МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР.НІО$_{м}$-40.00.00.000 ПЗ

Група НІО$_{м}$-24-1

Орел Максим

2025

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інженерної механіки

Кафедра нафтогазових машин та обладнання

Орел Максим Іванович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 624.014

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Дослідження та удосконалення вертикальних резервуарів для зберігання нафти.

(назва роботи)

Обладнання нафтових і газових промислів

(назва освітньої програми)

185 – «Нафтогазова інженерія та технології»

(шифр і назва спеціальності)

_____

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього рівня)

Науковий керівник

Венгринюк Т. П. канд. техн. наук, доцент

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

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

доцент _____ Я. Т. Федорович

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

доцент _____ Михайлюк В.В.

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ – 2025 рік

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Інститут *ІІМ* Кафедра *нафтогазових машин та обладнання*
Спеціальність *185 – Нафтогазова інженерія та технології*
ОПП *Обладнання нафтових і газових промислів*

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГО
_____Я.Т. Федорович
"___"_____2025 р.

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Студенту Максим Орел
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Дослідження та удосконалення вертикальних резервуарів для зберігання нафти.

Затверджена наказом № *565/7 від 11.09.2025р.*

2 Термін здачі студентом закінченої роботи *15.12.2025р.*

3 Вихідні дані до роботи_____

_____

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань) __

Вступ. 1 Загальна частина. Техніко-економічне обгрунтування роботи. 1.1 Призначення, класифікація та види резервуарів. 1.2 Конструкція резервуару РВС -5000, його технічна характеристика 2 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА 2.1 Види діагностик резервуара. 2.2 Огляд і технічне обслуговування РВС. 2.3 Поточний ремонт резервуар. 2.4 Капітальний ремонт резервуара 3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА. 3.1 Комплектація резервуара, види робіт при виконанні КР РВС. 3.2 Вивід резервуара із експлуатації, зачистка, дегазація. 3.3 Проведення ремонтних робіт. 3.4 Обладнання для обслуговування та ремонту. 3.5 Гідравлічні випробування на герметичність і міцність. 3.6 Ремонт резервуарів за допомогою бандажів. 3.7 Прийом резервуара в експлуатацію після капітального ремонту. 4 Напружено – деформований стан РВС без бандажів і з бандажами при впливі температур.4.1 Напружено – деформований стан стінки, днища без бандажів і з бандажами при впливі температур. 4.2 Зміна осьових напружень вздовж координат без бандажів і з бандажами при впливі температур. 4.3 Зміна кільцевих напружень вздовж координат без бандажів і з бандажами при впливі температур.4.4 Статичний розрахунок при дії температури. 4.5. Статичний розрахунок при навантаженні від ваги обладнання та додаткових конструкцій. 5 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА. 5.1 Параметри для розрахунку на міцність і стійкість стінки резервуара. 5.2 Розрахунок номінальної товщини стінки резервуара. 5.3 Перевірочний розрахунок на міцність для кожного пояса стінки РВС. 5.4 Розрахунок стінки резервуара на стійкість

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням креслень)

5.1 Резервуар вертикальний сталевий РВС-5000. Складальне креслення. 1 арк. ф. А1.
5.2 Деталі та вузли резервуара. Складальне креслення. 2 арк. ф. А1.
5.3 Генератор піни низької кратності. Загальний вигляд. 1арк. ф. А1.
5.4 Класифікація причин руйнування резервуарів. Схема. 1 арк. ф. А1.
5.5 Розрахункова схема та модель навантаження резервуару. Схема 1 арк. ф. А1.
5.6 Графічна залежність і результати досліджень – 2 арк. ф. А1.

Всього *8 аркушів формату А1.*

6 Консультанти по роботі (за необхідністю).

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
ЕОМ	*доц. Михайлюк М.М.*		

6 Дата видачі завдання *15.09.2025р.*

Керівник _____ / *Венгринюк Т.П.* /
Особистий підпис Розшифровка підпису

Завдання прийняв до виконання _____ */ Орел М. /*
Особистий підпис Розшифровка підпису

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів роботи	**Термін виконання етапів роботи**	Примітка
Пояснювальна записка		
Вступ	*10.11.25 р.*	
Розділ 1,2	*20.11.25р.*	
Розділ 3, 5	*01.12.25р.*	
Графічна частина	*до 10.12.25 р.*	
п. 5.1, п. 5.2		
п. 5.3, п. 5.4		
п. 5.5, п. 5.6		
п. 5.7		
п. 5.8		

Студент _____/ *Орел М..* /
Особистий підпис Розшифровка підпису

Керівник роботи _____ / *Венгринюк Т. П.* /
Особистий підпис Розшифровка підпису

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Орла М.І. на тему **«Дослідження та удосконалення вертикальних резервуарів для зберігання нафти»** складається з пояснювальної записки, викладеної на 90 аркушах формату А4, яка вміщує 5 розділів, 11 таблиць, 35 рисунків, 13 найменувань використаних джерел, і графічного матеріалу загальним обсягом 8 аркушів формату А1.

Об'єкт дослідження: технологічний процес експлуатації та відновлення працездатності вертикальних сталевих резервуарів (на прикладі РВС-5000).

Мета роботи: підвищення експлуатаційної надійності та удосконалення конструкції вертикальних резервуарів для зберігання нафти шляхом впровадження ефективних методів ремонту та підсилення.

В магістерській роботі проведено комплексний аналіз конструкції вертикальних сталевих резервуарів, досліджено умови їх експлуатації та основні фактори, що призводять до дефектів та аварійних ситуацій.

Виконано порівняльний аналіз методів ремонту, обґрунтовано доцільність застосування технології бандажування для відновлення несучої здатності стінки резервуара. Розроблено імітаційну модель напружено-деформованого стану (НДС) резервуара у середовищі SolidWorks Simulation, яка враховує вплив гідростатичного тиску, температурних навантажень та власної ваги конструкції.

Результати моделювання підтвердили ефективність удосконалення: встановлення бандажних кілець дозволяє знизити кільцеві напруження на 18% та радіальні переміщення стінки на 21%.

Проведено розрахункове обґрунтування параметрів стінки резервуара на міцність та стійкість. Розроблено технологічні рекомендації щодо проведення ремонтних робіт, включаючи процеси дегазації, зачистки та гідравлічних випробувань.

Ключові слова: вертикальний сталевий резервуар, РВС-5000, бандажне підсилення, напружено-деформований стан, SolidWorks, капітальний ремонт, міцність, стійкість.

ABSTRACT

The master's thesis of M. I. Orel on the topic "Research and improvement of vertical tanks for oil storage" consists of an explanatory note laid out on 90 sheets of A4 format, which contains 5 sections, 11 tables, 35 figures, 13 names of used sources, and graphic material with a total volume of 8 sheets of A1 format.

The object of the study: the technological process of operation and restoration of the functionality of vertical steel tanks (using the example of RVS-5000).

The purpose of the work: increasing operational reliability and improving the design of vertical tanks for oil storage by introducing effective methods of repair and reinforcement.

In the master's thesis, a comprehensive analysis of the design of vertical steel tanks was carried out, and their operating conditions and the main factors leading to defects and emergency situations were investigated.

A comparative analysis of repair methods was performed, and the expediency of using banding technology to restore the load-bearing capacity of the tank wall was substantiated. A simulation model of the stress-strain state (SSS) of the tank was developed in the SolidWorks Simulation environment, which takes into account the influence of hydrostatic pressure, temperature loads, and the structure's self-weight.

The simulation results confirmed the effectiveness of the improvement: the installation of bandage rings allows reducing hoop stresses by 18% and radial wall displacements by 21%.

Calculations justifying the parameters of the tank wall for strength and stability were carried out. Technological recommendations for repair work were developed, including degassing, cleaning, and hydraulic testing processes.

Keywords: vertical steel tank, RVS-5000, bandage reinforcement, stress-strain state, SolidWorks, capital repair, strength, stability.

Вступ 8
1 Техніко-економічне обгрунтування роботи. 10
1.1 Призначення, класифікація та види резервуарів. 10
1.2 Конструкція резервуару РВС -5000, його технічна характеристика 22
2 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА 32
2.1 Види діагностик резервуара. 32
2.2 Огляд і технічне обслуговування РВС. 35
2.3 Поточний ремонт резервуар. 35
2.4 Капітальний ремонт резервуара 36
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА. 39
3.1 Комплектація резервуара, види робіт при виконанні КР РВС. 39
3.2 Вивід резервуара із експлуатації, зачистка, дегазація. 39
3.3 Проведення ремонтних робіт. 42
3.4 Обладнання для обслуговування та ремонту. 49
3.5 Гідравлічні випробування на герметичність і міцність. 54
3.6 Ремонт резервуарів за допомогою бандажів. 56
3.7 Прийом резервуара в експлуатацію після капітального ремонту. 60
4 Напружено – деформований стан РВС без бандажів і з бандажами при впливі температур. 62
4.1 Напружено – деформований стан стінки, днища без бандажів і з бандажами при впливі температур. 62
4.2 Зміна осьових напружень вздовж координат без бандажів і з бандажами при впливі температур. 66
4.3 Зміна кільцевих напружень вздовж координат без бандажів і з бандажами при впливі температур. 67
4.4 Статичний розрахунок при дії температури. 70
4.5. Статичний розрахунок при навантаженні від ваги обладнання та додаткових конструкцій. 72
5 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА. 74
5.1 Параметри для розрахунку на міцність і стійкість стінки резервуара. 74

5.2 Розрахунок номінальної товщини стінки резервуара. 75
5.3 Перевірочний розрахунок на міцність для кожного пояса стінки РВС. 78
5.4 Розрахунок стінки резервуара на стійкість 83
Висновок 87
Список використаної літератури 89

Вступ

Актуальність теми. Вертикальні сталеві резервуари (РВС) є ключовими елементами інфраструктури нафтогазової галузі, забезпечуючи зберігання та облік нафти і нафтопродуктів. У процесі тривалої експлуатації резервуари, зокрема РВС-5000, зазнають впливу корозії, температурних коливань та нерівномірного осідання фундаменту, що призводить до зниження їх несучої здатності та виникнення аварійних ситуацій. Повна заміна резервуарного парку є фінансово затратною, тому відновлення працездатності існуючих резервуарів шляхом капітального ремонту є критично важливим завданням. Серед методів ремонту особливу увагу привертає технологія бандажування, яка дозволяє відновити міцність стінки без проведення вогневих робіт та тривалого виведення резервуара з експлуатації. Обґрунтування ефективності цього методу за допомогою сучасних засобів комп'ютерного моделювання є актуальним науково-прикладним завданням.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення експлуатаційної надійності вертикального сталевого резервуара РВС-5000 шляхом удосконалення технології капітального ремонту з використанням бандажних підсилень. Для досягнення мети поставлено такі завдання:

1. Провести аналіз конструктивних особливостей РВС-5000 та основних причин втрати їх працездатності.
2. Дослідити існуючі методи діагностики та ремонту резервуарів, зокрема технологію встановлення бандажів.
3. Розробити імітаційну модель напружено-деформованого стану (НДС) резервуара для оцінки впливу температурних навантажень та власної ваги.
4. Обґрунтувати ефективність застосування бандажів на основі порівняльного аналізу НДС стінки резервуара до і після підсилення.
5. Виконати перевірочні розрахунки на міцність та стійкість стінки резервуара.

Об’єкт дослідження – технологічний процес капітального ремонту та експлуатації вертикального сталевого резервуара РВС-5000.

Предмет дослідження – зміна напружено-деформованого стану стінки резервуара під впливом експлуатаційних навантажень та методи його відновлення за допомогою бандажів.

Методи дослідження. У роботі використано аналітичні методи розрахунку тонкостінних оболонок та метод скінченних елементів (МСЕ) для імітаційного моделювання НДС резервуара у середовищі SolidWorks Simulation.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблено рекомендації щодо відновлення несучої здатності нижніх поясів стінки РВС-5000 методом бандажування. Результати моделювання підтверджують, що використання бандажів дозволяє знизити кільцеві напруження на 18% та переміщення стінки на 21%, що суттєво подовжує термін безпечної експлуатації резервуара.

1 Техніко-економічне обгрунтування роботи

1.1 Призначення, класифікація та види резервуарів

Для збору, зберігання і обліку нафти та нафтопродуктів на нафтопромислах, нафтопереробних заводах, нафтобазах і станціях магістральних нафтопроводів нафтопродуктопроводів служать резервуари посудини різноманітної форми і розмірів, побудовані з різних матеріалів.

За призначенням ці посудини поділяються на резервуари для зберігання нафти, світлих і темних нафто продуктів.

За матеріалом на металеві і неметалеві посудини. Металеві резервуари споруджують переважно із сталі. До неметалевих резервуарів відносяться, в основному, залізо бетонні резервуари.

Резервуари кожної групи відрізняються за формою: вертикальні циліндричні, горизонтальні циліндричні, краплеподібні та інших форм.

За схемою установки резервуари поділяються на:

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

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

Резервуари споруджують різних об'ємів - від 10 $м^3$ до 120000 $м^3$.

Для зберігання світлих нафтопродуктів застосовують переважно сталеві резервуари, а також залізобетонні з внутрішнім покриттям листовим сталевим облицюванням, або неметалевими ізоляціями, стійкими до дії нафтопродуктів.

Для зберігання великої кількості нафти і темних нафтопродуктів рекомендують застосовувати, в основному, залізобетонні резервуари. Змащувальні оливи, зазвичай, зберігають у сталевих резервуарах.

Група однотипних резервуарів, об'єднаних трубопровідними комунікаціями, називається резервуарним парком. Кожна група наземних резервуарів захищається земляним валом або стінкою, висота яких на 0,2 м вища за

розрахунковий рівень імовірно розлитої рідини, але не менша від 1 м, при ширині земляного валу на верху 0,5 м.

Вертикальні циліндричні резервуари поділяються на: сталеві, зі стаціонарним дахом, без понтона (рис. 1.1, а), зі стаціонарним дахом з понтоном (рис. 1.1, б), з плаваючим дахом (рис. 1.1, в).

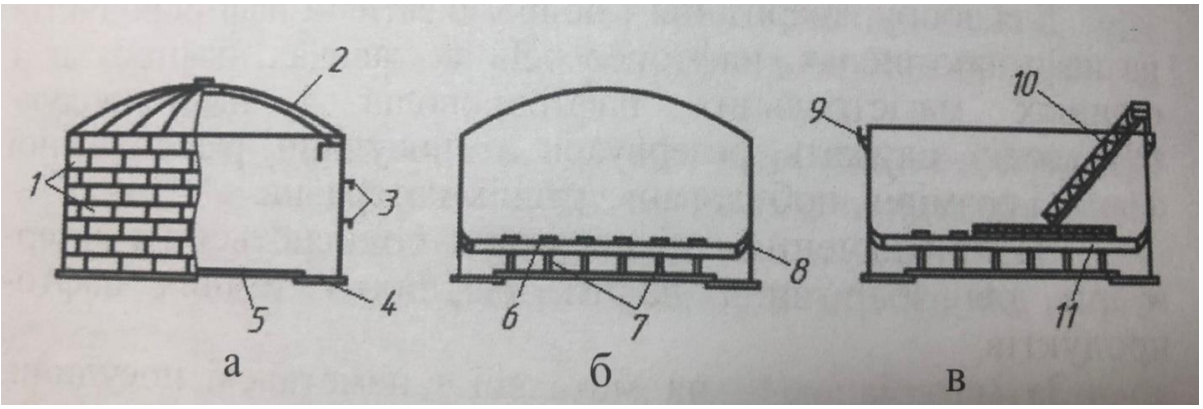


Рисунок 1.1 - Типи резервуарів

а – резервуар вертикальний зі стаціонарним дахом без понтона; б – резервуар вертикальний зі стаціонарним дахом з понтоном; в – резервуар вертикальний з плаваючою покрівлею з коробами по периметру; 1- пояси стінки; 2 - каркас даху; 3 - проміжні кільця жорсткості; 4 - кільце облямівки; 5 - центральна частина днища; 6 - понтон; 7 - опорні стійки; 8 – ущільнюючий затвор; 9 - верхнє кільце жорсткості (кільцева площадка обслуговування); 10 - ковзна драбина; 11 - плаваючий дах

Резервуари низького тиску з щитовою конічною, або кулястою покрівлею відрізняються тим, що покрівля вмонтовується з готових щитів, виконаних із листової сталі завтовшки 2,5 мм. Пояси корпуса резервуарів мають товщину 5...14 мм (зверху до низу). На рис. 1.1 показана конструкція сучасного резервуара з комплектуючим обладнанням. Обладнання має забезпечувати надійну експлуатацію резервуарів та зниження втрат нафти і нафтопродуктів. Резервуари з конічною покрівлею споруджують об'ємом 100...10000 м², причому в центрі їх встановлюють центральну стійку, на яку спираються щити покрівлі. Резервуари з сферичною покрівлею споруджують об'ємом 10000, 15000 і 20000 м^3. Щити покрівлі по контуру спираються на кільце, встановлене на корпусі резервуара.

Резервуари залежно від їх призначення і ступеня автоматизації повинні бути обладнані: пристроями приймання і видачі продукції, які мають місцеве, або дистанційне керування; дихальною і запобіжною арматурою; приладами місцевого, або дистанційного вимірювання арматури рідин, що зберігаються, автоматичною сигналізацією верхнього і нижнього граничних рівнів; пристроями відбору і середньої проби; пристроями для видалення підтоварної води; пристроями для підігрівання в резервуарах високо в'язких і застигаючих нафти і нафтопродуктів; пристроями для запобігання накопичення відкладів у резервуарі; при строями для очищення; світловими і монтажними люками, люками-лазами і патрубками для встановлення обладнання; пристроями і засобами виявлення і гасіння пожеж, відповідно до заданих норм; пристроями захисту від блискавки, заземлення та захисту від статичної електрики. Резервуар оснащується люками, дихальною арматурою і вимірними пристроями. Окремі з них описані нижче. Клапан дихальний суміщеної дії 19 КДС-4 служить для автоматичного комплексного керування тиском газового простору резервуара в нормальному й аварійному режимах.

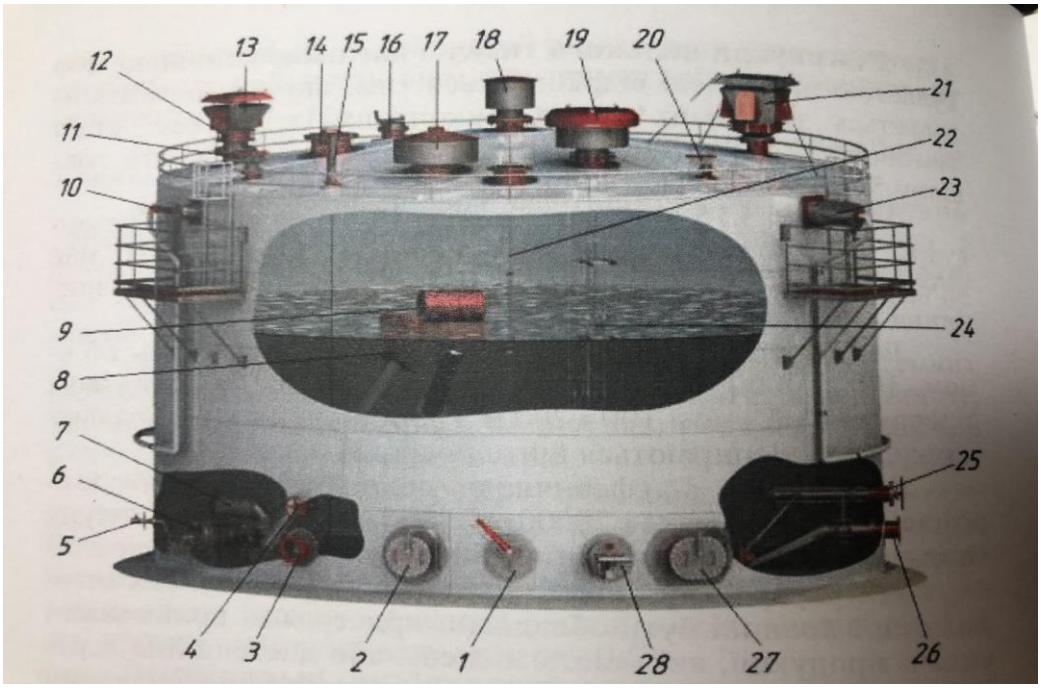


Рисунок 1.2 – Загальний вигляд резервуара

1 - механізм керування пробовідбірником стаціонарним секційним резервуарним; 2 – люк-лаз круглий; 3 - хлопавка; 4 механізм керування

боковий; 5 - кран сифонний (КС); 6 - механізм керування плаваючим пробовідбірником; 7 - приймально-роздавальний пристрій; 8 плаваючий пробовідбірник; 9 - плаваючий забірний пристрій; 10 - камера піни низької кратності; 11 - незамерзаючий дихальний клапан мембранний; 12 - вогневий запобіжник; 13 клапан дихальний механічний; 14 - люк світловий; 15 – механізм керування верхній; 16 - люк вимірний; 17 — аварійний клапан; 18 - патрубок вентиляційний; 19 - клапан дихальний сумісної дії (КДС-4); 20 - суміщений механічний дихальний клапан; 21 - клапан дихальний сумісної дії (КДС-3); 22 – пробовідбірник секційний; 23 - генератор піни середньої кратності стаціонарний; 24 - пробовідбірник секційний органного типу; 25 - суміщений приймально-роздавальний пристрій; 26 - приймально-роздавальний патрубок; 27 - люк-лаз овальний; 28 - механізм керування провідбірником секційним органного типу

Будь-який з модулів клапана легко знімається і замінюється на резервний. Всі елементи розташована одним і мають поворотні кріплення. Клапан КДС-4 - багато функціональний, виконує функції дихального і аварійного клапана одночасно. У режимі дихального клапана забезпечується підвищена пропускна здатність завдяки установці вогневих запобіжників зі зниженим опором потоку повітря. У разі пожежі верхня частина кришки клапана відкидається полум'я стабілізується над вогневим запобіжником без безпосереднього контакту, надаючи додатковий час на гасіння резервуара. При інтенсивному зростанні повітряного тиску в резервуарі (при закипанні підтоварної води) клапан спрацьовує в режимі запобігання аварії. Скидання тиску запобігає розриву і деформації стінки резервуара, запобігає розливу палаючих нафтопродуктів, зберігає цілісність систем пожежогасіння. За необхідності простий механізм перемикання режимів роботи клапана дозволяє переналаштовувати клапан з дихального режиму в запобіжний, безпосередньо на місці установки. Регламентні роботи з перевірки пропускної здатності на КДС-4 можна проводити без

демонтажу всього клапана. На клапан можлива установка давачів тиску і температури.

Клапани дихальні суміщеної дії 21 КДС-3 і КДС-3-УО заощаджують товарний продукт, скорочуючи втрати від випаровування нафтопродуктів та нафти. КДС-3 вирівнює повітряний тиск у резервуарі, доводить його до атмосферного, після чого герметизує газовий простір резервуара. Вбудований вогневий запобіжник виконаний знімним для зручності його обслуговування.

Для забезпечення надійної роботи, в особливо складних зимових умовах, розроблена модифікація КДС-3 ПО (пристрій обігріву). Ця модель клапана забезпечена вбудованою системою обігрівання, яка підтримує задану температуру касети вогневого запобіжника. Система обігрівання захищає вбудований вогневий запобіжник від накопичення інею і, як наслідок, зменшення об'єму повітря, що про пускається клапаном. КДС-3 ПО не вимагає постійної підвищеної уваги технічної служби в зимовий період. Клапан КДС-3 можна налаштувати для роботи і в режимі роботи запобіжного клапана, роблячи застосування на резервуарі клапанів інших систем зайвим. Пропускна здатність КДС-3 відповідає пропускній здатності аналогічних клапанів колишніх поколінь, що дозволяє відмовитися від них на користь клапана КДС-3, з огляду на вищу надійність та економічність останнього.

Клапан аварійний 8 призначений для аварійного скидання внутрішнього тиску в резервуарі, що виникає в результаті інтенсивного нагрівання газового простору резервуара від пожежі сусідніх резервуарів, кипіння продукту всередині резервуара. Аварійні клапани працюють тільки в аварійному режимі. Установка аварійних клапанів на резервуарі запобігає його руйнуванню, вузла з'єднання стінки з днищем і забезпечує збереження продукту від викиду в довкілля. Патрубок вентиляційний 18 (ПВ) захищає резервуар від деформації і руйнування, забезпечуючи його вентиляцію. Патрубки вентиляційні встановлюються на верти кальних циліндричних резервуарах зі стаціонарною покрівлею і понтоном. Всі патрубки ПВ містять нержавіючу захисну сітку, яка запобігає попадання в резервуар сторонніх предметів.

