаку, оксиду вуглецю, формальдегіду і інших шкідливих речовин в повітрі робочої зони при виробництві будівельно-монтажних робіт).

Заходи:

- використовуються засоби індивідуального захисту.

3.4 Психофізіологічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори

1) Фізичні перевантаження при виробництві монтажних робіт.

Заходи:

- механізація всіх трудомістких процесів, рівномірний розподіл фізичного навантаження, на всі групи м'язів (чергування робіт); влаштовуються перерви в роботі, обладнуються приміщення для відпочинку.

2) Нервово-психічні навантаження для всіх видів робіт.

Заходи:

- підвищення якості організації праці, поліпшення організації відпочинку працюючих (підвищення комфортності санітарно-побутових приміщень,

місць для прийому їжі), увага до людей і їх потреб, культурно-масові заходи, включаючи спортивно-масові.

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

4.1 Капітальні витрати

Капітальні витрати - це одноразові витрати на будівництво нових підприємств, виробничих об'єктів, інженерних систем, тощо. В даному випадку капітальні витрати - це витрати на придбання та монтаж металоконструкцій та необхідного обладнання резервуарів.

Для розрахунку приймаємо наступні вихідні дані:

- Об'єм резервуара $V_{РВСП} = 5000 \text{ м}^3$;
- Питома маса РВСП $\Pi_{\text{м РВСП}} = 23,23 \text{ кг/м}^3$;
- Об'єм резервуара $V_{РВС} = 10000 \text{ м}^3$;
- Питома маса РВС $\Pi_{\text{м РВС}} = 24,68 \text{ кг/м}^3$;
- Ціна за тону сталі $\text{Ц} = 61\ 000 \text{ грн/т}$.

Витрати матеріалу (сталі)

$$M = \Pi_{\text{м}} \cdot V; \quad (4.1)$$

$$M_{\text{РВСП}} = 23,23 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} = 116,15 \text{ т.}$$

$$M_{\text{РВС}} = 24,68 \cdot 10000 \cdot 10^{-3} = 246,80 \text{ т.}$$

Вартість металу

$$K_{\text{м}} = M \cdot \text{Ц}; \quad (4.2)$$

$$K_{\text{м РВСП}} = 116,15 \cdot 61\ 000 = 7\ 085\ 150 \text{ грн.}$$

$$K_{\text{м РВС}} = 246,80 \cdot 61\ 000 = 15\ 054\ 800 \text{ грн.}$$

В табл. 4.1, 4.2 приведені витрати на придбання спеціального устаткування необхідного для комплектації резервуарів.

Таблиця 4.1 – Капітальні витрати на придбання основного обладнання резервуару РВСП-5000

Найменування устаткування резервуару	Кіл.	Вартість за од., грн.	Сума, грн.
Люк-лаз у першому поясі стінки ЛЛ-600	2	97584	195168
Люк-лаз для виходу на понтон ЛЛ-600	1	97584	97584
Люк світловий ЛС-500	2	48660	97320
Понтон алюмінієвий	1	3200000	3200000
Ущільнюючий затвор	1	480000	480000
Вентиляційний патрубок ПВ-500	2	35000	70000
Вогнезапобіжник ВП-500	2	69912	139824
Патрубок монтажний ПМ-500	2	48070	96140
Пристрій приймально-роздавальний ППР-200	2	149640	299280
Патрубок монтажний ПМ-200	2	14256	28512
Кран сифонний КС-80	1	48150	48150
Пробовідбірник ПСРП	1	243900	243900
Генератор піни ГПСС-2000	2	58440	116880
Вартість обладнання $\sum K_{обл}$	-	-	5112758

Таблиця 4.2 – Капітальні витрати на придбання основного обладнання резервуару РВС-10000

Найменування устаткування резервуару	Кіл.	Вартість за од., грн.	Сума, грн.
Люк-лаз у першому поясі стінки ЛЛ-600	2	97584	195168
Люк світловий ЛС-500	2	48660	97320
Клапан дихальний з вогнеперешкоджувачем КДС-3000/500	2	416150	832300
Клапан дихальний запобіжний з вогнеперешкоджувачем КДС-3000/500	2	416150	832300
Патрубок монтажний ПМ-500	4	48070	192280
Пристрій приймально-роздавальний ППР-400	2	291192	582384
Кран сифонний КС-80	1	48150	48150
Пробовідбірник ПСРП	1	243900	243900
Генератор піни ГПСС-2000	4	58440	233760
Вартість обладнання $\sum K_{обл}$	-	-	3257562