Суміщений механічний дихальний клапан 20 (СМДК) герметизує газовий простір резервуара, зменшуючи втрати від випаровування нафтопродуктів. Через обмежену пропускну здатність тепер СМДК практично не використовується, натомість впроваджений клапан КДС-3. СМДК здебільшого використовується на горизонтальних сталевих резервуарах. Для запобігання можливого проникнення полум'я в резервуар крізь клапан, передбачено вбудований вогневий запобіжник.

Люк-лази 2, 27 розміщені біля нижнього пояса резервуара, призначені для внутрішнього огляду, ремонту і очищення резервуара.

Люк світловий 14, розміщений на покрівлі резервуара, призначений для провітрювання і освітлення резервуара. Люк вимірний 16, призначений для відбору проб і замірювання рівня рідини в резервуарі з нафтою і нафтопро дуктами.

Хлопавка 3 (корпус з похилим зрізом і щільно прилеглою до нього кришкою), призначена для запобігання втратам нафтопродуктів у разі розриву трубопроводів, або виходу з ладу резервуарного засуву.

Сифонний водоспускний кран 5, який встановлюється для випуску підтоварної води з резервуара; він вмонтовується зовні резервуара на кінці труби із зігнутим відведенням усередині резервуара біля його днища.

Генератор піни 16 призначений для подачі при гасінні пожежі в резервуарі. Піна вводиться в резервуар через камери, товарні у верхньому поясі резервуара. Піна розриває мембрану (крихку посудину) з промасленого картону, або листового свинцю, поступає на поверхню нафтопродукту і зупиняє горіння. Зазвичай, встановлюють і 3...5 піногенераторів.

Піногенератор встановлюють на сталевих вертикаль них резервуарах об'ємом 1000 м3 і більше. Піна подається в резервуари зі стаціонарною покрівлею, з розрахунку покриття піною всієї площі дзеркала продукту, а в резервуари з плаваючою покрівлею - з розрахунку кільцевого простору між стінкою резервуара і металевою діафрагмою плаваючої покрівлі. Генератори

піни з відкидними захисними криш ками ефективніші забезпечують підвищену ежекцію повітря всередину піногенератора і стійку якісну структуру

піни. Пробовідбірник плаваючий резервуарний 8 призначений для пошарового відбору проби товарного продукту з трьох і більше рівнів.

При заборі проб немає втрат продукту. Модифікації використовуються в резервуарах з понтонами, або плаваючими покрівлями. Конструкція пробовідбірника містить зворотну магістраль, що забезпечує повернення залишку продукту назад у резервуар перед відбором проби. Завдяки установці зво ротного клапана і використання насоса, який працює винятково в порційному режимі, можливість викрадення продукту самопливом неможлива. Встановлені обмежувачі переміщення в горизонтальній площині - розтяжки для плаваючої частини пробовідбірника. Розтяжки запобігають коливанню плаваючої труби пробовідбірника і збільшують термін його надійної роботи.

Резервуарний парк представляє комплекс компактно розташованих різних або однотипних резервуарів. За при значенням резервуарні парки поділяються на:

- товарно-сировинні бази для зберігання нафтопродуктів і нафти;

-парки перекачувальних станцій нафто- і нафтопродуктопроводів

-резервуарні парки зберігання нафтопродуктів.



Рисунок 1.3 - Резервуарний парк вертикальних резервуарів

Для зниження втрат нафти і нафтопродуктів, які легко випаровуються, застосовують резервуари з плаваючим понтоном (рис. 1.4).

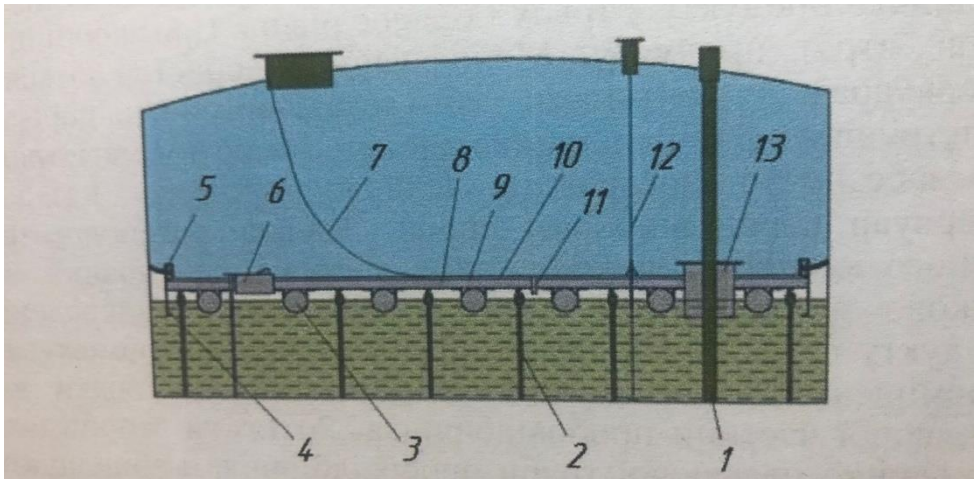


Рисунок 1.4 – Резервуар з плавучим понтоном

1 - направляюча резервуара; 2 - стаціонарна опора; 3 - поплавок; 4 - периферійна юбка; 5- периферійний затвор; 6 - люк-лаз; 7-кабель заземлення; 8 - нижня балка; 9 - верхня балка; 10 - настил; 11 - дренажний пристрій; 12 - протиповоротний пристрій; 13 -затвор направляючий

Понтон, що плаває на поверхні рідини, зменшує площу випаровування, завдяки чому різко знижуються (у 4...5 разів) втрати від випаровування. Понтоном є диск з поплавками, які забезпечують його плавучість. Між понтоном і стінкою резервуара залишається проміжок завширшки 100...300 мм, який перекривається ущільнюючими затворами (рис. 1.5).

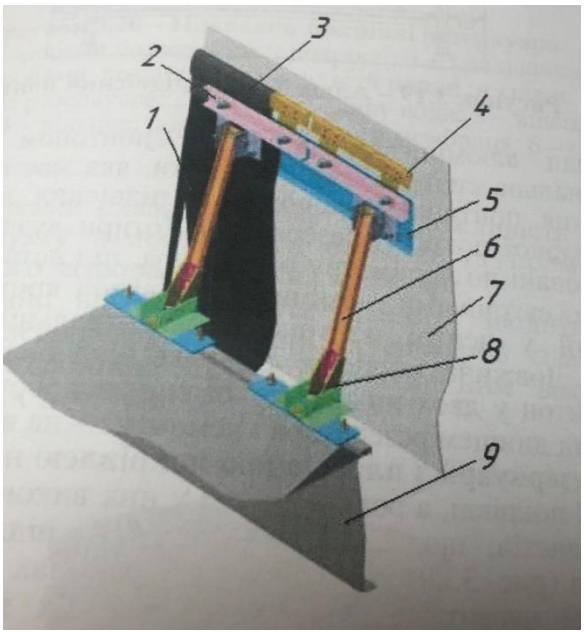


Рисунок 1.5 - Затвори для понтона:

1 - первинне ущільнення (струмопровідна гума); 2 - притискна алюмінієва планка; 3 - вторинне ущільнення (струмопровідна гума); 4 - шина вторинного ущільнення (з нержавіючої сталі); 5 - ковзний лист (з нержавіючої сталі); 6 - важіль алюмінієвий; 7-стінка резервуара; 8 - пружина кручення; 9 – понтон

Відомо декілька конструкцій затворів, проте, в основному, застосовують затвори з прогумованої тканини, профілі якої мають форму петлі з внутрішнім заповненням затвору (петлі) пружним матеріалом.

На рис. 1.6 показана схема алюмінієвого підвісного понтона контактного типу для вертикальних циліндричних резервуарів об'ємом від 100 до 50 000 м²

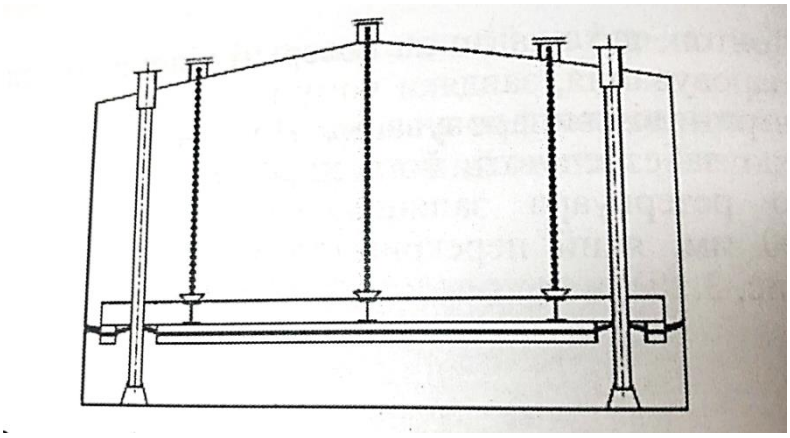


Рисунок 1.6 – Алюмінієвий підвісний понтон

Над алюмінієвим підвісним понтоном розміщена ортогональна система балок підвіски, яка має п'ять вузлів кріплення понтона за допомогою підвісних ланцюгів стаціонарної покрівлі резервуара. Чотири вузли кріплення розташовані по периметру резервуара, під встановленими в покрівлі світловими люками. Один вузол кріплення розташований у центрі понтона під центральним світловим люком. Довжина дозволяє встановлювати підвіс ний понтон у двох нижніх положеннях: робоче - на висоті 1,5 м над днищем резервуара і ремонтне - на висоті 2,0 м.

Резервуари з плаваючою покрівлею не мають стаціонарної покрівлі, а роль покрівлі у них виконує диск із сталевих листів, що плаває на поверхні рідини. Плаваючі покрівлі (рис. 1.7) застосовують у районах з нормативним сніговим навантаженням до 1,5 кПа. Їх виготовляють з коробами по периметру покрівлі (рис. 1.7, а) і з радіальними коробами, розподіленими по всій площі резервуара (рис. 1.7, б).

Перші рекомендують застосовувати для резервуарів діаметром не більше 50 м і в районах, де не перевищує 100 км/год. За більших діаметрів і більшої швидкості вітру застосовують другі здатні витримувати значні динамічні навантаження.

Переваги плаваючої покрівлі - це можливість збільшення об'єму резервуарів у порівнянні з резервуарами зі стаціонарною покрівлею і зменшення втрат продукту від випаровування.

Крім того, резервуар з плаваючою покрівлею надійніший з погляду пожежної безпеки. Адже резервуари є об'єктом постійної уваги органів державного нагляду за дотриманням пожежної і екологічної безпеки.

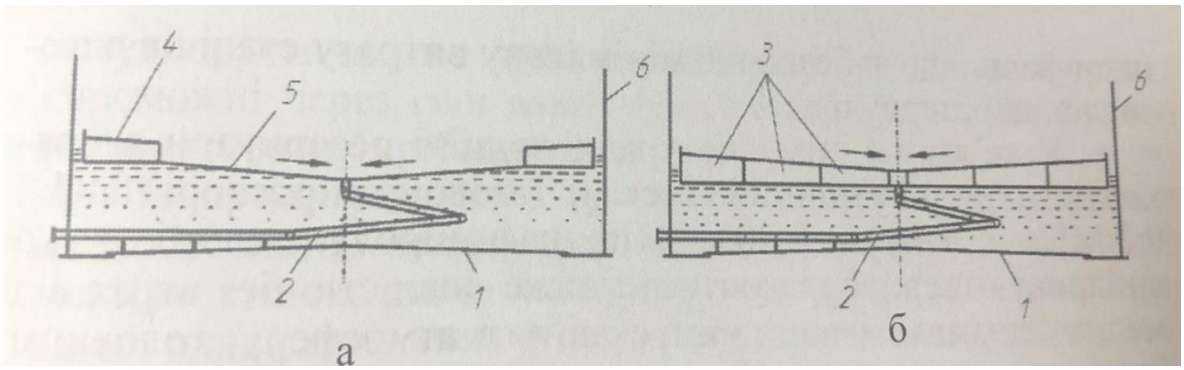


Рисунок 1.7 – Плаваючі покрівлі резервуара:

а- з коробами по периметру покрівлі; б - з радіальними коробами, розподіленими по всій площі покрівлі; 1 – днище резервуара; 2 - система зливу води; 3 - відсіки або короби; 4 - кільцеві короби; 5-листова мембрана; 6 - стінка резервуара

Недоліками плаваючої покрівлі є можливість забруднення продукту атмосферними осадами та примерзання ущільнюючого затвора до стінки резервуара. В Україні вперше запроектований і зводиться унікальний сталевий вертикальний резервуар з плаваючою покрівлею, подвійною стінкою і подвійним вакуумним днищем місткістю 75000 м (рис. 1.8).



Рисунок 1.8 - Сталевий вертикальний резервуар з подвійною стінкою і подвійним вакуумним днищем місткістю 75000 м

Краплеподібні резервуари застосовують для зберігання нафтопродуктів з високою пружністю парів, які легко випаровуються. Оболонці резервуара

надають контур краплі рідини, що вільно лежить на площині, яка не змочується, і перебуває під дією сил поверхневого натягу. Завдяки такій формі резервуара створюються умови, за яких всі елементи поверхні корпуса, під дією тиску рідини, розтягуються приблизно з однаковою силою, зазнаючи одних і тих самих напружень, що забезпечує мінімальну витрату сталі на виготовлення резервуара.

У зв'язку з тим, що краплеподібні резервуари розраховують на внутрішній тиск у газовому просторі 0,04... 0,2 МПа і вакуум 0,005 МПа,

Нафтопродукти, які легко випаровуються, зберігаються майже повністю без втрат в малих "дихань" і пари випускають в атмосферу, головним чином, при наповненні резервуарів (при великих "диханнях").

Залежно від характеру виготовлення оболонки, розрізняють два основні типи цих резервуарів: гладкі і багатоторові (рис. 1.9). До краплеподібних відносяться резервуари з гладким корпусом, який не має зламів. Такі резервуари споруджують об'ємом 5000...6000 м², розраховані на тиск до 0,075 МПа. Резервуари, корпус яких утворюється перетином декількох оболонок подвійної кривизни, називаються багатошатровими або багатоторовими. Резервуари цього типу споруджують об'ємом 5000...20000 м³, вони розраховані на тиск до 0,37 МПа.

Неметалеві резервуари це такі, у яких несучі конструкції виконані з неметалевих матеріалів. До неметалевих резервуарів, в основному, відносяться залізобетонні і резервуари з гумовотканинних, або синтетичних матеріалів .

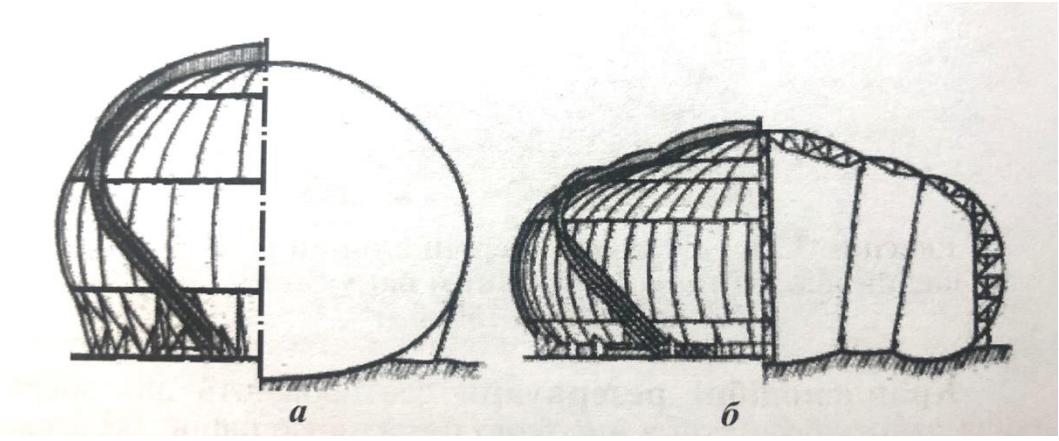


Рисунок 1.9 – Краплеподібні резервуари

а) гладкі б) багатоторові

Залізобетонні резервуари за видом нафтопродукту для зберігання, поділяються на резервуари для: мазуту, нафти, олив і світлих нафтопродуктів. Оскільки нафта і мазут практично не зумовлюють хімічної дії на бетон і спроможні через свої важкі фракції та смоли тампонувати (кальматувати) дрібнопористі матеріали, зменшуючи з часом їх просочуваність і проникність.

При їх зберіганні в залізобетонних резервуарах немає потреби спеціального захисту стінок, днищ і покрівель резервуарів. При зберіганні олив, щоб уникнути їх забруднення, внутрішні по верхні резервуарів захищають різними покриттями або облицьовуваннями. Те ж стосується і резервуарів для світ лих нафтопродуктів, які мають незначну в'язкість і легко фільтруються через бетон. Крім того, покриття в цьому ви падку мусить мати підвищену герметичність (газонепроникність), для зменшення втрат від випаровування. Залізобетонні резервуари, окрім заощадження металу, мають ще інші технологічні переваги. При зберіганні в них в’язкої нафти і нафтопродуктів, які підігріваються, повільніше відбувається їх охолодження за рахунок малих тепло втрат, а при зберіганні світлих нафтопродуктів зменшуються втрати від випаровування, оскільки резервуари при підземній установці менше зазнають сонячного опромінювання. Резервуари цього типу за формою в плані споруджують круглими (вертикальні і циліндричні) і прямокутними. Економні резервуари круглої форми, проте, резервуари прямокутної форми простіші у виготовленні [13].

1.2 Конструкція резервуару РВС -5000, його технічна характеристика

Конструкція вертикального сталевого резервуару об'ємом 5000 м3 до неї входять:

– конічне днище;

– стінка, що має циліндричну форму;

– конічний стаціонарний каркасний дах;

– гвинтові сходи;

– майданчик та його огорожу на даху;

– люки-лази та патрубки;

– технологічне обладнання

На рисунку 1.10 зображена схема основних елементів конструкції.

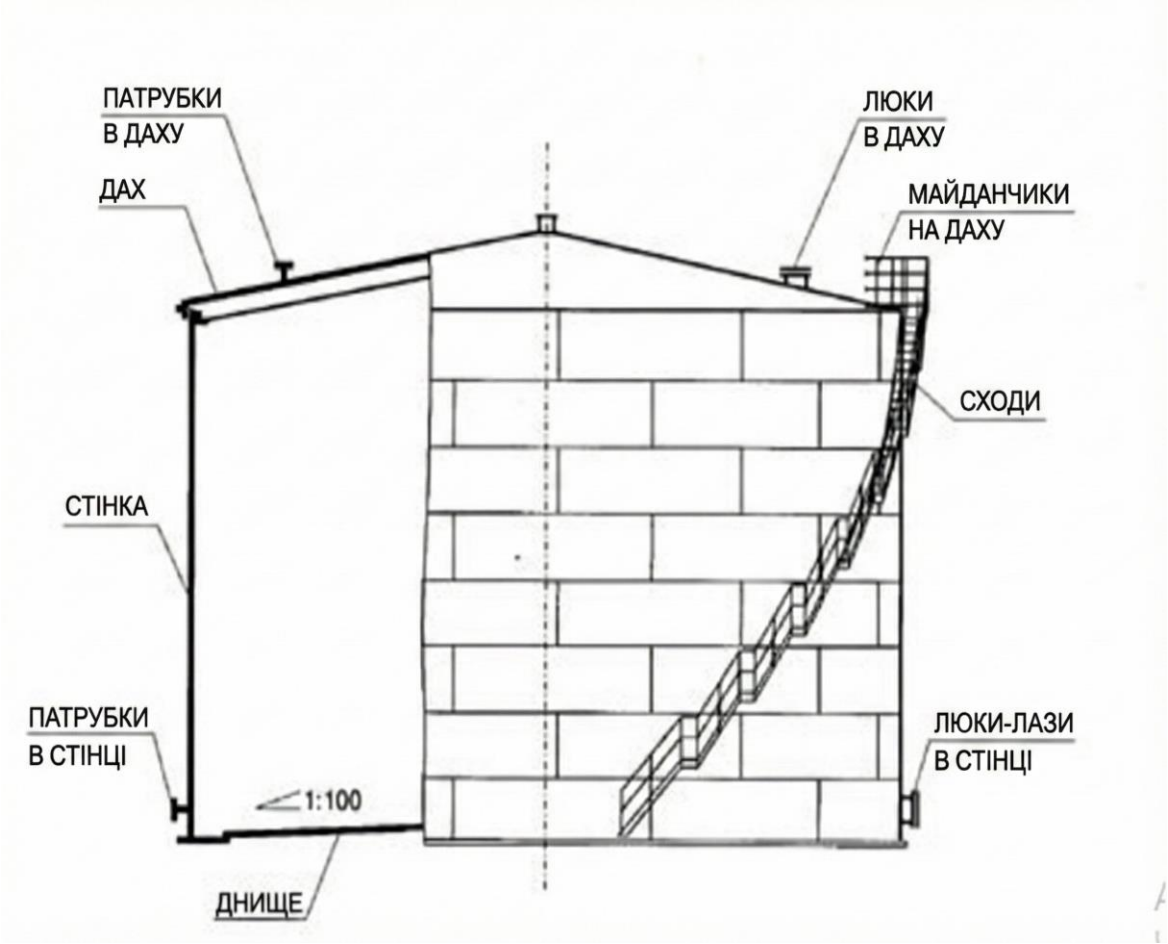


Рисунок 1.10 – Основні елементи конструкції РВС 5000 м^3

Днище резервуарів РВС-5000 має бути конічним, що має ухил. 0,01 від центру. Воно складається з околиць, які виконуються з вуглецевої сталі марки 09Г2С та центральної частини. Центральну частину днища виготовляють методом рулонування на резервуарних заводах металоконструкцій. Зі сталевих листів товщиною 5 мм, з урахуванням припуску на корозію, виготовляють полотнище (рис.1.13). Окрайки розташовуються за контуром центральної частини днища. Далі розглянемо конструкцію даху резервуару [2]

На рисунку 1.11 зображено конструкцію конічного днища з краями РВС 5000 м^3 .

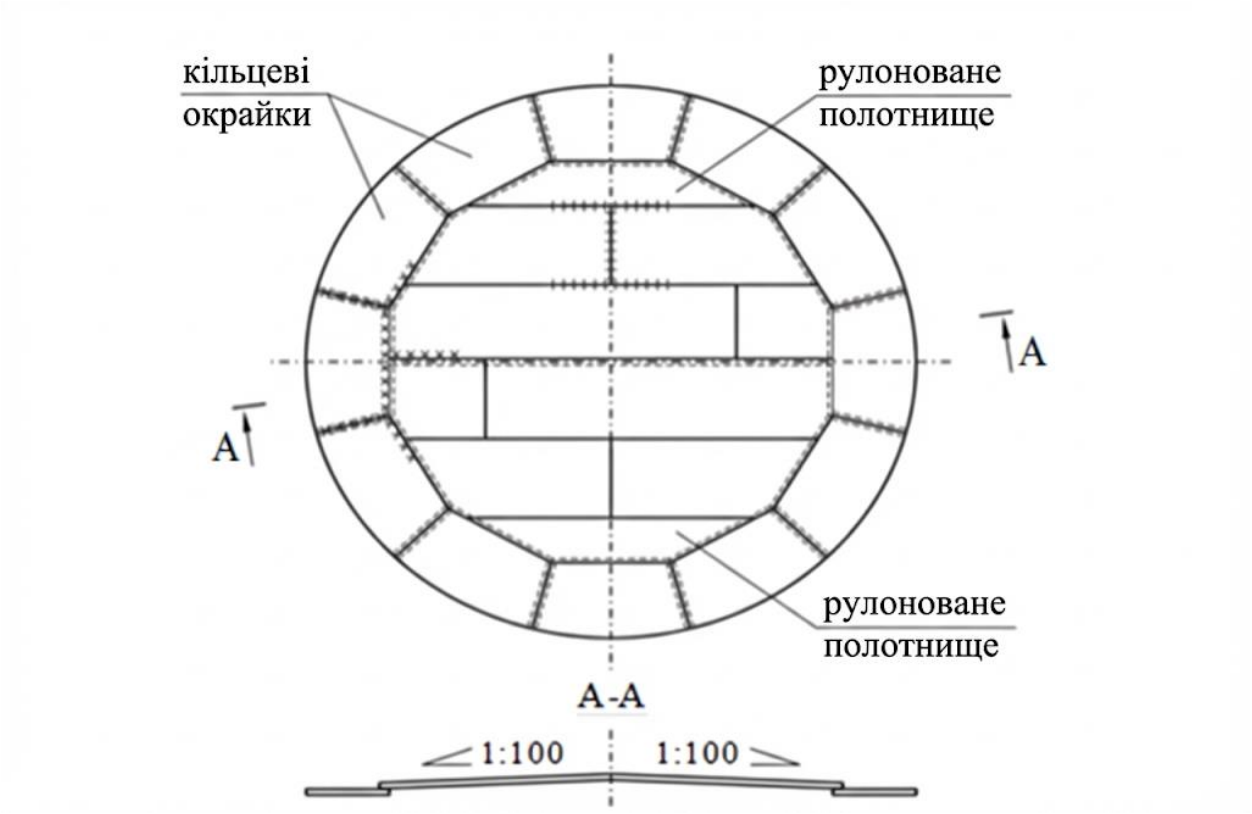


Рисунок 1.11 – Конструкція конічного днища з краями РВС 5000 м^3

Конічний каркасний дах РВС 5000 м^3 (рис.1.12) складається з: центрального щита, рулонованих полотнищ настилу, секторних каркасів та кільцевих елементів каркасу, що виготовляються на заводі. Монтаж секторних та кільцевих елементів каркасу резервуара виконується в міру розгортання рулону стіни. З'єднання каркасів між собою виконується кільцевими. елементами. Після цього на них укладаються полотнища настилу, які заздалегідь було розгорнуто поруч із днищем резервуара. Полотнища зварюються між собою і по периметру припаюються до вторинного кута стінки [2]

Конструювання каркасних дахів здійснюється в вибухозахищеному виконанні для того, щоб при перевищенні максимально допустимого тиску в резервуарі, наприклад, через нагрівання від пожежі поруч резервуара, що стоїть, або при вибуху, відбувався відрив зварного шва приварювання настилу резервуара до його стінки без руйнування самого резервуару та без відриву стінки

від днища. Дах у вибухозахищеному виконанні виконує роль аварійного клапана, який у критичний момент скидає внутрішнє тиск, зберігає конструкцію резервуара і що міститься у ньому продукт.

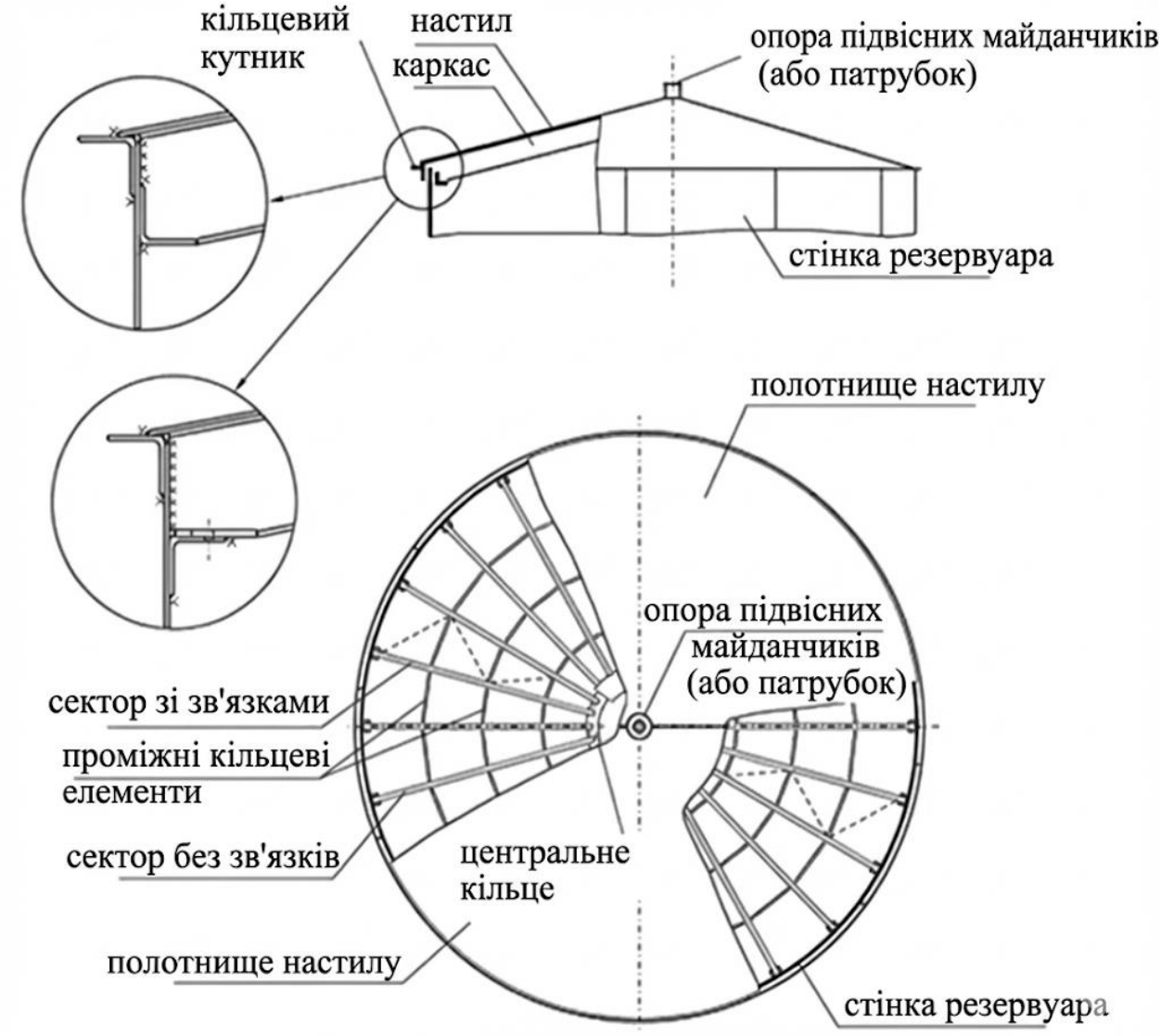


Рисунок 1.12 – Конструкція конічного каркасного даху РВС 5000 м^3

Стінку вертикального сталевого резервуару конструюють методом рулонування, вона являє собою замкнуту циліндричну оболонку. Полотнище стінки (рис 1.13) , що має прямокутну форму, зварюється з окремих листів, розміри яких 1,5×6 м. Вертикальні заводські стики листів виготовляються із розбіжкою. Розташовані в зоні початкової та кінцевої кромок, поздовжні шви мають недоварені ділянки, призначені для зварювання зубчастого монтажного

стику. Вся стінка резервуару по висоті поділяється на окремі зони, які називаються поясами. Пояси нумеруються, починаючи з днища. Ширина одного пояса дорівнює ширині листа, тобто. 1,5 м. Розглянемо сходи та майданчики, що встановлюються на вертикальні сталеві резервуари.

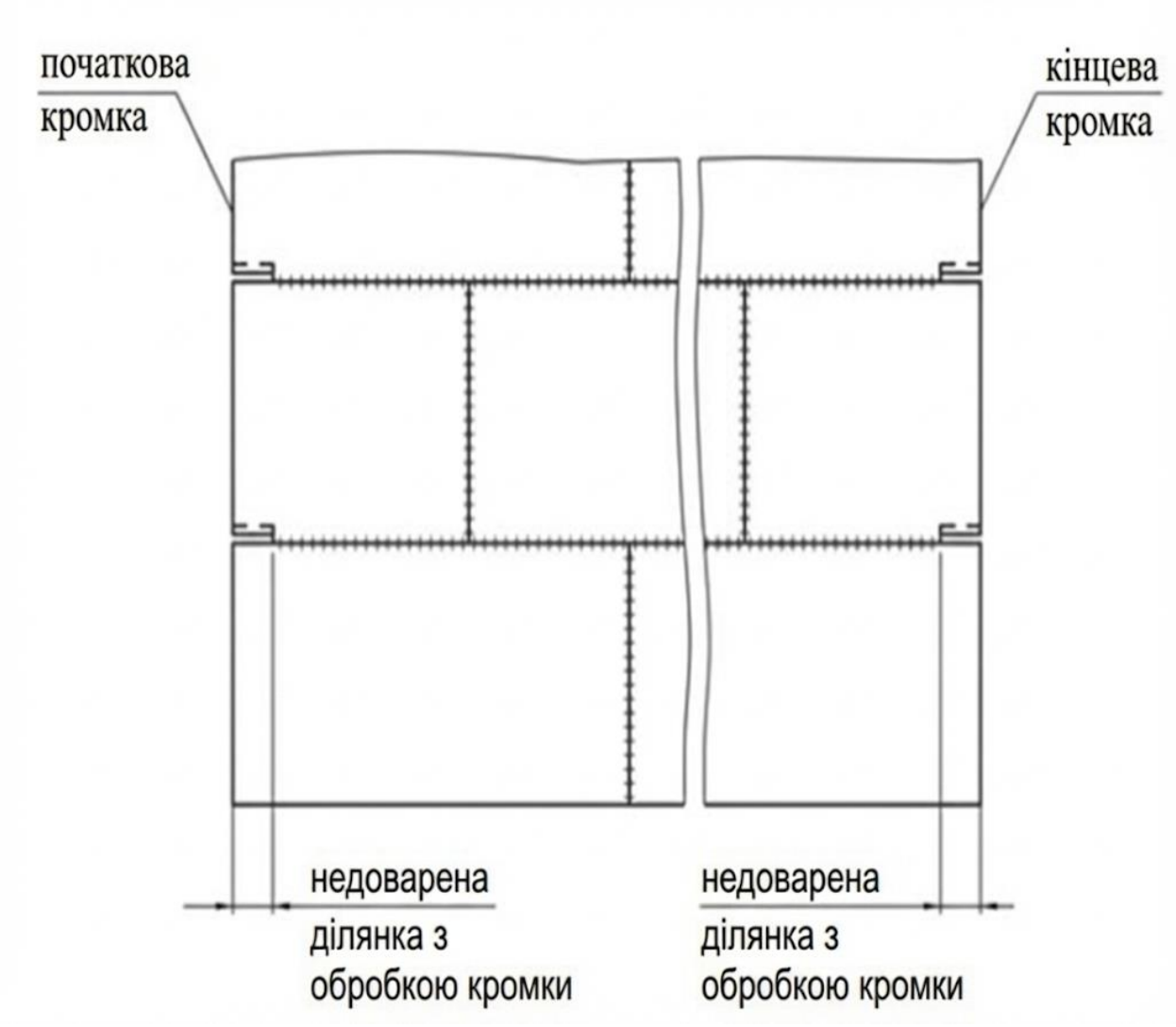


Рисунок 1.13 – Полотнище стінки РВС 5000 м^3

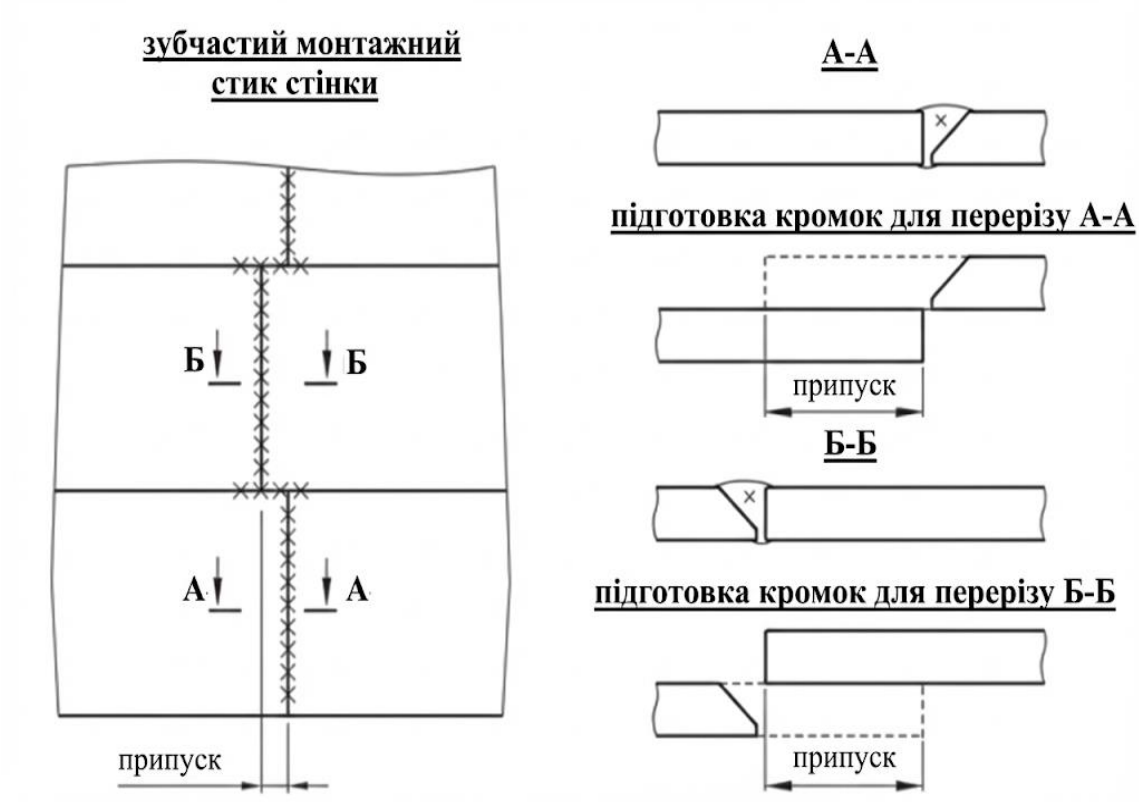


Рисунок 1.14 – Зубчастий монтажний стик та підготовка кромок для стінки РВС 5000 м^3

Резервуари зі стаціонарним дахом мають бути обладнані сходами (рис. 1.15), для підйому на резервуар, та круговим майданчиком на даху, яка забезпечує доступ до обладнання, розташованого по периметру даху резервуару. Сходи для підйому на круговий майданчик РВС можуть бути кільцевими, які розташовані вздовж стінки резервуару або окремо стоять шахтними [2]



Рисунок 1.15 – Шахтні сходи РВС

Мінімальна ширина маршу сходів, що встановлюються на РВС, має бути 700 мм. Сходи повинні витримувати зосереджене навантаження не менше 4,5 кН і встановлюватись під кутом не більше 50° до горизонтальної поверхні. Повинні передбачатися проміжні майданчики по всьому довжині сходів з відривом щонайменше 6 м друг від друга. Щаблі сходів виготовляють із решітчастого, рифленого або перфорованого металу. Мінімальна ширина ступеня 200 мм, а її висота не повинна перевищувати 250 мм. . Ухил сходинки до задньої грані повинен бути в межах від 2 до 5°. Поручні сходів повинні бути на висоті в 1 м і витримувати горизонтальне навантаження 0,9 кН

Шахтні сходи мають власний фундамент, до якого кріпиться анкерними болтами. Шахтні сходи кріпляться розпірками до стінки РВС верхню частину. Шахтні сходи можна використовувати як каркас для накручування рулонованих полотнищ стінки резервуара для полегшення транспортування до місця монтажу, але в такому разі сходи повинні мати кільцеві елементи, діаметр яких має бути не менше ніж 2,6 м. Як недоліки таких сходів можна відзначити такі пункти:

– будову окремого фундаменту;

– небажані концентрації напруг у стінці резервуару через кріплення сходів до стінки РВС декількома рядами радіальних розпірок

На відміну від шахтних сходів, кільцеві повністю спираються на стінку резервуара, а висота від нижнього маршу до землі має бути в межах від 100 до 250 мм. У випадку, коли зазор між сходами та стінкою резервуару перевищує 150 мм, то за ГОСТом 31385-2016 кільцеві сходи повинні мати огорожу як біля стінки резервуара, так і з зовнішнього боку. У процесі експлуатації кільцеві сходи не мають недоліків та відповідають загальним технічним умовам проектування резервуарів [2].

У таблиці 2.1 наведено технічну характеристику резервуара РВС 5000 $м^3$.

Таблиця 2.1 - Технічна характеристика резервуара РВС 5000 м^3

Параметр РВС	Одиниця виміру	Розмір параметра	
Габаритні розміри			
Номінальний об `єм	м^3	5000	
Висота стінки	мм	12000	15000
Внутрішній діаметр стінки	мм	22800	20920
Розрахункова висота наливу	мм	12000	1500
Щільність продукту	т/м^3	0,9	0,9
Стінка РВС			
Кількість поясів	шт	8	10
Товщина нижнього пояси	мм	10	12
Товщина верхнього пояси	мм	7	6
Дах РВС			
Товщина настилу	мм	5	5
Припуск на корозію	мм	1	1
Кількість балок	шт	32	32
Днище РВС			
Кількість околиць	шт	10	12
Толщина окрайок	мм	8	10
Толщина центральної частини.	мм	5	5

Продовження таблиці 2.1

Параметр РВС	Одиниця виміру	Розмір параметра	
Маса конструкцій			
Стінка	кг	54100	64420
Дах	кг	33947	26201
Площадки на даху	кг	3324	3051
Днище	кг	18975	17732
Драбина	кг	1190	1480
Люки і патрубки	кг	2297	2182
Комплектуючі конструкції	кг	1795	1702
Каркаси та упаковка	кг	7800	10800
Всього	кг	123428	127568

2 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Види діагностик резервуара.

На рисунку 2.1 зображено загальний вигляд резервуара РВС 5000 м^3

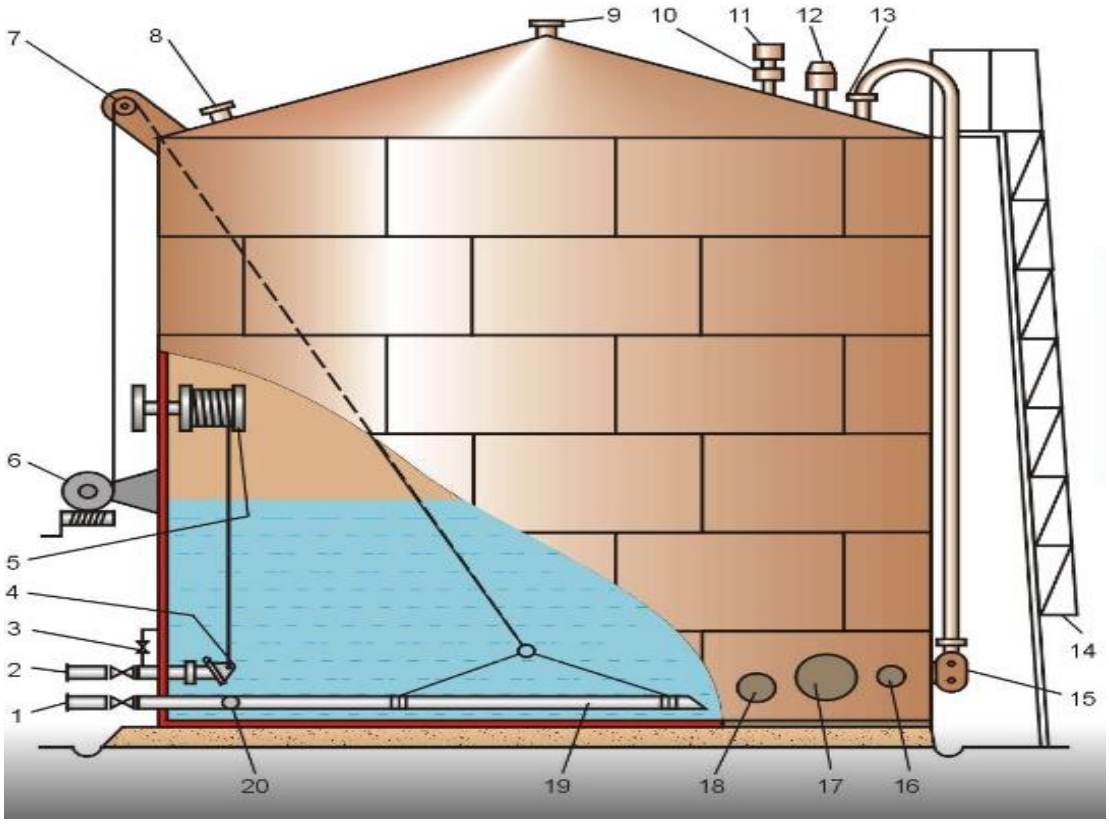


Рисунок 2.1 – Загальний вигляд резервуара РВС 5000

В процесі експлуатації резервуарів проводять повне (перед ремонтне) або часткове технічне діагностування. Часткове діагностування, яке проводиться без виведення резервуара з експлуатації, включає в себе технічне обстеження резервуару із зовнішнього боку, а повне обстеження проводиться з виведенням РВЗ з експлуатації, його спорожненням, зачисткою та дегазацією.

При частковому діагностуванні РВС проводять такі роботи:

– вивчають технічну документацію та аналізують наявну інформацію з експлуатації резервуару;

– оглядають конструкції резервуара із зовнішнього боку, за допомогою шаблонів, на всьому протязі заводських та монтажних швів, вимірюють геометричні параметри для виявлення зовнішніх дефектів;

– проводять акустико-емісійну діагностику стінки резервуару для виявлення місць концентрації напруг і потім перевіряють ці місця ультразвуковою дефектоскопією;

– вимірюють товщину кожного листа першого пояса стінки резервуара, 2 та 3 пояс по чотирьох утворюючих, а решта – по одній утворювальній стінці резервуара, що виступають краї днища та настилу покрівлі;

– проводять контроль ультразвуковою дефектоскопією всіх горизонтальних та вертикальних зварних швів, а також перехрестя зварних швів стінки, (крім двох поясів, які примикають до даху), зварного шва між днищем і стінкою, швів приварювання врізок та люків у нижні пояси резервуара;

– вимірюють геометричну форму стінки та нівелювання зовнішнього контуру днища резервуара;

– проводять контроль ультразвуковою газоурівнювальною дефектоскопією системи, компенсаторів та приймально-роздавальних патрубків;

Проведення повного технічного обстеження РВС здійснюється у два етапи. Перший етап проводиться при експлуатації резервуару та передбачає

проведення таких самих робіт, що й часткове діагностування РВС. Після виведення з експлуатації, зачистки та дегазації резервуару проводиться другий етап діагностування, на якому виконують наступні роботи:

– оглядають конструкції резервуара з внутрішньої сторони, допомогою шаблонів, на всьому протязі заводських та монтажних швів, вимірюють геометричні параметри з метою виявлення внутрішніх дефектів – проводять контроль ультразвуковою дефектоскопією всіх горизонтальних та вертикальних зварних швів стінки двох поясів, які примикають до покрівлі, зварних швів покрівлі та днища, швів приварювання врізок та люків у верхні пояси стінки та покрівлю резервуара;

– перевіряють рентгенографічним та (або) іншими методами дефектоскопії дефектні місця горизонтальних та вертикальних швів з внутрішньої та зовнішньої сторони стінки РВС, днища, даху, витонченості металу та корозійних дефектів, які були виявлені при дослідженні ультразвуковим контролем, перевірці товщинометрії та візуальному огляді – вимірюють товщину днища;

– контролюють герметичність всіх зварних з'єднань днища та стаціонарного даху резервуару;

– вимірюють геометричну форму стінки, проводять нівелювання поверхні днища, зовнішнього контуру, сходів, прийомо роздавальних патрубків та газоурівнювальної системи;

– проводять геодезичну зйомку обвалування;

– перевіряють стан основи та вимощення.

Для РВС, що експлуатуються терміном до 20 років, часткова діагностика проводиться 1 раз на 5 років, а перед ремонтне 1 раз на 10 років, а для резервуарів, термін експлуатації яких більше 20 років, часткове технічне діагностування проводиться 1 раз на 4 роки, а повне 1 раз на 8 років. Якщо по результатам часткового діагностування виявлено неприпустимі дефекти, то

проводять позачергове повне діагностування та резервуар виводять з експлуатації для проведення ремонту для РВС об'ємом 5000 м^3 перед ремонтне обстеження зі складанням дефектної відомості для ремонту, після його виведення з експлуатації складати не більше 11 робочих днів, а часткове діагностування з діагностикою зовнішньої сторони при повному обстеженні та видачею висновки про можливість експлуатації не менше 7 робочих днів. Ремонт вертикальних сталевих резервуарів виконується за умови виявлення дефектів, виявлених при його діагностуванні, а також природних або техногенних надзвичайних ситуацій. За результатами повного діагностування резервуару та розрахунками економічної доцільності вибирається метод проведення ремонту залежно від видів та геометричних характеристик дефектів. Ремонт буває: оглядовим (технічне обслуговування), поточним чи капітальним [2].

2.2 Огляд і технічне обслуговування РВС.