Таким чином капітальні витрати на матеріали та обладнання резервуара

$$K_{MO} = K_M + \sum K_{Obl}; \quad (4.3)$$

$$K_{MO_{PBC\Pi}} = 7085150 + 5112758 = 12197908 \text{ грн.}$$

$$K_{MO_{PBC}} = 15054800 + 3257562 = 18312362 \text{ грн.}$$

Витрати на монтаж резервуара і обладнання приймаються 20 % від капітальних витрат

$$K_{PBC\Pi} = 1,2 \cdot K_{MO} = 1,2 \cdot 12197908 = 14637490 \text{ грн.}$$

$$K_{PBC} = 1,2 \cdot K_{MO} = 1,2 \cdot 18312362 = 21974834 \text{ грн.}$$

4.2 Експлуатаційні, зведені витрати та термін окупності

Експлуатаційні витрати

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

де $K_{кап}$ – капітальні витрати на будівництво резервуару;

k_a – амортизаційні відрахування;

k_p – відрахування на поточний ремонт;

$C_{ел}$ – ціна електроенергії;

$G_{ел}$ – витрата електроенергії;

$Z_{зп}$ – заробітна плата персоналу, що обслуговує;

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

Приймаємо:

$$n_{PBC} = 432 \text{ люд-год.}$$

Приймаємо заробітну плату персоналу, що $Z_{зп} = 52$ грн/год (мінімальна заробітна плата на 2026 рік погодинно)

Інші затрати на обслуговування резервуарів приймаємо однаковими для порівняльних об'єктів.

Розрахунок річних амортизаційних відрахувань та відрахувань на ремонт обладнання можна прийняти по середнім нормам – відповідно 10 и 5% (0,1 и 0,05) від капітальних витрат. Тоді можна прийняти:

$$k_a + k_p = 0,15 \text{ год}^{-1}.$$

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

$$C_{ел} \cdot G_{ел} = 0.$$

$$E_{РВСП} = 14637490 \cdot 0,15 + 52 \cdot 432 = 2218087 \text{ грн/рік.}$$

$$E_{РВС} = 21974834 \cdot 0,15 + 52 \cdot 432 = 3318689 \text{ грн/рік.}$$

Річні зведені витрати

$$П = E + E_n \cdot K \quad (4.5)$$

де E - річні (експлуатаційні) витрати;

K - капітальні вкладення;

E_n приймають = 0,15.

$$П_{РВСП} = 2218087 + 0,15 \cdot 14637490 = 4413711 \text{ грн/рік.}$$

$$П_{РВС} = 3318689 + 0,15 \cdot 21974834 = 6614914 \text{ грн/рік.}$$

Термін окупності встановлення понтону

$$T = \frac{K}{\Pi} \quad (4.6)$$

$$T_{\text{РВСП}} = \frac{14637490}{4413711} = 3,3 \text{ роки.}$$

$$T_{\text{РВС}} = \frac{21974834}{6614914} = 3,3 \text{ роки.}$$

Таблиця 4.3 – Основні техніко-економічні показники

Показник	Од. вимір.	Сума	
		РВСП-5000	РВС-10000
Капітальні вкладення	грн.	14637490	21974834
Експлуатаційні витрати	грн/рік	2218087	3318689
Річні зведені витрати	грн/рік	4413711	6614914
Термін окупності	рік.	3,3	3,3

Отже, строк окупності для резервуарного парку для автомобільного бензину та дизельного палива з врахуванням експлуатаційних витрат, складає 3,3 роки.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішено актуальне завдання з проектування резервуарного парку річкового нафтового терміналу в Одеській області. На основі проведених досліджень та розрахунків отримані наступні результати.

Аналіз стану питання показав, що в умовах призупинення власного виробництва нафтопродуктів в Україні та пошкодження значної частини існуючої інфраструктури, розвиток річкових терміналів є необхідною умовою для забезпечення стабільного імпорту світлих нафтопродуктів. Вивчено конструктивні особливості вертикальних сталевих резервуарів, що дозволило обґрунтувати їх застосування як надійних та технологічних ємностей для зберігання бензину та дизельного пального.

В проєктній частині виконано розрахунок загального об'єму резервуарного парку. На основі графіків надходження та реалізації визначено необхідну корисну місткість для кожного виду палива. Згідно з нормативними вимогами та розрахованою динамікою вантажообігу, було визначено оптимальну кількість та одиничну місткість резервуарів. Було обрано кілька конкуруючих варіантів, виконано необхідні порівняльні розрахунки.