Обхід та огляд резервуару проводиться за графіком із записом у журналі оглядів та ремонту резервуара та відміткою про усунення недоліків. Графік розробляється відповідно до інструкцій, затверджених головним інженером філії підприємства. Обслуговуючий персонал, відповідно до посадових інструкцій, щодня проводить обхід та огляд резервуару. Щотижня, особа, відповідальна за експлуатацію резервуарних парків здійснює обхід та огляд. Керівництво наливної станції або нафтобази щомісяця здійснює обхід та огляд, а комісія виробничого контролю структурного підрозділу здійснює

обхід та огляд вибірково або щокварталу. Комісія виробничого контролю підприємства виконує огляд вибірково чи раз на рік. За результатами огляду комісією резервуарного парку складають акти відображенням у них виявлених недоліків . Огляд та технічне обслуговування РВС проводяться відповідно до карт технічного обслуговування [13].

2.3 Поточний ремонт резервуар.

У період між капітальними ремонтами для підтримки працездатного стану розташованих окремо резервуарів та резервуарних парків слід проводити поточний ремонт.

Поточним ремонтом резервуарів називаються роботи, що проводяться відновлення технічних та експлуатаційних характеристик із заміною окремого обладнання без зачистки резервуару. Поточний ремонт резервуарів здійснюється за рахунок коштів та сил наливних пунктів, перекачувальних станцій та нафтобаз. Поточний ремонт проводять без звільнення резервуара від продукту, що зберігається в ньому.

Поточний ремонт резервуару проводиться за результатами огляду резервуарних парків комісією виробничого контролю та відповідальними особами нафтобаз, наливних пунктів та філій підприємств.

Посадова особа (спеціаліст), на яку за посадовою положенню (інструкції) покладено функції з обслуговування та (або) змісту резервуару є відповідальним за організацію та здійснення поточного ремонту резервуару та обладнання, встановленого на резервуарі.

Поточний ремонт проводиться в плановому порядку, заздалегідь розробленого графіка, без зачистки резервуара.

При виконанні поточного ремонту ремонтують:

– покрівлю, верхні пояси стінки із застосуванням епоксидних чи інших клейових з'єднань;

– сифонні крани;

– вимощення;

– заземлення;

– інше обладнання, розташоване із зовнішнього боку резервуару, ремонт якого може бути виконаний без виведення резервуару з експлуатації.

Також роблять забарвлення, сальникове набивання засувок, заміну касет на вогневих запобіжниках та підтяжку болтів.

Складальні одиниці, залишковий ресурс яких не забезпечує безвідмовну роботу обладнання до наступного планового ремонту замінюють або відновлюють. Засоби вимірювань, які зазнали розкриття, розбирання та регулювання, перед введенням в експлуатацію повинні бути піддані калібрування[13].

2.4 Капітальний ремонт резервуара

Комплекс заходів, з виведенням з експлуатації та подальшої зачисткою, з проведення відновлення технічних та експлуатаційних характеристик із відновленням чи заміною елементів конструкції обладнання та резервуара називається капітальним ремонтом резервуара.

Ремонт резервуару проводиться для забезпечення його гарантованої безпечної експлуатації на період до наступного ремонту та відновити проектні показники його корисної ємності Ремонт резервуару проводиться на

на підставі результатів діагностики конструктивних елементів та розробленої проектно-кошторисної документації.

Виконання робіт з ремонту резервуару здійснюється на підставі робочого проекту, що виконується підрядною організацією.

Підрядна організація повинна мати:

- акредитацію на виконання робіт з капітального ремонту резервуарів, одержану в установленому порядку;
- сертифіковані, атестовані та повірені у встановленому порядок технічних засобів;
- нормативно-технічну документацію;
- атестованих та навчених спеціалістів з промислової безпеки.

Відповідно до СНиП12-01-2004 проект виконання робіт містить:

- пояснювальну записку, що включає основні відомості про об'єкт, умови здійснення монтажних робіт та характеристика району виконання робіт;
- графік виконання капітального ремонту резервуару;
- облаштування монтажного майданчика: місця для зберігання інвентарю

та обладнання; тимчасові будівлі;

- майданчики збирання металоконструкцій;
- проїзди для пожежних розрахунків; стоянки та схема рухи транспорту;
- місця встановлення засобів для гасіння пожежі;
- попереджувальні знаки комунікацій: ліній зв'язку, електропостачання, технологічних трубопроводів тощо;
- матеріальне постачання;
- постачання будівельної техніки, потреба у трудових та матеріальних ресурсів;

- терміни виконання робіт;
- енергозабезпечення, водо- та теплопостачання під час виробництва капітального ремонту;
- промислова безпека та охорона праці;
- охорона навколишнього середовища;
- контроль якості виконуваних робіт;
- організацію праці.

У проекті виконання робіт на спеціальні пристрої, використовуються під час виконання ремонту розробляються комплекти детальних креслень. Також розробляються операційні технологічні карти для зварювання різних елементів резервуарів та видів робіт, карти для поопераційного контролю за якістю робіт. Відхилення від проекту виконання робіт без погодження з організаціями, які розробили та затвердили проект виконання робіт не допускаються Наказом ОСТ та підрядною організацією:

– призначаються відповідальні за ведення виконавчої документації на кожному етапі робіт, безпечну підготовку та якісне виконання робіт з капітального ремонту резервуару, спеціаліст технічного нагляду та інші фахівці та керівники структурних підрозділів ПАТ «Укрнафта»;

– визначається режим та порядок робіт підрядної організації, відповідальність керівників підрядної організації та особи, несуть відповідальність за безпечне виконання робіт та проведення аналізів ГВП;

– визначається порядок дій у разі виникнення загрози робітнику персоналу.

Контроль за якістю виконуваних робіт та дотриманням проектних рішень при капітальному ремонті РВС покладається на головного інженера

ПАТ «Укрнафта» [9].

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.

3.1 Комплектація резервуара, види робіт при виконанні КР РВС.

При проведенні капітального ремонту резервуару виконуються наступні роботи:

– постачання місця проведення ремонтних робіт необхідним обладнанням та інструментами;

– звільнення від нафтопродукту, що зберігається;

– зачистка та дегазація резервуару;

– технічна діагностика з видачею висновку про стан резервуару;

– розробка та погодження проекту ремонту та виконання робіт;

– виконання ремонтних робіт (заміна конструкцій, усунення дефектів та геометрії конструкцій, зміцнення основи резервуару та тощо);

– гідравлічні випробування на герметичність та міцність;

– нанесення антикорозійних покриттів;

– складання та оформлення документації на проведення ремонту;

– введення в експлуатацію [5].

3.2 Вивід резервуара із експлуатації, зачистка, дегазація.

Перед виведенням резервуару з експлуатації проводиться розмив донних відкладень стаціонарно встановленою системою розмиву Діоген.

Тривалість розмиву донних відкладень залежить від висоти донних відкладень. При розмиві донних відкладень пристроєм «Діоген» проводяться

роботи:

– контроль рівня нафти та донних відкладень до початку розмиву;

– розмив донних відкладень не менше 10 год;

– відкачування нафти із зваженими відкладеннями до нижнього аварійного рівня;

– контроль рівня нафти та донних відкладень після розмиву [7].

Роботи виконуються за кілька циклів для забезпечення нормативного рівня донних відкладень Перед початком розмиву проводиться перевірка рівня нафти в резервуарі та при необхідності заповнення резервуару до рівня, що забезпечує безпечну роботу пристрою «Діоген». Після закриття засувок на ПРП пристрій «Діоген» включається до роботу та проводиться розмив відкладень.

Відкриття засувок і відкачування нафти з виваженими відкладеннями технологічний трубопровід проводити при працюючому пристрої «Діоген». У процесі відкачування нафти з резервуару пристрій «Діоген» необхідно вимкнути при досягненні мінімального рівня нафти безпечної роботи пристрою в резервуарі продовжити зачисним насосом до мінімального можливого технологічного рівня нафти. Через 2 години після закінчення відкачування нафти з резервуару проводиться замір рівня донних відкладень рулеткою з лотом, через вимірний та світлові люки резервуара.

У нашому випадку зачистку резервуару проводитиме підрядна організація. Проект виконання робіт із зачистки резервуару розробляє підрядну організацію.

Максимальні терміни для зачистки РВС-5000 у літній період (квітень - жовтень) становлять 25 днів, а в зимовий період (листопад-березень) – 30 днів Технологічний процес зачистки резервуару від донних відкладень включає наступні операції:

– відкачування залишків нафти з резервуару через сифонний кран або зачистну засувку;

– лабораторний контроль вмісту вуглеводнів у залишках нафти та донних відкладеннях в резервуарі, що зачищається;

– при необхідності дегазація із застосуванням природної та примусової вентиляції до зниження ГДК вуглеводнів нижче 300 мг/м^3

– відкачування води з нафтою з резервуару в додатковий резервуар, або у технологічний трубопровід із застосуванням сепараторів [7].

– попередня дегазація шляхом пропарювання чи вентиляції (природною або примусовою) резервуару;

– при необхідності демонтаж пристроїв розмиву донних відкладень «Діоген» з метою запобігання пошкодженню ущільнення під час подальшої зачистки резервуара, включаючи піскоструминну обробку внутрішньої поверхні металоконструкцій резервуару;

– зачистка закачка нафти в резервуар або технологічний трубопровід, та скидання води в систему промислової каналізації;

– вимір обсягу твердих донних відкладень;

– дозачистка резервуару скребками з іскробезпечного матеріалу;

– лабораторний контроль вмісту вуглеводнів у твердих донних – відкладення, що залишилися в резервуарі після миття та відкачування;

– промивання твердих донних відкладень, з вмістом вуглеводнів більше 15 %, за допомогою ТМС із застосуванням ПАР або органічних розчинників, з метою зниження вмісту в них вуглеводнів концентрації трохи більше 15 %. – видалення з резервуару твердих донних відкладень;

– зачистка каналізаційних колодязів резервуару від залишків нафтових забруднень, що утворилися в процесі експлуатації та при зачистці резервуару з оформлення акта;

– лабораторний контроль вмісту вуглеводнів у твердих донних відкладеннях після промивання та замір обсягів нафтошламу, підлягає утилізації зі складанням акта;

– вивезення та утилізація нафтошламів (при необхідності);

– контроль якості зачистки внутрішньої поверхні резервуару та перевірка концентрації парів вуглеводнів у резервуарі після зачистки.

Дегазація

Попередня дегазація резервуара здійснюється шляхом природної або примусової вентиляції до зниження концентрації парів вуглеводнів менше 2,1 г/м^3 усередині резервуару [7].

Для вертикальних сталевих резервуарів відкриття люків під час проведення дегазації слід проводити в наступній послідовності: три світлові

люки на даху з установкою газовідвідних труб, люк-лаз на першому поясі з установкою повітровода від вентилятора, всі інші люки на стіні та даху резервуара закриті.

При природній або примусовій вентиляції резервуара виміри концентрації парів вуглеводнів у автомобілі резервуарів виробляються не рідше одного разу на годину. Забороняється проводити розтин люків та дегазацію (примусову та природну) резервуару при швидкості вітру менше 1 м/с. Природне надходження повітря в резервуар та вихід з нього пари вуглеводнів не повинні призводити до перевищення концентрації парів вуглеводнів більше 2,1 г/м^3 в автомобілі резервуару. У разі перевищення концентрації, продуктивність подачі повітря має бути знижена шляхом часткового перекриття люка - лаза першому поясі. При примусової вентиляції припинити (зменшити) подачу повітря до зниження концентрації парів вуглеводнів у автомобілі зачищаємого резервуара менше 2,1 г/м^3. Результати вимірів концентрації парів вуглеводнів при природної або примусової вентиляції (аерації) заносяться в додаток до наряду-допуску[7].

3.3 Проведення ремонтних робіт.

На рисунку 3.1 представлено просідання конструкції фундаменту резервуару. Перед початком виконання ремонтних робіт повинні бути виконано підготовчі роботи:

– підготовлено територію в межах кордонів споруд;

– зведено тимчасові споруди;

– будмайданчик забезпечений тимчасовими інженерними комунікаціями – водопостачання, енергопостачання, зв'язку – та мережею тимчасових доріг

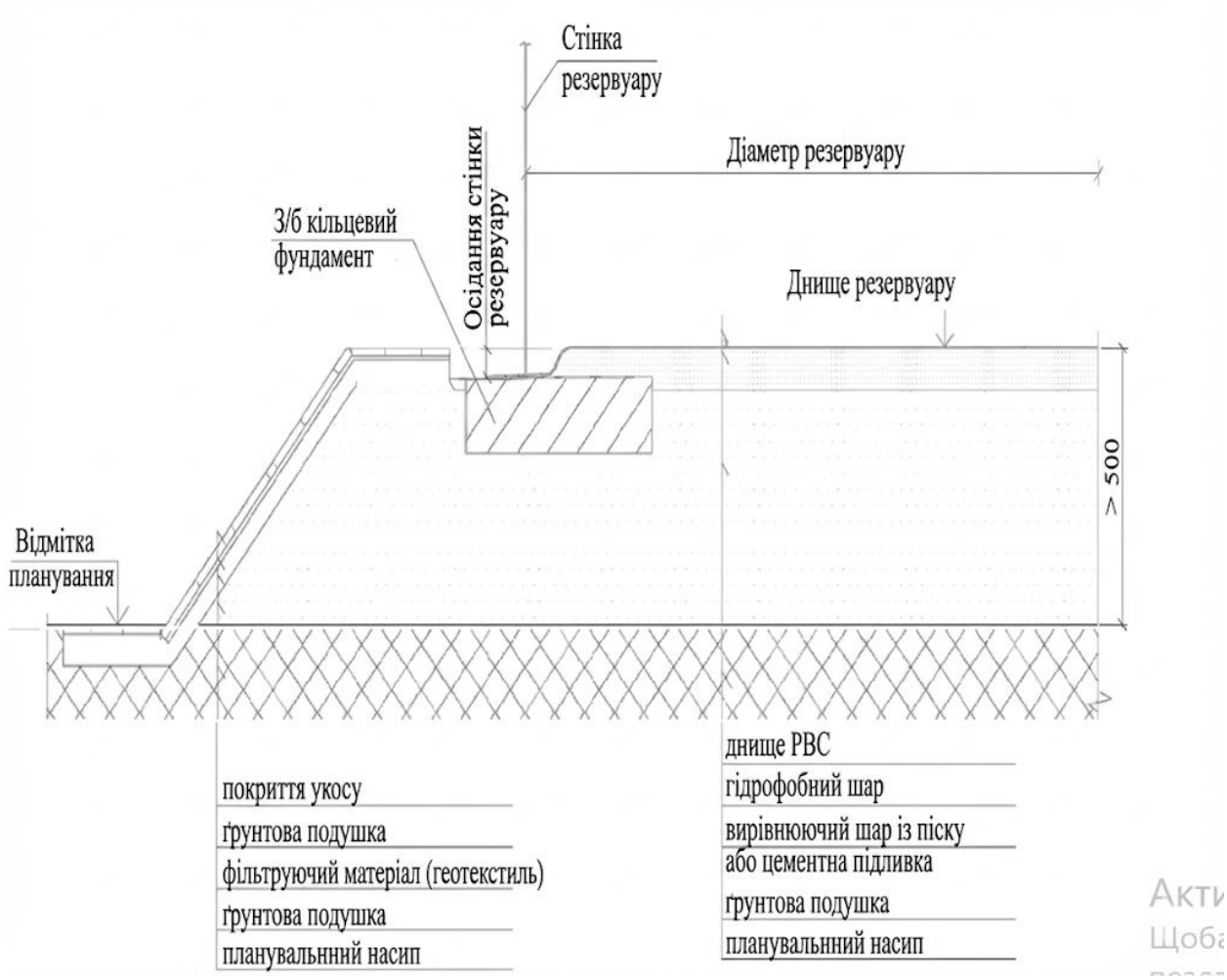


Рисунок 3.1 – Просідання конструкції фундаменту резервуар

Перед початком робіт виконавець повинен перевірити безпеку знаків, що закріплюють пункти геодезичної розбивної основи, провести геодезичну зйомку фактичних висотних позначок з/б кільцевого фундаменту або краю днища.

На окремих ділянках стінки резервуару на відстані 0,4 м від днища. приварюють через 2,5 - 6 м по периметру ребра жорсткості. Під ребра жорсткості встановлюють домкрати. Розпускають зварні з'єднання приварювання забарвлень до центральної частини днища та стінки резервуара.

Ділянку стінки піднімають вище просідання відповідно до проекту для забезпечення укладання бетонної суміші, компенсації просадних явищ та організації проектного ухилу днища.

Залишки розрізають на окремі ділянки і видаляють із резервуару.

Укладають бетонну суміш і гідрофобний шар у порожнину, що утворилася між стінкою і ж/б кільцевим фундаментом до проектної позначки основи. Під стінку підводять окрай днища з технологічною підкладкою. Листи краю зварюють між собою, підтискають до стінки і приварюють. Зварюють окрайки із центральною частиною днища. Стінку опускають на кільцевий фундамент, знімають домкрати і видаляють ребра жорсткості.

На рисунку 3.2 зображено схему фундаменту резервуара після усунення просідання.

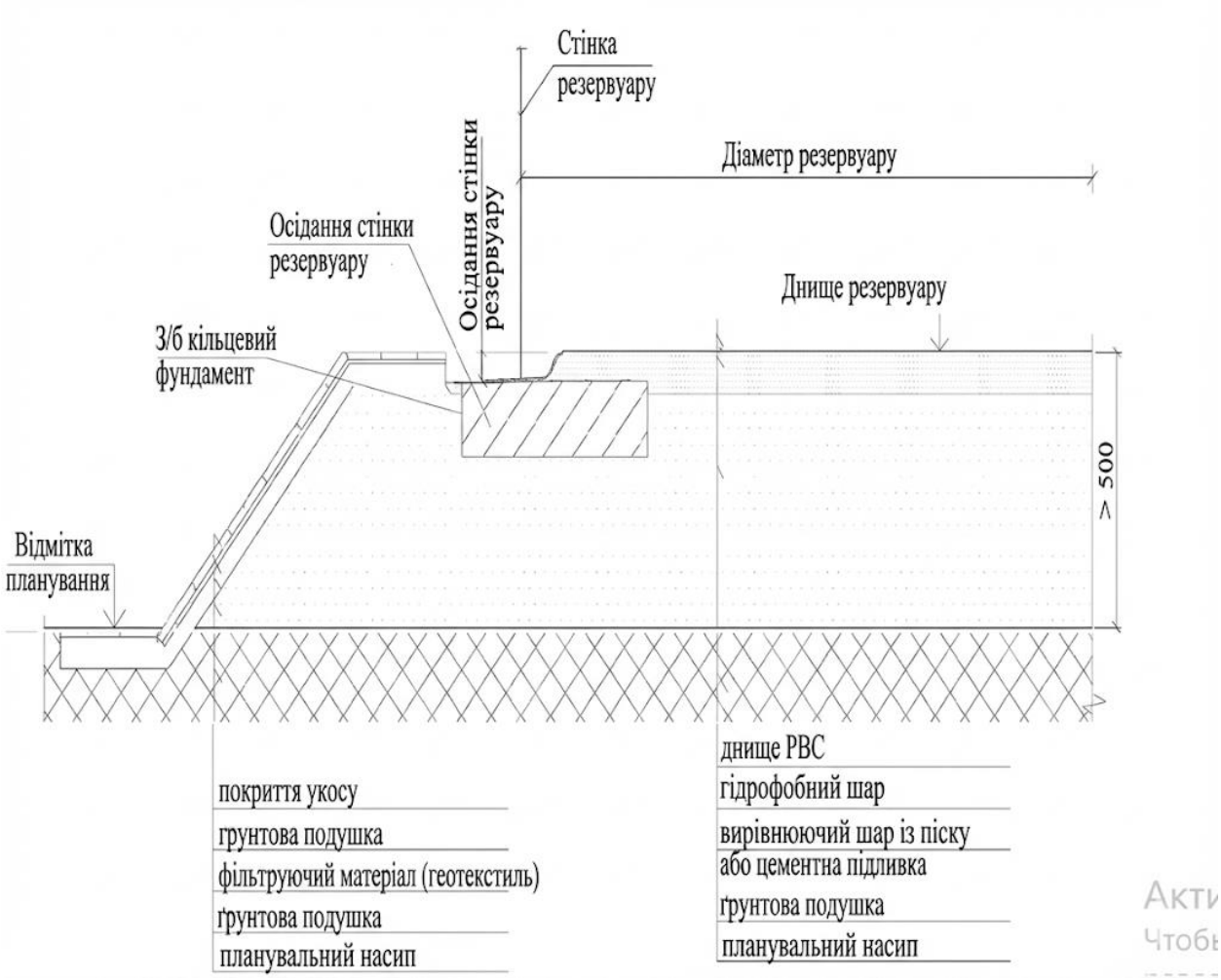


Рисунок 3.2 – Схема фундаменту резервуара після усунення просідання

Для проведення ремонту корозійних ділянок настилу даху виконаємо розмітку дефектної ділянки, при цьому врахуємо наступну механічну обробку

кромок (рисунок 3.3) лінії різу по настилу даху маємо не ближче 20 мм від несучих елементів каркаса.

Виконуємо вирізку дефектної ділянки настилу даху. Обробляємо кромки металу після вирізки. Встановлюємо накладку на настил даху дотриманням таких вимог:

– встановлена накладка має бути виконана з такої самої марки сталі, як і настил даху;

– накладка повинна мати таку ж товщину (або більше), як і настил[5]

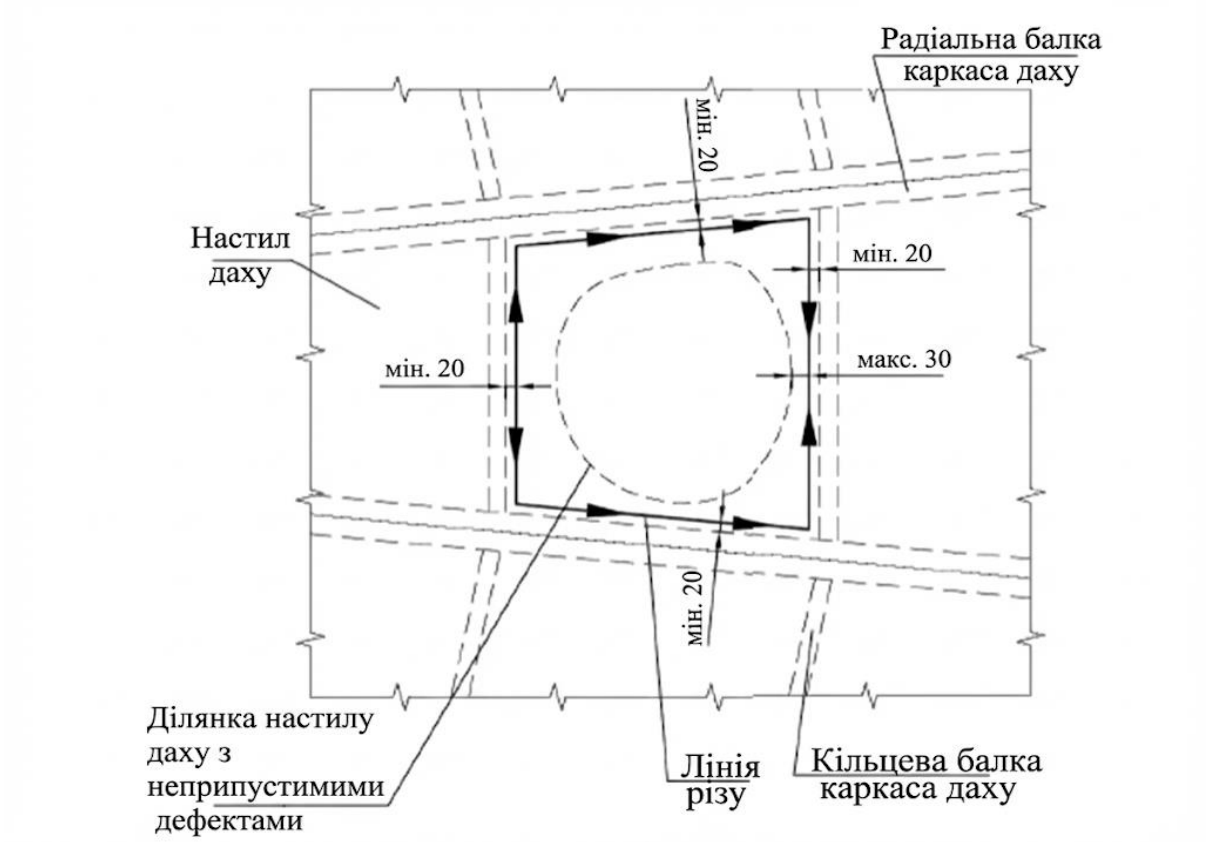


Рисунок 3.3 – Розмітка ліній різу в настилі даху

Складання накладки виконуємо за допомогою складальних пристроїв типу клин + скоба. Величина нахльосту накладки на конструкції даху має бути не менше 30 мм (рисунок 3.4). Встановлена накладка повинна забезпечувати герметичність ділянки даху, що ремонтується після зварювання. Накладка, що встановлюється в кутах листа сталі, повинна мати

заокруглення: тип зварних з'єднань – нахлестковий, 100 % - ний візуально-вимірювальний контроль та контроль проникаючими речовинами

Після виконання всіх робіт із заміни дефектної ділянки настилу дахи з неприпустимими дефектами необхідно демонтувати монтажну оснащення [9].

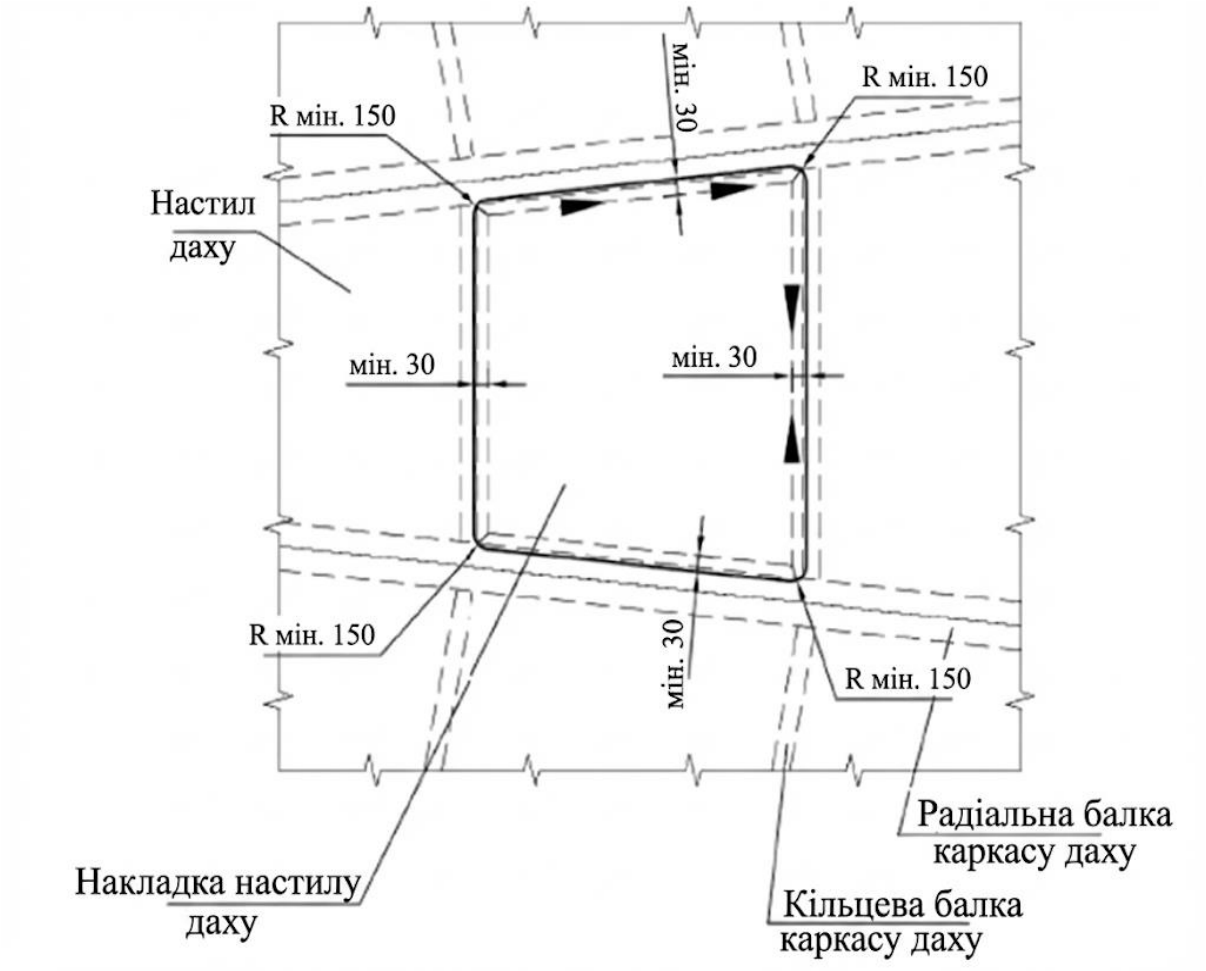


Рисунок 3.4 – Встановлення нової накладки на настилі даху

Ремонт вм'ятини в центральній частині днища резервуару проводити шляхом вирізки дефектної ділянки та вставки металевої накладки.

Проводимо розмітку межі дефектної вм'ятини та її вирізування (рисунки 3.5 та 3.6). Обробляємо кромки металу після вирізки.

Вирізану ділянку днища демонтуємо з резервуару за допомогою лебідки. У ложе, що утворилося, укладаємо гідрофобний шар до проектної позначки підстави та ущільнюємо трамбуванням.

Нова вставка має бути з такого ж матеріалу і такою ж товщиною як і днище резервуара. Величина нахльосту накладки має бути не менше 30-40 мм. Вставка має бути закруглена по кутах [9].

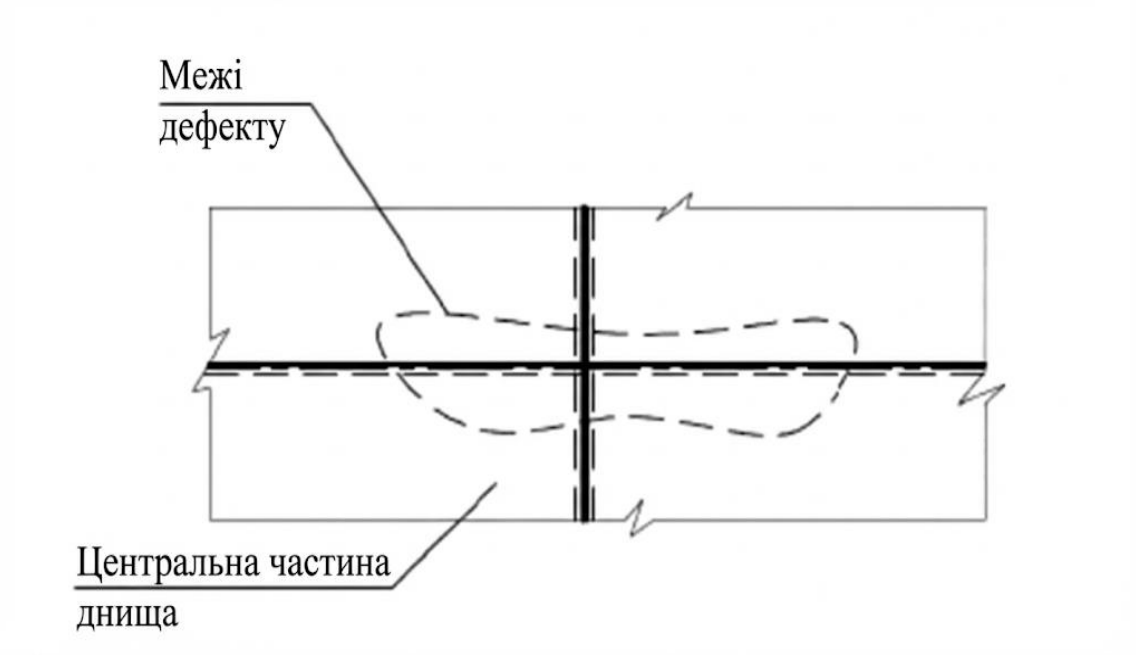


Рисунок 3.5 – Зона центральної частини днища з неприпустимим дефектом

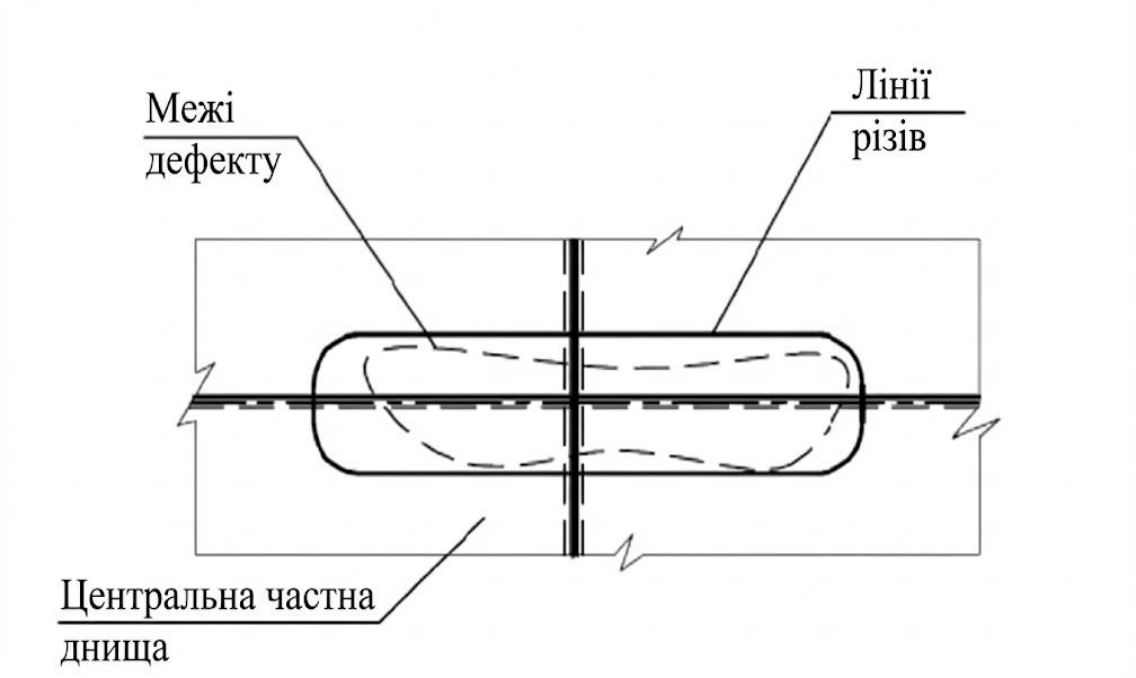


Рисунок 3.6 – Розмітка ліній вирізки дефектної ділянки днища резервуару

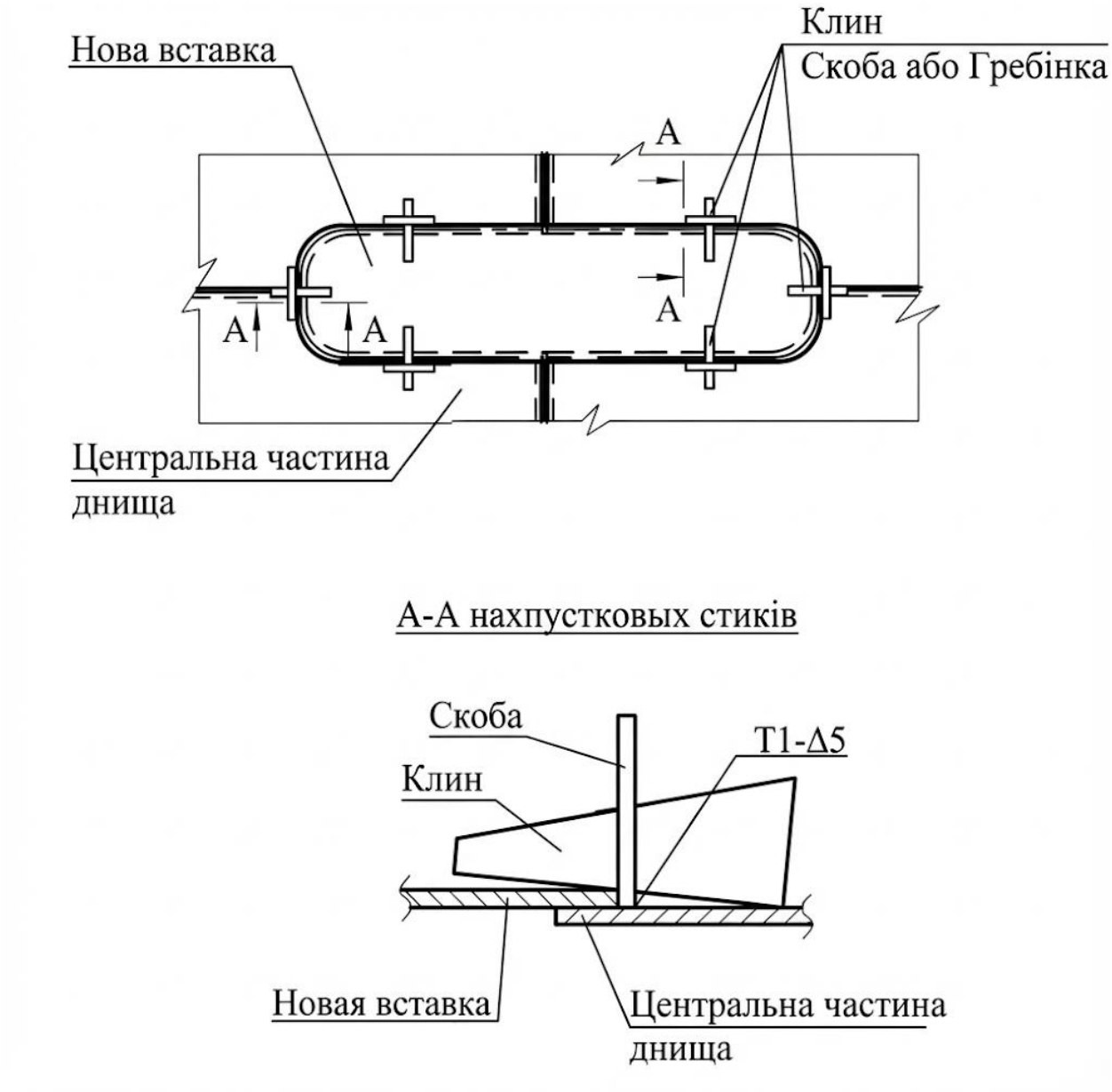


Рисунок 3.7 – Складання ремонтної вставки центральної частини днища

3.4 Обладнання для обслуговування та ремонту.

На рисунку 3.8 зображено люки-лази на резервуарах типів РВС. РВСП і РВСПК.

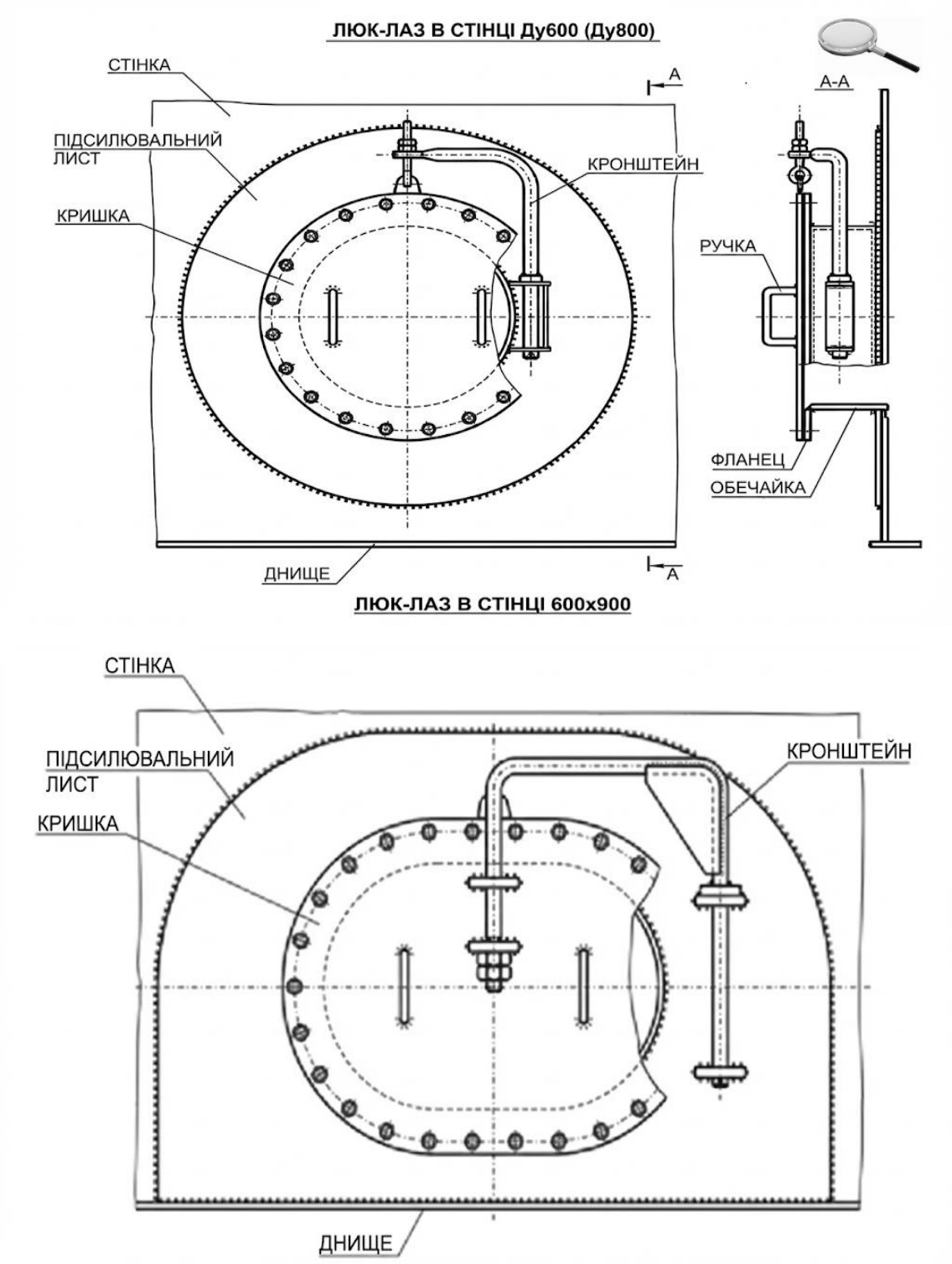


Рисунок 3.8 – Люки-лази на резервуарах типів РВС. РВСП і РВСПК

Люки-лази на резервуарах типів РВС. РВСП і РВСПК розміщуються в першому поясі і служать для проникнення робочих всередину резервуара. Крім того, через них в резервуар доставляється обладнання, яке потребує монтажу (протектори, деталі понтонів і т. Д.), І витягуються донні відкладення при ручному зачищенні. Люк-лаз в резервуарах типу РВСП врізаний також в 3-й пояс і служить для проникнення робочих на поверхню понтона.У резервуарах типу РГС люк-лаз знаходиться зверху. Люки-лази в стінці виконуються круглими діаметром 600 і 800 мм, або овальними розміром 600х900 мм. Всі люки повинні мати кронштейни для відкривання кришки [9].

На рисунку 3.9 зображено люк замірний.

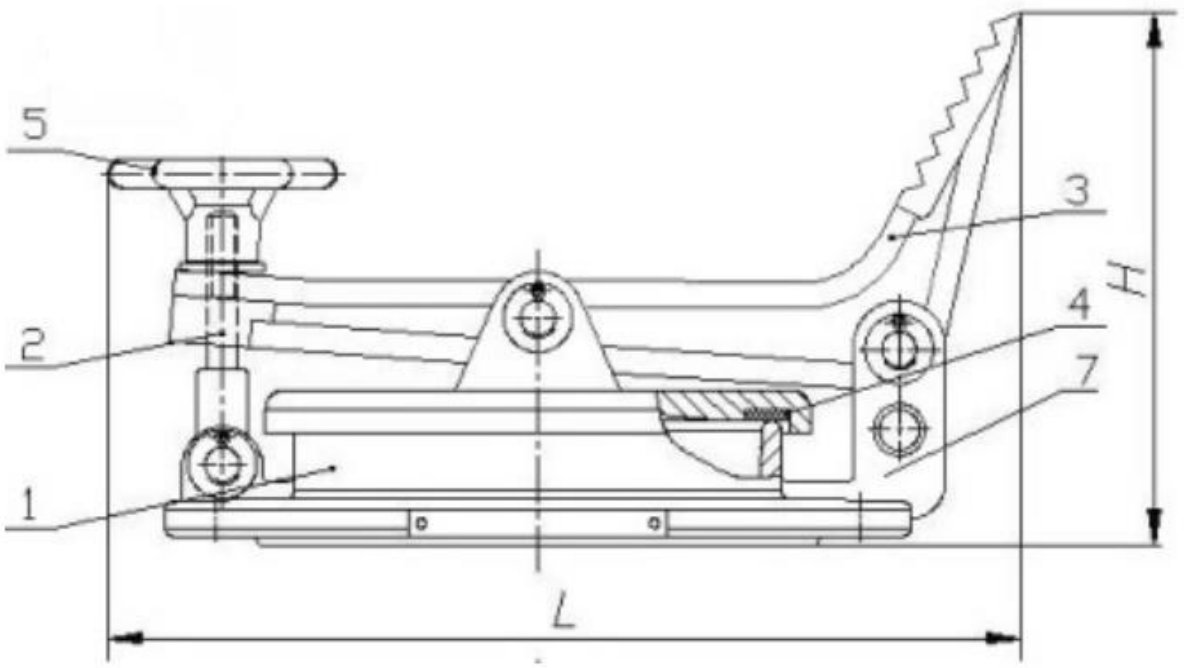


Рисунок 3.9 – Люк замірний

Люк замірний встановлюється на монтажний патрубок резервуара з нафтою і нафтопродуктами та забезпечують доступ до збереженого продукту з метою відбору проб або виміру рівня наливу в резервуарі. Люк замірний служить для ручного виміру рівня нафти і підтоварної води, а також для відбору проб пробоотборником.

Для установки люка на резервуарі рекомендується використовувати спеціальний патрубок замірного люка ПЗЛ, в конструкції якого передбачено відведення з фланцем для приєднання вентиляційної труби DN 50. Люк замірний складається з корпусу 1, кришки 2, педалі 3, прокладки гумової 4 і відкидного блоку з гайкою 5. Корпус люка замірного в нижній частині має

фланець, яким він кріпиться на резервуар через прокладку. У вушка корпусу

розташований важіль, на якому встановлена кришка 2 з гумовим ущільненням, що забезпечує герметичність люка замірного в закритому стані. Фіксація кришки в закритому положенні здійснюється гайкою відкидного болта [9].

На рисунку 3.10 зображено люк світловий.

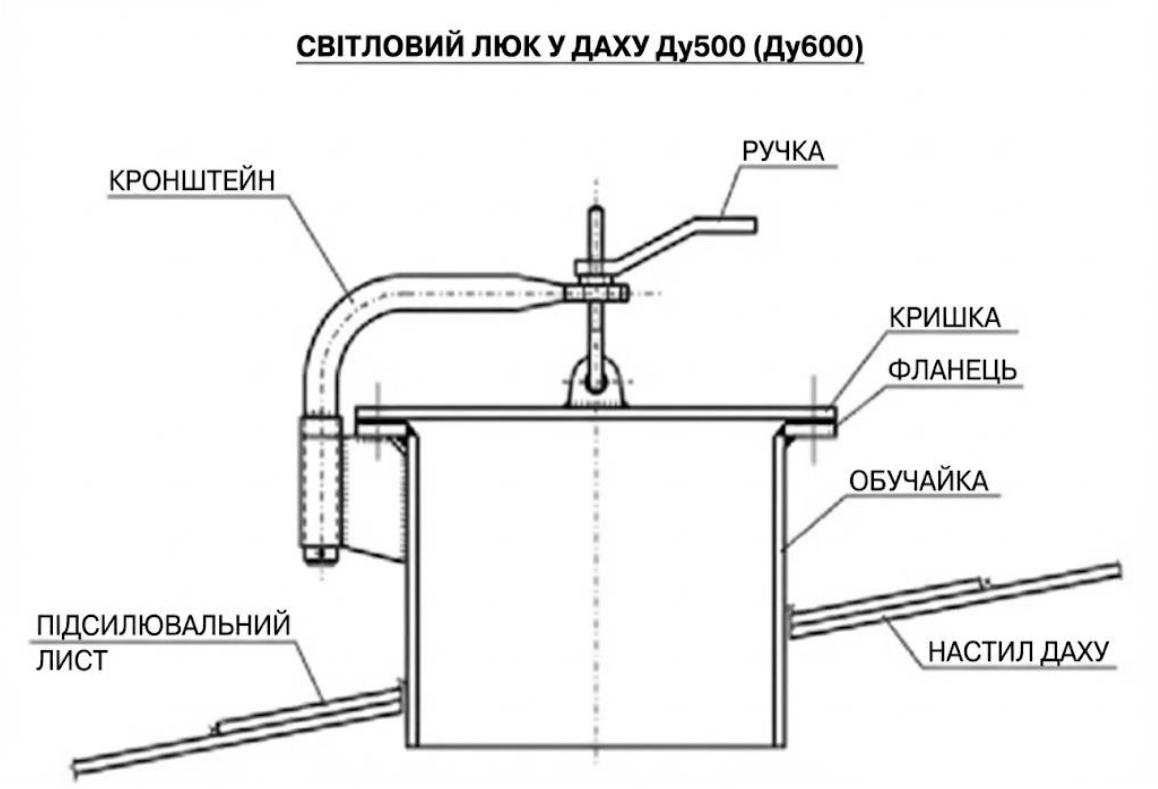


Рисунок 3.10 – Люк світловий

Люк світловий - встановлюється на даху резервуара над хлопушей, що монтується на приймально-раздаточном патрубку і призначений для забезпечення доступу сонячного світла всередину резервуара при провітрюванні,

дефектоскопії, ремонті і зачистці, а також для підйому кришки хлопавки при обриві робочого троса.