Для зберігання бензину обрано резервуари типу РВСП-5000 у кількості 5 штук. Такий тип резервуарів дозволяє мінімізувати втрати від випаровування легких фракцій. Для дизельного пального обрано стандартні резервуари типу РВС, що відповідає фізико-хімічним властивостям продукту. Передбачено встановлення 10 резервуарів РВС-10000. Цей вибір забезпечує оптимальний баланс між помірною металоємністю та високою експлуатаційною надійністю нафтобази. Конфігурація з десяти одиниць мінімізує втрати загальної потужності парку при планових ремонтах та значно спрощує заходи з промислової безпеки порівняно з використанням надвеликих ємностей.

Здійснено планування території терміналу, в ході якого визначено схему розташування резервуарів у групах із дотриманням протипожежних відстаней. Особливістю планувальних рішень у межах даного проєкту стало завдання щодо

максимальної інтеграції нових технологічних потужностей у наявну інфраструктуру річкового терміналу. Проектні рішення розроблені таким чином, щоб забезпечити розширення резервуарного парку суворо в межах відведеної території, без виходу за межі існуючого земельного відводу. Це дозволило уникнути капітальної перебудови адміністративно-побутових будівель, зберегти деякі наявні інженерні мережі.

Проведено розрахунок параметрів обвалування (висоти та ширини обвалування, а також внутрішнього земляного валу), що гарантує локалізацію можливого розливу палива та запобігає аварійному розповсюдженню продукту за межі парку.

Виконано гідравлічний розрахунок технологічних трубопроводів, на основі якого підібрано основне насосне обладнання, а саме:

- для бензину 2 насоси БНДв-Бт-б (подача 275 м³/год, створюваний напір 39 м, частота обертання 1450 об/хв, споживана потужність 52 кВт, кавітаційний запас 5,9 м);

- для дизельного палива 2 насоси БНДв-Бт-а (300 м³/год, створюваний напір 44 м, частота обертання 1450 об/хв, споживана потужність 60 кВт, кавітаційний запас 5,7 м).

Обрані насосні агрегати забезпечують необхідну продуктивність та напір для відвантаження пального.

У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів (фізичних, хімічних та психофізіологічних). Запропоновано заходи з мінімізації впливу токсичних парів нафтопродуктів на персонал та розроблено систему колективного захисту на об'єкті.

Економічне обґрунтування проекту підтвердило доцільність інвестицій. Розраховані капітальні витрати на будівництво та щорічні експлуатаційні витрати дозволили визначити термін окупності об'єкта, якій склав 3,3 роки.

Впровадження запропонованих рішень дозволяє наростити темпи перевалки імпортного пального через річкову інфраструктуру та забезпечити надійну

експлуатацію об'єкта в умовах підвищеного навантаження на транспортну систему регіону.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бугай Ю.М. Спорудження нафтобаз і газонафтосховищ: підручник для студентів вищих навчальних закладів / Ю.М. Бугай, В.М. Глоба, В.П. Нагорний, Ю.О. Венгерцев. – К.: “ВПОЛ”, 2000, – 606 с.
2. ВБН В.2.2-58.1-94. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насиченої пари не вище 93,3 кПа. – Київ, 1994.
3. 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.
4. Григоров А.Б. Зберігання нафти та нафтопродуктів в умовах нафтобаз: [Електронний ресурс] / А.Б. Григоров. – Харків-Тернопіль: НТУ «ХПШ», Видавництво «Крок», 2022. – 184 с.
5. ДБН В.1.2-2:2006. Навантаження і впливи. Норми проектування. [Чинний від 2007-01-01]. – К.: Мінбуд України, 2006. – 75 с.
6. ДБН В.2.6-198:2014. Сталеві конструкції. Норми проектування. – [Чинний від 2015-01-01]. – К.: Мінрегіон України, 2014. – 199 с.
7. ДСТУ 3868-99. Паливо дизельне. Технічні умови. – [Чинний від 2001-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 1999. – 18 с
8. ДСТУ 4454:2005. Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання. – [Чинний від 2006-07-01]. – К.: Держстандарт України, 2006. – 31 с.
9. ДСТУ 7688:2015. Паливо дизельне євро. Технічні умови. – [Чинний від 2016-01-01]. – К: ДП "УкрНДНЦ", 2015. – 16 с.
10. ДСТУ 8539:2015. Прокат для будівельних сталевих конструкцій. Загальні технічні умови. [Чинний від 2016-07-01]. – К: ДП "УкрНДНЦ", 2016. – 23 с.
11. 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.

12. 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.
13. Лісафін В. П., Лісафін Д. В. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: Підручник. - Івано-Франківськ: Факел, 2006.-597 с. з іл.
14. 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.
15. 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.
16. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навчальний посібник / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.