Світловий люк складається з патрубка 1, кришки 2, які стягуються через прокладку 3 болтами 5 з гайками 6, шайбами 7, і підсилює накладки 4, приварюється при монтажі люка на даху резервуара. Скоба 8 необхідна для кріплення запасного троса до хлопушки [5].

Придонний очисной люк (рис. 3.11) призначений для зручності виконання регламентних робіт по зачистці і видалення з резервуара різних відкладень і забруднень. Придонний люк встановлюється врівень з днищем резервуара на спеціальний фундамент для збору видаляються відкладень.

Проектування придонного люка проводиться відповідно до стандарту API 650.

Для широкого застосування у вітчизняній практиці рекомендуються люки двох розмірів: 600х600 і 600х900 мм.

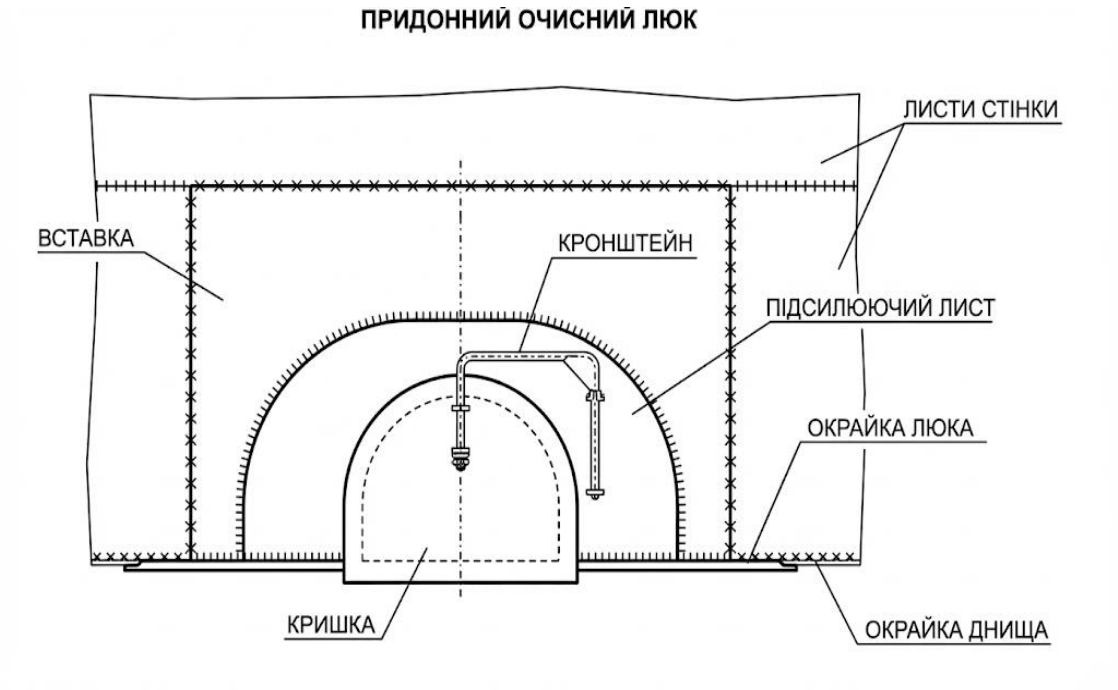


Рисунок 3.11 – Люк придонний очисний

Круглий зумпф зачистки (рис. 3.12) встановлюється на днище резервуара в спеціальному приямку і призначений для видалення води з резервуара.

У резервуарах з плоским або конічним днищем, мають ухил від центру, зумпф розташовується поруч зі стінкою (на відстані не менше 600 мм від стінки або від кільцевої окрайки).

У резервуарах з конічним днищем, мають ухил до центру, зумпф встановлюється в центрі днища. Габарити зумпфа залежать від діаметра дренажних труб.

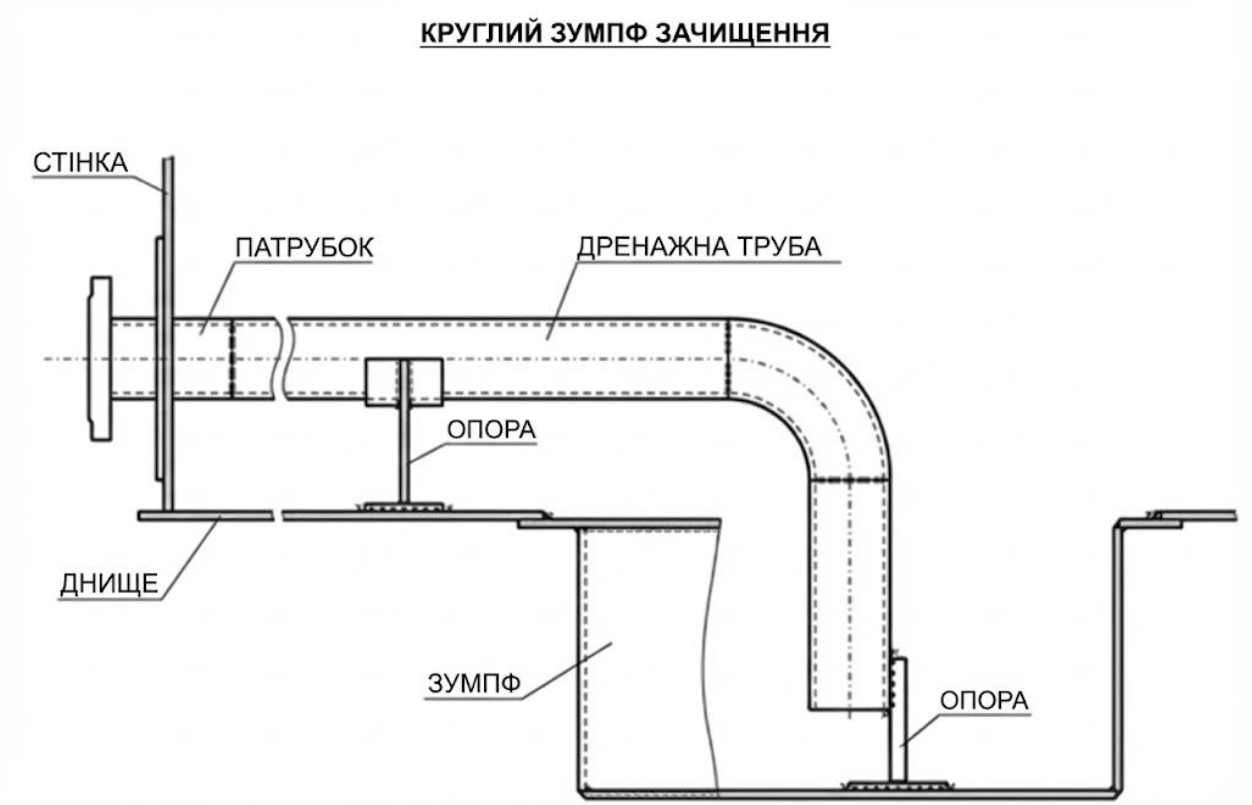


Рисунок 3.12 – Зумпф Круглий

Лотковий зумпф зачистки (рис 3.13) встановлюється на днище резервуара в приямку під стінкою резервуара і призначений для видалення підтоварної води, різних відкладень і забруднень [9].

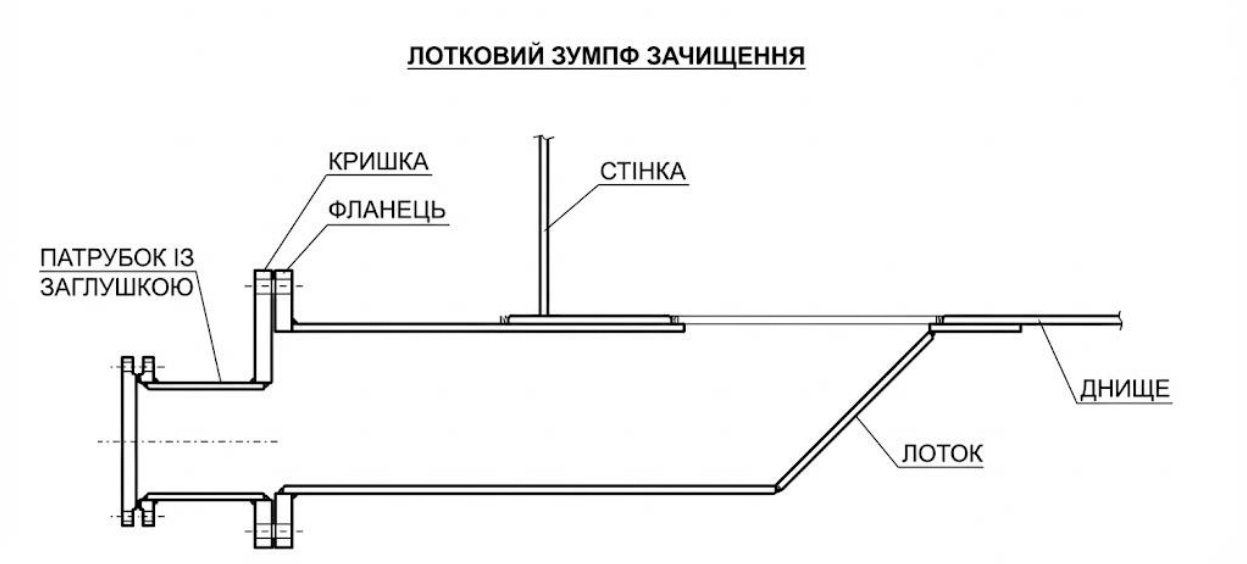


Рисунок 3.13 – Зумпф лотковий

3.5 Гідравлічні випробування на герметичність і міцність.

Гідравлічні випробування резервуара проводять після закінчення будівельно-монтажних робіт перед здаванням їх замовнику до виконання антикорозійного захисту і монтаж обладнання. Допускається проведення гідравлічних випробувань з антикорозійним покриттям, нанесеним на

внутрішні поверхні верхнього пояса стінки та стаціонарного даху. До початку гідравлічних випробувань резервуара повинні бути виконані такі вимоги:

– отримані висновки щодо контролю якості конструкцій резервуара;

– встановлена вимірювальна труба радарного рівнеміра;

– оформлений акт контролю якості змонтованих (зібраних) конструкцій резервуара відповідно до посібника з безпеки вертикальних циліндричних сталевих резервуарів для нафти та нафтопродуктів – оформлений акт готовності резервуару до проведення гідравлічних випробувань після проведення робіт з капітального ремонту відповідно до вимог ОР-91.200.00-КТН-042-11.

Гідравлічні випробування проводяться будівельно-монтажною організацією, яка виконувала роботи з капітального ремонту резервуару.

Гідравлічні випробування резервуара проводяться за індивідуальною програмою,яку розробляє проектна організація кожного резервуара у складі ППР.

Гідравлічні випробування слід проводити наливом води до верхньої проектної позначки резервуара та температурі навколишнього повітря не нижче 5°С. Нормативна витримка навантаження для РВС-5000 становить щонайменше 24 год. При витримці під навантаженням люки та патрубки на даху резервуару повинні бути відкриті на весь час проведення гідравлічних випробувань резервуару, включаючи операції наливу та зливу випробувальної рідини, винятком часу на проведення випробувань на міцність та стійкість та спрацьовування аварійних клапанів. про час проведення та після завершення гідравлічних випробувань резервуара повинні проводитися виміри граничних відхилень контуру стінки та днища.

Під час проведення робіт з гідравлічного випробування резервуару налив води здійснюється сходами по поясах з проміжками часу, які необхідні для

проведення контрольних оглядів. Надлишковий тиск приймається на 25 % більше за проектний випробуваннях на міцність та стійкість резервуара в тому випадку, якщо в проектної та робочої документації відсутні інші вказівки, а

вакуумметричне приймається більшим на 50%. Тривалість навантаження – 30 хвилин. У цей час люки та патрубки на даху резервуару закриті. Створенням відносного розрідження всередині резервуару перевіряється стійкість корпусу при рівні затоки водою 1,5 м розрідження в резервуарі має створюватися зливом води при герметичному закриті люки на даху.

При проведенні гідравлічних випробувань резервуар випробовують на тиск Ра, при якому має статися спрацювання аварійного клапана. Стаціонарний дах РВС-5000 випробовують на надлишковий тиск при заповненому водою резервуарі до позначки на 10 % нижче за проектну в відповідно до програми випробувань. Тиск створюється подачею води в резервуар при всіх герметично закритих люках на даху резервуару витримкою під створеним навантаженням протягом 30 хв. Якщо протягом 24 годин на поверхню стінки та по краях днища не з'являється течі, не знижується рівень води, а відхилення форми та розмірів основи,

фундаменту. У кошторисі при розробці робочої документації має бути враховано підключення рівнеміру за тимчасовою схемою на період проведення випробувань [4].

3.6 Ремонт резервуарів за допомогою бандажів.

У попередніх розділах були розглянуті різні види і методи ремонту резервуарів. Останнім часом акцентують увагу на розробці технології загальних видів ремонту, таких як повна заміна стаціонарної покрівлі, заміна верхніх і нижніх поясів стінки резервуара, встановлення нового днища з застосуванням рулонних заготовок. Такі види ремонту дають змогу вирішити проблему збільшення терміну експлуатації резервуарів, знизити експлуатаційні витрати.

Одним із загальних видів ремонту можна вважати відновлення несучої здатності (посилення) нижніх поясів стінки резервуара, що піддаються корозії, — найвідповідальнішого елемента корпусу.

В Україні розроблялись різні способи підсилення поясів резервуарів. Так, у МІБІ запропонували робити це шляхом намотування на стінку надміцного дроту з напругою. В інституті електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України розроблено спосіб підсилення приварюванням до стінки резервуара сталевих листів із рулонних заготовок на висоту, що дорівнює висоті поясу.

Загальним недоліком перелічених способів, окрім складної технології, є необхідність виконання великого обсягу підготовчих робіт, демонтаж технологічних трубопроводів, обладнання додаткової відмостки та ін.

Більш раціональним і енергозберігаючим слід вважати метод бандажування, запропонований вченими Придніпровської технічної академії будівництва і архітектури (м. Дніпропетровськ), що у вигляді рекомендацій увійшов до складу Правил технічної експлуатації резервуарів і інструкцій з їх ремонту[13].Підсилення резервуарів, що знаходяться в експлуатації, бандажами проводиться з метою відновлення несучої здатності нижніх поясів стінки.

Згідно з Рекомендаціями резервуар, якому необхідно зміцнювати стінки сталевими бандажними стрічками, повинен задовольняти таким основним вимогам:

- корозійне зношення нижніх поясів стінки не повинно перевищувати 25% від проектної товщини металу;
- відхилення геометричних розмірів, форми і твірних стінки резервуара від вертикалі не повинні перевищувати значень, вказаних у Правилах [13]
- на стінці, у місцях встановлення бандажів, не повинно бути вм'ятин і опуклостей, які перевищують допустимі величини, вказані в Правилах[13]

Рекомендації передбачають заходи щодо зміцнення кільцевими бандажами нижніх поясів сталевих вертикальних циліндричних резервуарів для нафти і нафтопродуктів місткістю 1000-5000 м³, що експлуатуються в помірних кліматичних умовах (до -40 °С), з метою відновлення їх несучої здатності і експлуатаційних характеристик, підвищення надійності і продовження терміну служби.

Відновлення несучої здатності резервуара кільцевими бандажами проводиться за індивідуальним проектом згідно з висновками про його технічний стан, актами оглядів і вимірювань, а також технічною документацією.

Конструкція бандажного зміцнення складається із ряду бандажних кілець (бандажів). Кожне кільце зроблене із окремої сталевої стрічки, кінцеві ділянки якої мають форму петлі. При кріпленні у петлі пропускаються пальці, що з'єднуються болтами та гайками. Товщину стрічок рекомендується приймати у межах 3-6 мм, ширину — 36-250 мм.

Затягування сталевих стрічок проводиться після встановлення бандажного кільця у проектне положення. Кількість стяжних стиків по периметру кільцевого бандажа призначається, виходячи із умови рівномірного натягу стрічки, і дорівнює:

- для резервуарів об'ємом до 2000 м³ — 3 шт.;
- для резервуарів об'ємом від 3000 до 5000 м³ — 4 шт.

Для зміцнення будь-якого поясу стінки резервуара встановлюються декілька бандажних кілець, їх кількість визначається шляхом розрахунку на міцність. Схема конструкції зміцнення у вигляді кільцевих бандажів показана на рис. 3.14.

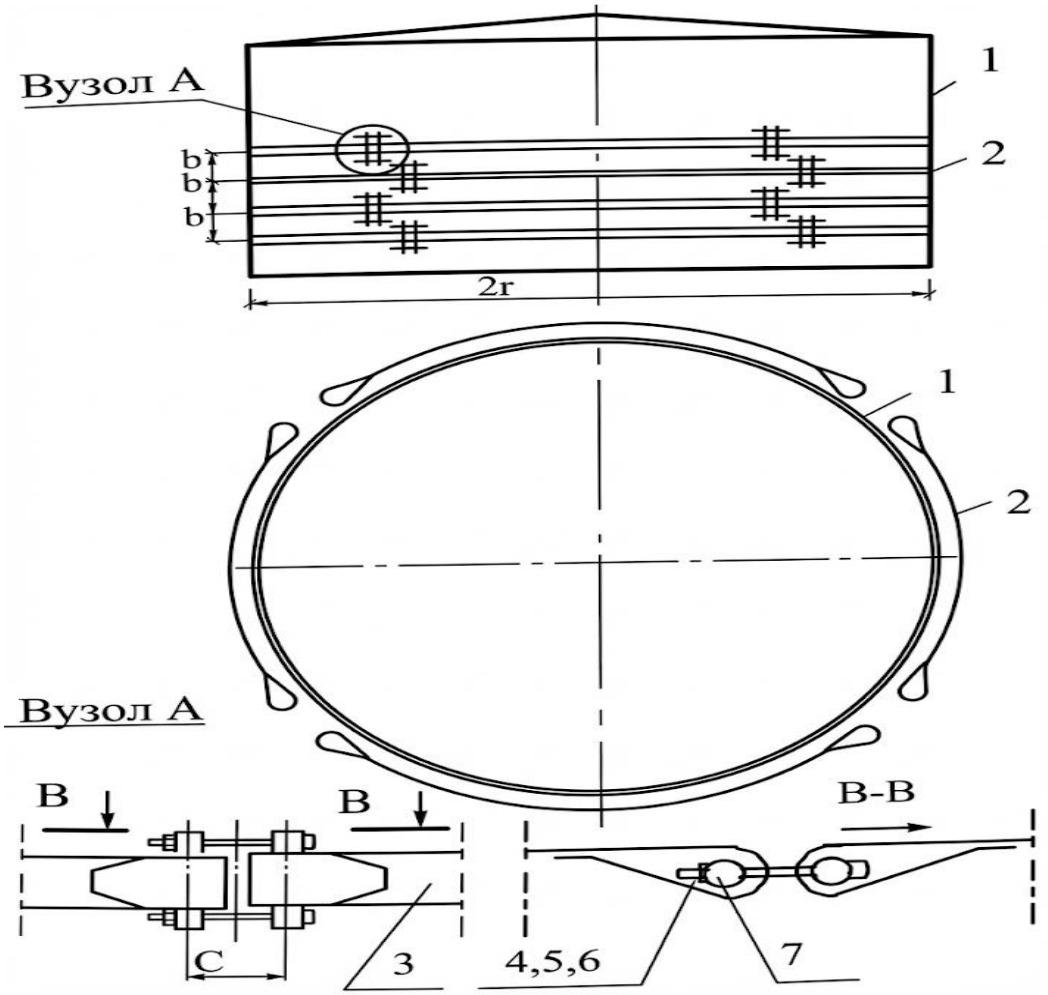


Рисунок 3.14 – Схема зміцнення корпусу резервуара бандажами і вузол А стику бандажів

1 — корпус резервуара; 2 — бандажне кріплення; 3 — сталева стрічка; 4 — болт; 5 — гайка; 6 — шайба; 7 — палець.

За необхідності зміцнення нижнього поясу у місцях розташування технологічних вводів і врізів трубопроводів, а також люків-лазів застосовуються стяжні стики з подовженими болтами і пальцями. За відсутності внутрішнього тиску в робочому об'ємі резервуара стрічки бандажного поясу, затягнуті болтовими з'єднаннями, стискають стінку резервуара. Зусилля затягування бандажних поясів визначається стійкістю стінки резервуара і міцністю матеріалу стрічок.

При заповненні резервуара нафтопродуктом навантаження сприймається спільно стінкою і бандажними кільцями, в результаті цього кільцеві розтягуючі напруги у стінці резервуара від експлуатаційних навантажень зменшуються, а його загальна несуча здатність збільшується.

Устаткування зміцнення складається із окремих елементів і є збірно-розбірним. Це дає змогу в процесі експлуатації проводити контроль і корегувати зусилля натягу, проводити періодичні огляди стінки резервуара, технічні обстеження і дефектоскопію.

При встановленні бандажів на поверхню стінки резервуара можуть бути використані різні схеми монтажу. У будь-якому випадку стяжні стики сусідніх (за висотою) бандажів повинні впорядковуватися з розбігом в 1,5-2,0 м. У місцях розташування з'єднувальних стиків кільцевих бандажів за необхідності встановлюються інвентарні, будівельні або струнні риштування. Натяг болтів в автовишках або підвісних колисок. Натяг болтів в з'єднувальних вузлах бандажів здійснюється залежно від того, враховуються чи не враховуються зусилля попереднього напруження бандажів при розрахунку на міцність циліндричної стінки резервуара. Натяг з'єднувальних вузлів бандажів забезпечує їх щільне прилягання до поверхні стінки резервуара. Зазори між сталевими стрічками бандажів і поверхнею циліндричних стінок не повинні перевищувати 3-5 мм, і довжина таких зазорів повинна бути не більшою 0,3-0,5 метрів.

Контроль натягу болтів у стяжних вузлах проводиться за допомогою тарованих динамометричних ключів.

Після завершення робіт з монтажу кільцевих бандажів вузли кріплення покриваються антикорозійним покриттям. Антикорозійні покриття повинні бути стійкими до атмосферної корозії і теплостійкими. В якості захисного покриття рекомендується використовувати лакофарбове покриття ПФ-5135, яке наноситься на грунтовку Ф1-08 або ЄФ-065 з герметизацією зазорів герметиком У-30М.

Перед нанесенням покриття поверхня очищається від бруду, окалини, іржі, бризків металу, фарби, а також інших сторонніх речовин і знежирюється спеціальними розчинниками.

Технологічний процес виконання операцій полягає в наступному.

На суху знежирену поверхню перед антикорозійним покриттям наносять два шари грунтовки з інтервалом витримки не менше 4 годин (при сухій погоді і температурі повітря від +8 °С до +25 °С). Антикорозійне покриття на заґрунтовану поверхню наносять у два-три шари з інтервалом 24 години. Після встановлення стрічок-бандажів на стінку резервуара проводять герметизацію місць неповного прилягання. Герметик рекомендується наносити при температурі +18 °С. Життєздатність герметика У-30 при +22 °С знаходиться у межах 2 годин.

Нанесення герметика здійснюється вручну пензлями. Для цього рекомендують готувати композицію У-30М:

- герметизуюча паста У-30 — 100 в.ч.
- вулканізуюча паста №9 — 5-9 в.ч.
- ДФГ — 8.1-8.8 в.ч.

Розчинник являє собою суміш ацетону і етилацетилу у співвідношенні 1:1-20-50 в.ч.

Фарбування зовнішньої поверхні проводять одночасно з фарбуванням усієї зовнішньої поверхні резервуара.

Після встановлення бандажів зміцнення, затягування болтів на проектне зусилля і нанесення антикорозійного покриття проводять огляд і гідравлічні випробування. Після завершення випробувань складають акт про введення резервуара в експлуатацію. У акті вказують граничний рівень наповнення зміцненого резервуара[13].

3.7 Прийом резервуара в експлуатацію після капітального ремонту

Приймання резервуару в експлуатацію після проведення капітального ремонту, виконується після закінчення всіх будівельно-монтажних робіт, передбачених проектною документацією, гідравлічного випробування та первинної перевірки.

Приймання резервуарів в експлуатацію після виконаного КР резервуару здійснюється робочою та приймальною комісіями, призначеними керівником ОСТ. Підготовка технічної документації для зазначених комісій та організація роботи комісій покладаються на відділ капітального будівництва ОСТ. Після оформлення акта робочої комісії служба експлуатації має оформити акт приймання-передачі резервуару від відділу капітального будівництва служби експлуатації та готовності його для заповнення нафтою. Заповнення резервуару нафтою/нафтопродуктами та його в технологічному режимі НПС протягом 72год. проводиться у межах параметрів, встановлених технологічною картою, затвердженої замовником. Після комплексного випробування роботи резервуара в технологічному режимі експлуатації НПС службою експлуатації складається акт комплексного випробування та введення резервуару в експлуатацію [1].

4 Напружено – деформований стан РВС без бандажів і з бандажами при впливі температур.

4.1 Алгоритм розрахунку конструкції резервуару

4.1.1 Алгоритм аналітичного розрахунку конструкції резервуару

При роботі резервуару на його внутрішню поверхню та днище буде діяти тиск, величина якого залежить від висоти стовпа нафти (висоти наливу).

За такої умови роботи резервуар можна розглядати як тонкостінну оболонку. Проте, при її розрахунку є деякі особливості, навіть незважаючи на те, що резервуар складається із поясів різної товщини. Найбільш навантаженою є найнижчий пояс, хоча товщина його є найбільшою порівняно із іншими, про те його з'єднання із днищем буде сприяти виникненню значних напружень.

Зазвичай аналітичний розрахунок резервуара складається із визначення радіальних та колових напружень і порівняння їх величин із допустимими значеннями для межі текучості матеріалу, з якого виготовлено резервуар.

Розрахунок на міцність проводиться формулами для розрахунку тонкостінних циліндричних оболонок[12].

*На рисунку 4.1 н*аведено розрахункову схему.

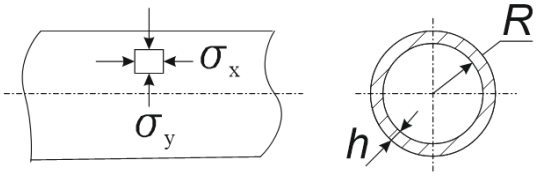


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема

Радіальні нормальні напруження, що виникають в стінці циліндра визначаються за формулою:

$$\sigma_x = \frac{p \cdot R}{2h}$$

де p – тиск, Па.

R – радіус середньої поверхні в поперечному січенні оболонки, м;

h – товщина оболонки, м

$$\sigma_x = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 11}{2 \cdot 0{,}012} = 46 МПа$$

Колові напруження.

$$\sigma_y = \frac{p \cdot R}{h} = \sigma_{\max}$$

$$\sigma y = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 11}{0{,}012} = 91 МПа$$

Переміщення по нормалі від поверхні (від осі циліндра):

$$\omega = \frac{p \cdot R^2}{E \cdot h}\left(1 - \frac{\mu}{2}\right)$$

$$\omega = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 11^2}{2{,}1 \cdot 10^{11} \cdot 0.012}\left(1 - \frac{0{,}24}{2}\right) = 0{,}0042 м = 4{,}2 мм$$

де Е – модуль Юнга,

μ – коефіцієнт Пуассона.

4.1.2 Алгоритм розрахунку конструкції резервуару за допомогою імітаційного моделювання

Для дослідження конструкції резервуару за допомогою імітаційного моделювання розроблено тривимірну модель (рис. 4.2).

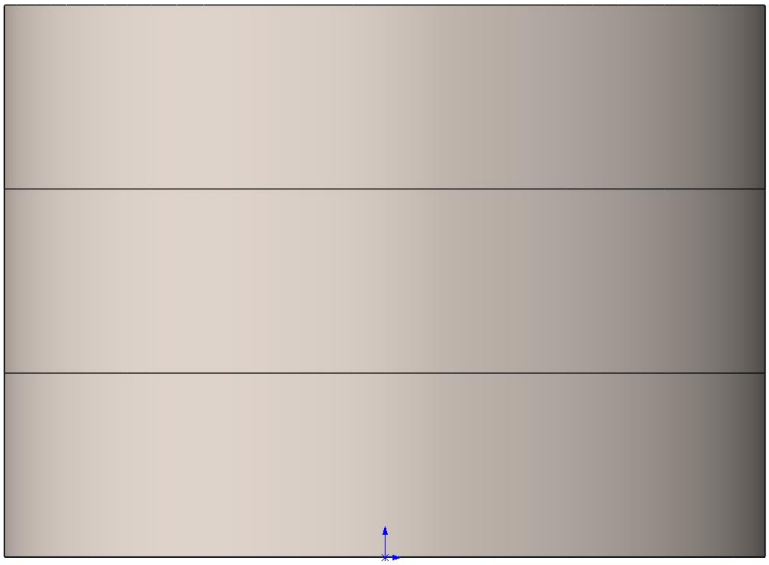


Рисунок 4.2 – Тривимірна модель конструкції резервуару

Модель конструкції резервуару складається із трьох поясів та днища. Для кожного з цих елементів задано різні товщини: для днища та першого (знизу) поясу – 12 мм, для другого поясу – 10 мм; для третього поясу – 8 мм.

Особливість при дослідженні цього резервуару є те, що тиск від дії нафти буде розподілятись по стінках нерівномірно – на верхньому поясі – мінімальний, а на нижньому та днищі – максимальний. Тому при дослідженні цю особливість необхідно враховувати.

Оскільки при дослідженні використовується програма SolidWorks Simulation, то наведемо особливості задання нерівномірного розподілу тиску по внутрішній поверхні резервуару.

На рисунку 4.3 показано створену систему координат, яка в подальшому дозволяє задавати нерівномірний розподіл тиску по внутрішній поверхні резервуару.

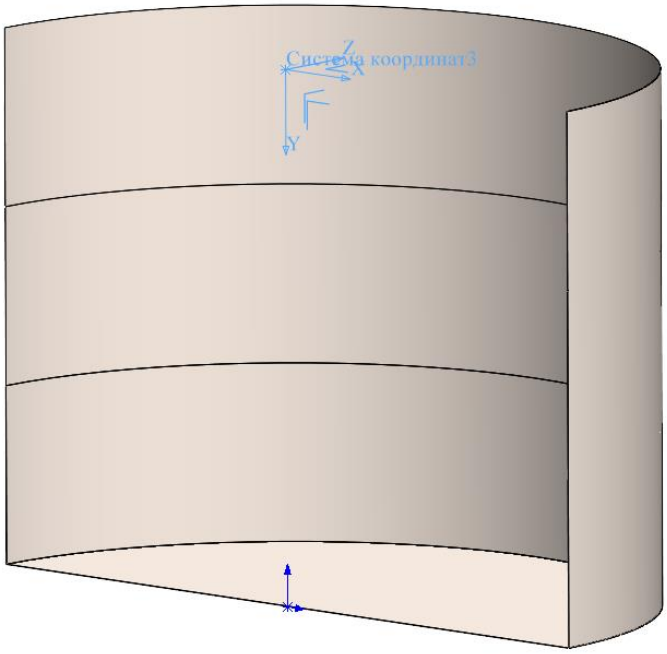


Рисунок 4.3 – Резервуар із створеною системою координат для задання нерівномірного розподілу тиску

На рисунку 4.4 проілюстровано прикладання тиску і його нерівномірний розподіл.

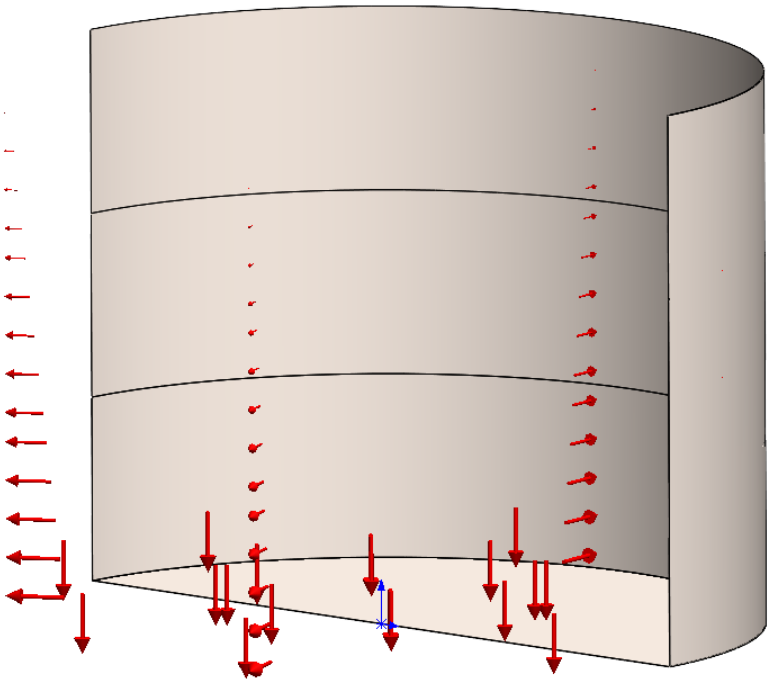


Рисунок 4.4 – Розподіл прикладеного тиску до внутрішньої поверхні резервуару

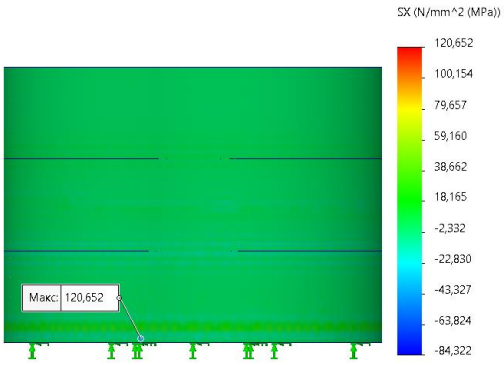
Під час аналізу отриманих результатів імітаційного моделювання необхідно розглядати їх вивід у циліндричній системі координат.

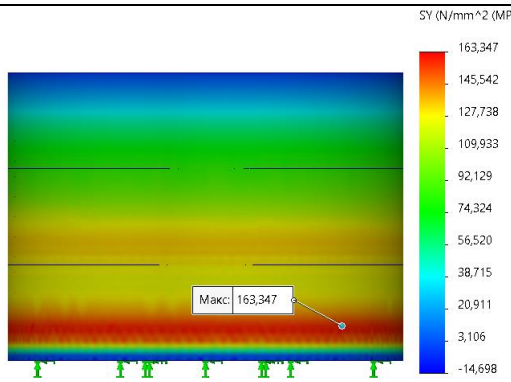
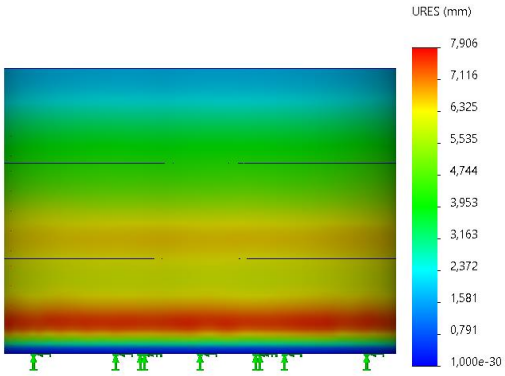
4.2 Напружено – деформований стан стінки, днища без бандажів і з бандажами при впливі температур.

Під час дослідження необхідно верифікувати результати аналітичного розрахунку та імітаційного моделювання. Оскільки у нас є результати аналітичного розрахунку вертикального резервуару без врахування температури, то спочатку проведемо аналогічно імітаційне моделювання при таких же граничних умовах.

Для зручності порівняння результатів аналітичного розрахунку та імітаційного моделювання зведемо їх у спільну таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Порівняння результатів аналітичного розрахунку та імітаційного моделювання

Параметр	Simulation	Аналітичний розрахунок
Радіальні напруження		$\sigma_x = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 11}{2 \cdot 0{,}012} = 46 МПа$

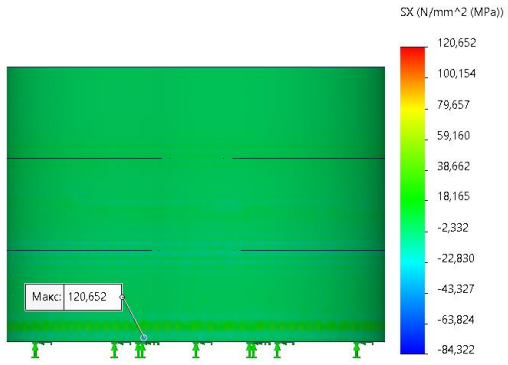
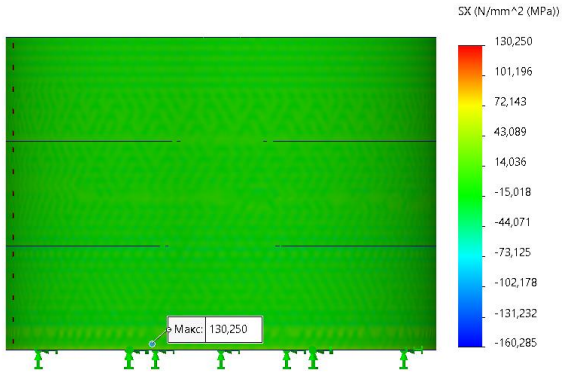
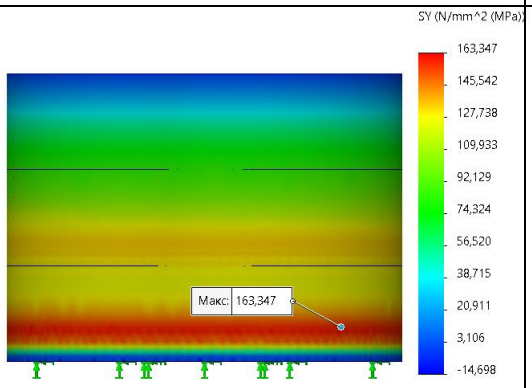
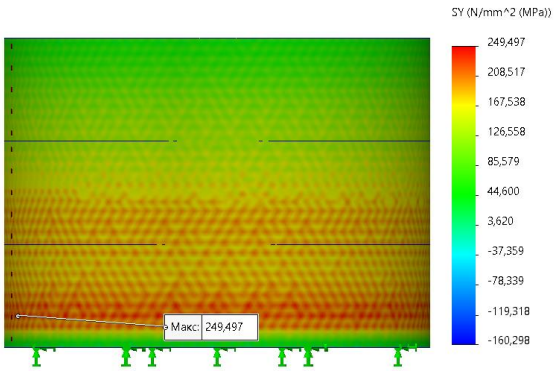
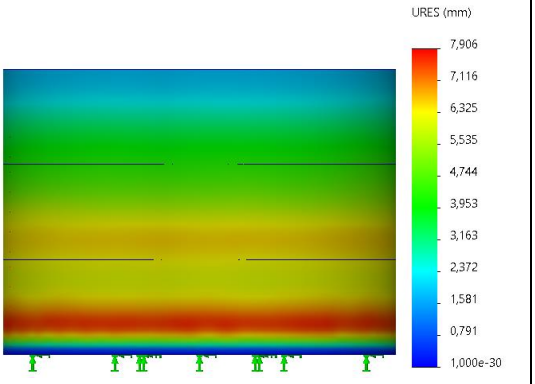
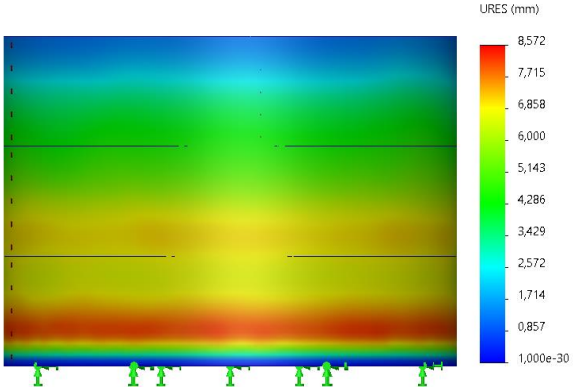
Колові напруження		$\sigma y = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 11}{0{,}012} = 91 МПа$
Переміщення		$\omega = \frac{0{,}1 \cdot 10^6 \cdot 11^2}{2{,}1 \cdot 10^{11} \cdot 0.012} x$ $\left(1 - \frac{0{,}24}{2}\right) = 0{,}0042 м$ $= 4{,}2 мм$

Необхідно зауважити, що вищі напруження та переміщення які показані на епюрах обумовлені концентратором напружень, яким є перехід від циліндричної частини резервуару до його днища. Загалом, можна стверджувати згідно градієнту кольорів, що результати аналітичного розрахунку та імітаційного моделювання є доволі близькими.

4.3 Напружено – деформований стан стінки, днища без бандажів і з бандажами при впливі температур

Як і у попередньому підрозділі отримувані результати імітаційного моделювання будемо подавати у вигляді таблиці. Величину температури, яка діє на стінки резервуару, приймаємо рівною 70ºС.

Таблиця 4.2 – Результати імітаційного моделювання резервуару без бандажів при впливі температури.

Параметр	Результати дослідження без впливу температури	Результати досліджень із врахуванням впливу температури
Радіальні напруження		
Колові напруження		
Переміщення		

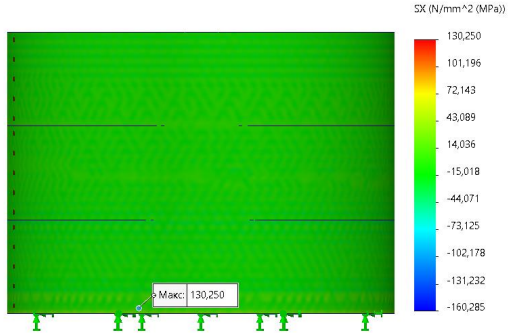
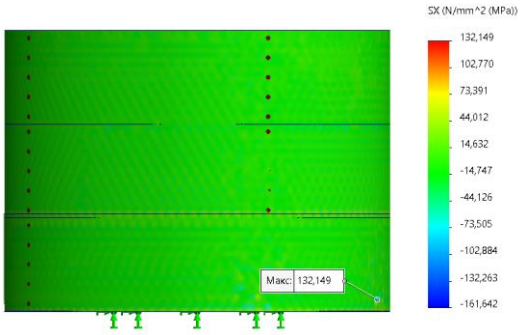
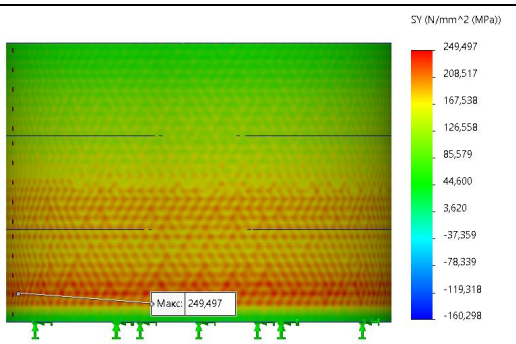
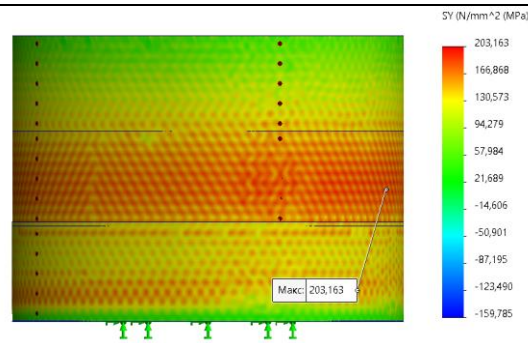
Отже, вплив температури на напружено-деформований стан резервуару виходячи з результатів імітаційного моделювання є досить помітним.

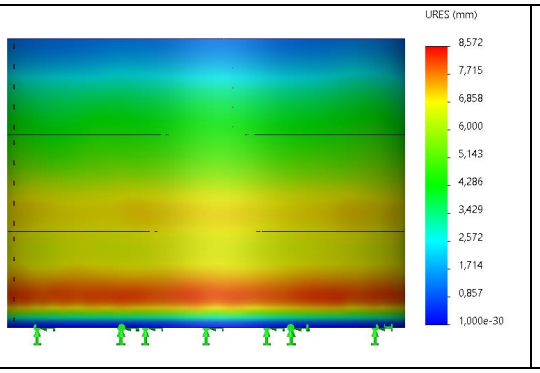
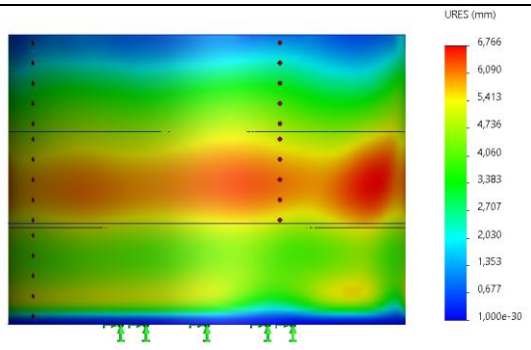
Максимальні величини радіальних напружень зростають на 8%, колових на 35%, а переміщення – на 7%.

На рисунку 4.4 показано резервуар із встановленим на ньому бандажем на нижньому поясі. Цей бандаж також перекриває другий пояс знизу на величину 200 мм.

У таблиці 4.3 наведено результати імітаційного моделювання резервуару із встановленими на ньому бандажами.

Таблиця 4.3 – Результати імітаційного моделювання резервуару із встановленими на ньому бандажами

Параметр	Результати досліджень із врахуванням впливу температури (без бандажів)	Результати досліджень із врахуванням впливу температури (із бандажами)
Радіальні напруження		
Колові напруження		

Переміщення		

Отже, при встановленому бандажі, дії тиску та впливу температури напружено-деформований стан резервуару є наступним порівняно тільки при дії на резервуар тиску та температури: максимальні величини колових напружень знижуються на 18%, а переміщення – на 21%.

4.4 Статичний розрахунок при навантаженні від ваги обладнання та додаткових конструкцій

При розрахунку конструкцій які мають великі габарити та масу доцільно також її враховувати під час імітаційного моделювання. Для цього у програмі є спеціальний інструмент «сила тяжіння».

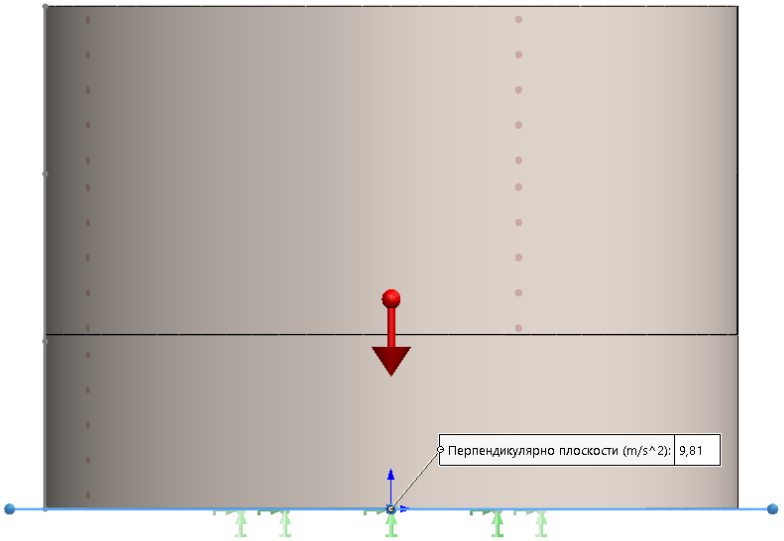
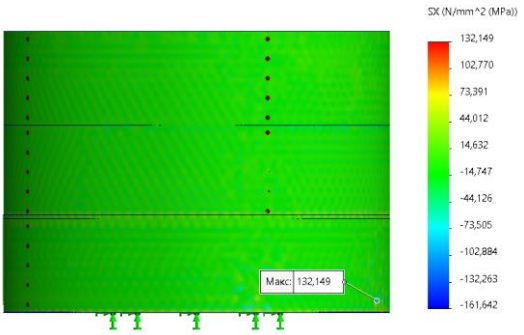
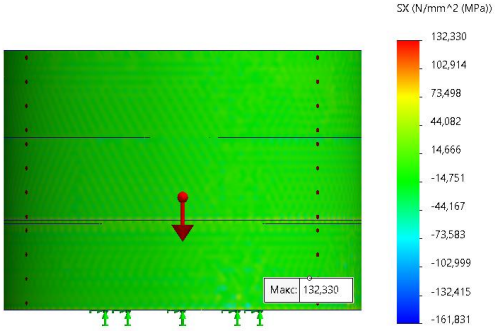
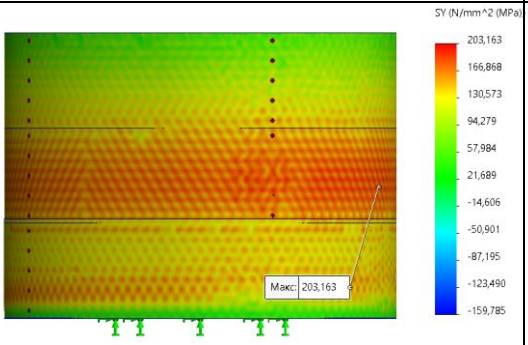
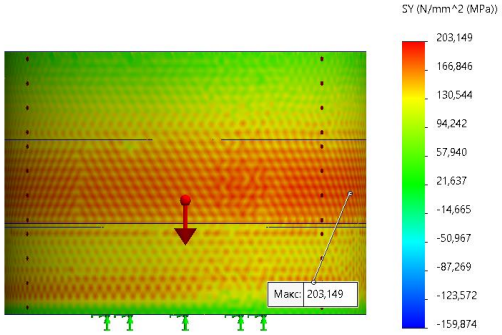
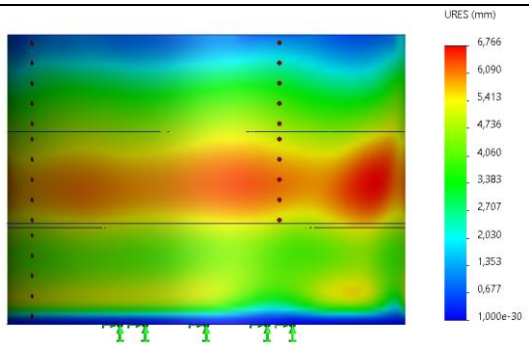
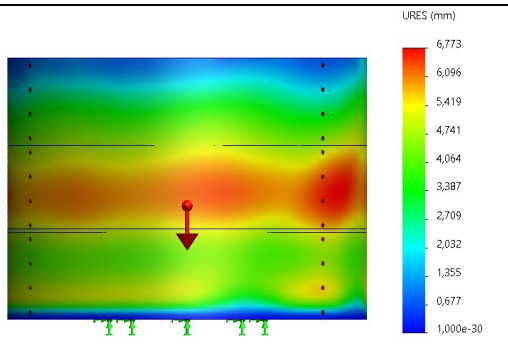


Рисунок 4.5 – Дія сили тяжіння для врахування власної ваги резервуару

У таблиці 4.4 показано результати імітаційного моделювання резервуару із встановленими на ньому бандажами, впливом тиску, температури і власної ваги

Таблиця 4.4 – Результати імітаційного моделювання резервуару із встановленими на ньому бандажами, впливом тиску, температури і власної ваги

Параметр	Врахування тиску, температури (з бандажем)	Врахування тиску, температури та власної ваги (з бандажем)
Радіальні напруження		
Колові напруження		
Переміщення		

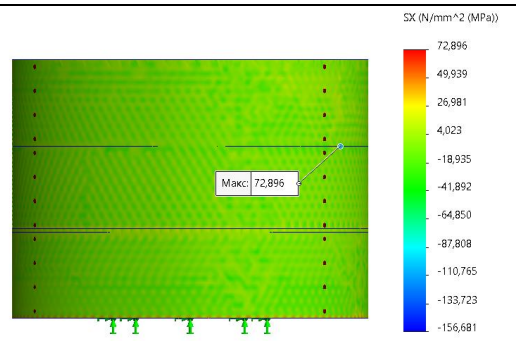
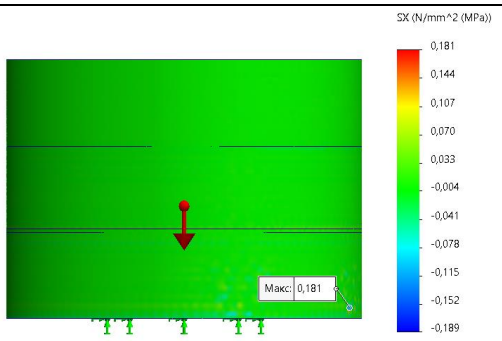
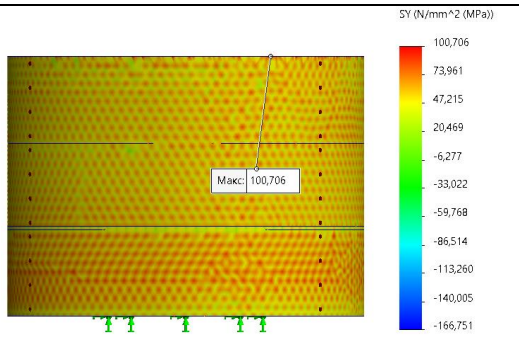
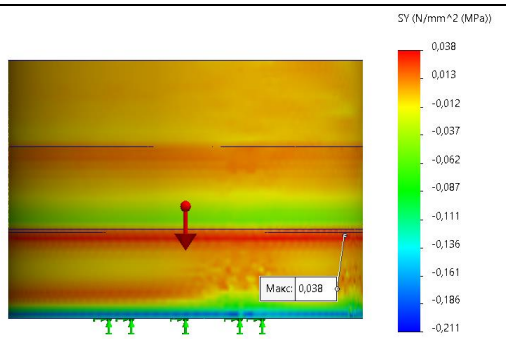
Аналізуючи результати дослідження, можна зробити висновок, що вплив власної ваги на напружено-деформований стан резервуару є незначним.

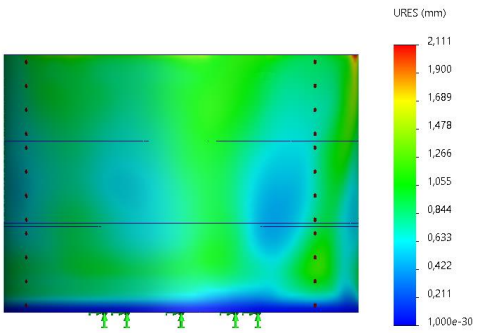
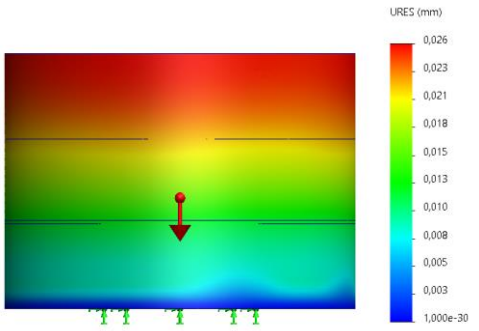
4.5 Статичний розрахунок при дії температури та статичний розрахунок при навантаженні від власної ваги

Для виявлення впливу окремо прикладених до конструкції резервуару температури і власної ваги наведено окремо напружено-деформований стан для кожного з навантажень.

У таблиці 4.5 наведено результати імітаційного моделювання конструкції резервуару при дії окремо температури та власної ваги.

Таблиця 4.4 – Результати імітаційного моделювання конструкції резервуару при дії окремо температури та власної ваги

Параметр	Дія тільки температури	Дія тільки власної ваги
Радіальні напруження		
Колові напруження		

Переміщення		

Отже, при дії тільки температури у резервуарі виникають радіальні напруження максимальною величиною 72 МПа та концентруються у переході між другим та третім поясами. Колові напруження складають 100 МПа, а переміщення 2 мм.

При дії тільки власної ваги: максимальні радіальні напруження – 0,81 МПа, колові – 0,038 МПа та переміщення величиною 0,026 мм.

5 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА.

5.1 Параметри для розрахунку на міцність і стійкість стінки резервуара

Для розрахунків приймаємо вертикальний сталевий резервуар об'ємом 5000 м^3. Габаритні розміри якого складатимуть:

- висота стінки – 12 м;
- внутрішній діаметр стінки – 22,8 м;
- розрахункова висота наливу нафти – 12 м.

Конструкція резервуару складається із 8 поясів. Сталь, з якої виготовлений резервуар – 09Г2С. Листовий прокат розміром 1,5×6 м. Щільність нафти приймемо рівною 0,9 т/м^3.Резервуар укомплектований конічною стаціонарним дахом, майданчиками на даху, люками та патрубками, шахтними сходами та комплектуючими конструкції (прийомно-роздавальні патрубки, дихальна та запобіжна арматура тощо) маса яких представлений у таблиці 5.1 [13].

Таблиця 5.1 – Маса конструкцій РВС-5000

Конструкція	Вага, МН
Дах	0,33
Сходи	0,012
Майданчики на даху	0,033
Комплектуючі конструкції	0,017
Люки і патрубки	0,022

5.2 Розрахунок номінальної товщини стінки резервуара

Номінальні товщини листів стінки резервуару необхідно визначати відповідно до вимог чинних нормативних документів. В умовах нормальної експлуатації та гідравлічних випробувань резервуару для основних поєднань навантажень слід виконувати як розрахунок на міцність, і розрахунок на стійкість стінки резервуара. Номінальні товщини листів металу, з якого виготовлені пояси резервуару слід вибирати з сортаменту на листовий прокат так, щоб виконувалося дотримання двох нерівностей:

$$t \geq \max(td + \Delta tc\ ;tg\ ;th) + \Delta tm, t \leq 40 \text{ мм} \qquad (5.1)$$

де td, tg – розрахункові товщини поясів стінки при статичних навантаженнях умовах експлуатації та гідравлічних випробувань відповідно;

th – мінімальна товщина стінки резервуара, визначається за таблицею 5.2;

Δtc – припуск на корозію металу стінки резервуару;

Δtm – мінусовий допуск на листовий прокат, який вказується в сертифікат на постачання металу.

Таблиця 5.2 – Мінімальна конструктивна товщина листа стінки резервуарів залежно від його діаметра

Діаметр резервуара	Мінімальна товщина листа стінки резервуара
До 10 включно	4
Згори 10-16	5
Згори 16-25	6
Згори 25-40	8
Згори 40-65	10
Згори 65	12

Приймемо термін служби резервуару рівним 20 років при поширенні корозії 0,1 мм на рік припуск на корозію становитиме 2 мм.

При дії основних поєднань навантажень розрахункову товщину і-го пояси стінки резервуара з умови міцності визначають на рівні, якому відповідає максимальній кільцевій напрузі в серединній поверхні пояса за формулами

$$tdi = [0{,}001 \cdot \rho d \cdot g \cdot (Hd - zi) + 1{,}2 \cdot p] \cdot r / R ; \quad (5.2)$$

$$tgi = [0{,}001 \cdot \rho g \cdot g \cdot (Hg - zi) + 1{,}25 \cdot p] \cdot r / R \quad (5.3)$$

де, r – радіус резервуара, r = 11,4 м;

tdi, tgi – розрахункові товщини і-го поясу для експлуатації та гідравлічних випробувань, м;

zi – відстань від днища до нижньої кромки і-го пояса, м;

Hd, Hg – розрахункові рівні наливу нафти (води) для експлуатації та гідравлічних випробувань, м;

ρd, ρg – щільність нафти та води для експлуатації та гідравлічних випробувань, ρd = 0,9 т/м^3

ρg = 1 т/м^3;

g – прискорення вільного падіння, g = 9,81 м/с^2;

p – нормативний надлишковий тиск у газовому просторі, МПа, що визначається за таблицею 5.3 відповідно до документа РД-23.020.00- КТН-018-14;

R – розрахунковий параметр, МПа.

Таблиця 5.3 – Значення нормативного надлишкового тиску та вакууму в газовому просторі резервуару

Тип резервуара	Нормативний тиск, кПа	
	надмірне	Вакуум
РВС	2,0	0,25
РВСП	0,2	0,2

Розрахунковий параметр R визначимо за такою формулою:

$$R = Ryn \cdot \gamma c / \gamma м \cdot \gamma н \quad (5.4)$$

де R_{yn} – нормативний опір, дорівнює значенню межі плинності сталі за ГОСТ

19281 - 2014, для сталі 09Г2С, Ryn = 265 МПа;

γc – безрозмірний коефіцієнт умов роботи поясів стінки резервуара,

приймається відповідно до РД-23.020.00-КТН-018-14, таблиця 11.2, для першого пояса γc = 0,8, для інших поясів γc = 0,7, а для умов гідравлічних випробувань γc = 0,9;

γm – безрозмірний коефіцієнт надійності залежно від марки сталі стінки резервуара, приймається відповідно до РД-23.020.00-КТН-018-14, таблиця 11.1, м = 1,025;

γn – безрозмірний коефіцієнт надійності за відповідальності відповідно до РД-23.020.00-КТН-018-14, таблиця 11.3, γн = 1,05.

Підставляємо значення та знаходимо величину розрахункового параметра R по формулою (5.4):

$$R1 = 265 \cdot 0{,}8/1{,}025 \cdot 1{,}05 = 197 \text{ МПа};$$

$$R2{-}8 = 265 \cdot 0{,}7/1{,}025 \cdot 1{,}05 = 172 \text{ МПа};$$

$$R\text{гідр.іcп.} = 265 \cdot 0{,}9 /1{,}025 \cdot 1{,}05 = 221 \text{ МПа}$$

Підставляємо знайдені значення у формулу (2) та обчислюємо розрахункову товщину поясів стінки РВС при експлуатації:

$$td1 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 0) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4 /197 = 7{,}2 \text{ мм};$$

$$td2 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 1{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4 /172 = 6{,}3 \text{ мм};$$

$$td3 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 3) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/172 = 5{,}4 \text{ мм};$$

$$td4 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 4{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/172 = 4{,}5 \text{ мм};$$

$$td5 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 6) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/172 = 3{,}7 \text{ мм};$$

$$td6 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 7{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/172 = 2{,}8 \text{ мм};$$

$$td7 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 9) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/172 = 1{,}9 \text{ мм};$$

$$td8 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 10{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/172 = 1 \text{ мм}$$

Підставляємо знайдені значення у формулу (3) та обчислюємо розрахункову товщину поясів стінки РВС для умов гідравлічних випробувань:

$$tg1 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 0) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 6{,}2 \text{ мм};$$

$$tg2 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 1{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 5{,}4 \text{ мм};$$

$$tg3 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 3) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 4{,}7 \text{ мм};$$

$$tg4 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 4{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 4 \text{ мм};$$

$$tg5 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 6) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 3{,}2 \text{ мм};$$

$$tg6 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 7{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 2{,}4 \text{ мм};$$

$$tg7 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 9) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 1{,}6 \text{ мм};$$

$$tg8 = [0{,}001 \cdot 1 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 10{,}5) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/221 = 0{,}9 \text{ мм}$$

Вибираємо товщину стінки для кожного пояса відповідно до умови (1) і округляємо до значення з сортаментного ряду за ДСТУ 8540:2015 [5]

$$t1 \geq \max(7{,}2 + 2;\ 8;\ 6) + 0{,}6 = 9{,}8 = 10 \text{ мм}$$

$$t2 \geq \max(6{,}3 + 2;\ 7;\ 6) + 0{,}6 = 8{,}9 = 9 \text{ мм}$$

$$t3 \geq \max(5{,}4 + 2;\ 6;\ 6) + 0{,}6 = 8 = 8 \text{ мм}$$

$$t4 \geq \max(4{,}5 + 2;\ 5;\ 6) + 0{,}6 = 7{,}1 = 7 \text{ мм}$$

$$t5 \geq \max(3{,}7 + 2;\ 4;\ 6) + 0{,}6 = 6{,}6 = 7 \text{ мм}$$

$$t6 \geq \max(2{,}8 + 2;\ 3;\ 6) + 0{,}6 = 6{,}6 = 7 \text{ мм}$$

$$t7 \geq \max(1{,}9 + 2;\ 2{,}1;\ 6) + 0{,}6 = 6{,}6 = 7 \text{ мм}$$

$$t8 \geq \max(1 + 2;\ 1{,}1;\ 6) + 0{,}6 = 6{,}6 = 7 \text{ мм}$$

5.3 Перевірочний розрахунок на міцність для кожного пояса стінки РВС.

Перевірочний розрахунок на міцність для кожного пояса стінки резервуару здійснюємо відповідно до [9], за формулою:

$$(\sigma 1\ 2 - \sigma 1 \cdot \sigma 2k + \sigma 2k\ 2\ )\ 0{,}5 \leq \mathrm{R} \qquad (5.5)$$

де σ2k – кільцева напруга, МПа, що розраховується для нижньої точки кожного пояса стінки РВС за формулою

$$\sigma 2k = [0{,}001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - xL\ ) + 1{,}2 \cdot p] \cdot r/tir\ ; \qquad (5.6)$$

де ρ – щільність нафти, що дорівнює 0,9 т/м3;

g – прискорення вільного падіння, що дорівнює 9,81 м/с^2;

H – висота наливу нафти, H = 12 м;

xL – відстань від дна до нижньої кромки і-го пояса резервуара, м

p – нормативний надлишковий тиск у газовому просторі, МПа, що визначається за таблицею 3.2.2 відповідно до документа РД-23.020.00- КТН-018-14;

r – радіус стінки резервуара, r = 11,4 м;

tir – розрахункова товщина і-го пояса, м.

Обчислимо кільцеву напругу для нижньої точки першого поясу РВС, підставивши значення формулу (6).

$\sigma 2k1 = [0{,}001 \cdot 0{,}9 \cdot 9{,}81 \cdot (12 - 0) + 1{,}2 \cdot 0{,}002] \cdot 11{,}4/0{,}01 = 123{,}5$ МПа;

За аналогією обчислимо решту кільцевої напруги і, для зручності, занесемо їх до таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Кільцева напруга для нижніх точок усіх поясів резервуару

Номер поясу резервуару	Значення, МПа
1	123,5
2	120,46
3	116,65
4	111,74
5	90,18
6	68,61
7	47,04
8	25,48

Меридіональна напруга σ1, МПа, на і-му поясі стінки резервуара з стаціонарним дахом визначається за формулою:

$\sigma 1i = 1{,}05GM + 1{,}05\psi 1GO + 1{,}3\psi 2Gt/2\pi rtir + 1{,}4 \cdot ceps + 1{,}2\psi 3pv/tir \cdot r/2$ (5.7)

де GM – вага металоконструкцій вище за розрахункову точку, МН;

GO – вага стаціонарного обладнання вище за розрахункову точку, МН;

Gt – вага теплоізоляції вище за розрахункову точку, МН;

ps – розрахункове снігове навантаження на поверхні землі, МПа;

pv – нормативне значення вакууму, МПа, що визначається за таблицею 5.2 відповідно до документа РД-23.020.00-КТН-018-14;

$$ce = 0,85 \text{ при } D \leq 60 \text{ м};$$

ψ1, ψ2, ψ3 – коефіцієнти поєднань відповідно для тривалих і короткочасних навантажень, що призначаються відповідно до ДСТУ – Н Б В.1.2 -18:2016

Приймемо вагу теплоізоляції рівним нулю, тоді формула набуде вигляду:

$$\sigma 1i = 1,05GM + 1,05\psi 1GO/2\pi rtir + 1,4 \cdot ceps + 1,2\psi 3Pv/tir \cdot r/2 \quad (5.8)$$

Вага металоконструкцій вище за розрахункову точку складається з маси стінки та дахи за формулою:

$$GM = GM, \text{стінки} + GM, \text{даху} \quad (5.9)$$

де GM, стіни – вага металоконструкції стінки вище за розрахункову точку, МН; GM, дахи – вага металоконструкції даху вище за розрахункову точку, GM, дахи = 0,33 МН (з таблиці 4.1).

Вага металоконструкції стінки вище за розрахункову точку розрахуємо по формулі:

$$GM, \text{стінка} = \sum GM,Пt, \quad (5.10)$$

де GM, Пt – вага пояса РВС, МН.

Вага першого пояса резервуара обчислюється за такою формулою:

$$GM,П1 = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot hл \cdot t1 \cdot \rho ст \cdot g \quad (5.11)$$

де hл – висота листа стінки РВС, hл = 1,5 м

t1 – товщина листа стінки РВС, м;

ρст – щільність сталі, ρст = 7800 кг/м^3

Підставимо значення у формулу (5.11) і обчислимо вагу першого поясу РВС:

$$GM, П1 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,5 \cdot 0,01 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,082 \text{ МН}$$

За аналогією вважаємо вагу інших поясів:

$$GM, П2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,5 \cdot 0,009 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,074 \text{ МН}$$

$$GM, П3 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,5 \cdot 0,008 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,066 \text{ МН}$$

$$GM,П4–8 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,5 \cdot 0,007 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,057 \text{ МН}$$

Підставимо знайдені значення (4.10) і обчислимо вагу металоконструкції стінки вище за розрахункову точку

$$GM, \text{ стінки} = 0{,}082 + 0{,}074 + 0{,}066 + 5 \cdot 0{,}057 = 0{,}507 \text{ МН}$$

Розрахуємо вагу металоконструкцій вище за розрахункову точку:

$$GM = 0{,}507 + 0{,}33 = 0{,}837 \text{ МН}$$

Маса стаціонарного обладнання складається з маси сходів, майданчиків на даху та комплектуючих конструкцій та розраховується по формулою:

$$GO = GO, \text{сходи} + GO, \text{майданчик} + GO, \text{к.к.} \quad (5.12)$$

Обчислимо масу стаціонарного обладнання за формулою (5.12):

$$GO = 0{,}012 + 0{,}033 + 0{,}017 = 0{,}062 \text{ МН}$$

Розрахункове значення снігового навантаження знаходиться за формулою:

$$ps = 0{,}7 \cdot ce \cdot ct \cdot \mu \cdot Sg, \quad (5.13)$$

де ce – коефіцієнт, що враховує знесення снігу з даху під дією вітру або інших факторів, що дорівнює 0,85;

ct – термічний коефіцієнт, що дорівнює 0,8;

μ – коефіцієнт переходу від ваги снігового покриву землі до снігової навантаженні на покриття, що дорівнює 1;

Sg – вага снігового покриву на 1 м^2 горизонтальної поверхні землі, для Сумської області дорівнює 0,0024 МПа.

Підставляючи значення формулу (5.13), отримаємо:

$$ps = 0{,}7 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}8 \cdot 1 \cdot 0{,}0024 = 0{,}00114 \text{ МПа}$$

Обчислимо меридіональну напругу для першого поясу резервуара за формулою:

$$\sigma 1{,}1 = 1{,}05 \cdot 0{,}837 + 1{,}05 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}062/2 \cdot 3{,}14 \cdot 11{,}4 \cdot 0{,}01 + 1{,}4 \cdot 0{,}85 \cdot$$
$$0{,}00114 + 1{,}2 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}00025/0{,}01 \cdot 11{,}4/2 = 2{,}24 \text{ МПа}$$

За аналогією вважаємо меридіональну напругу для інших поясів резервуару та занесемо їх до таблиці 5.5

Таблиця 5.5 – Меридіональні напруження всіх поясів резервуару

Номер поясу резервуару	Значення, МПа
1	2,24
2	2,5
3	2,8
4	3,2
5	3,2
6	3,2
7	3,2
8	3,2

Зробимо перевірочний розрахунок на міцність для кожного пояса стінки резервуару, підставивши отримані дані у формулу (5.5).

Для першого пояса:

$$(2{,}242 - 2{,}24 \cdot 123{,}5 + 123{,}52)0{,}5 \leq 197;\ 122{,}4 \leq 197;$$

для другого пояса:

$$(2{,}52 - 2{,}5 \cdot 120{,}46 + 120{,}462)0{,}5 \leq 172;$$

$$119{,}2 \leq 172;$$

для третього поясу:

$$(2{,}82 - 2{,}8 \cdot 116{,}65 + 116{,}652)0{,}5 \leq 172;$$

$$115{,}27 \leq 172;$$

для четвертого пояса:

$$(3{,}22 - 3{,}2 \cdot 111{,}74 + 111{,}742)0{,}5 \leq 172;$$

$$110{,}17 \leq 172;$$

для п'ятого пояса:

$$(3{,}22 - 3{,}2 \cdot 90{,}18 + 90{,}182)0{,}5 \leq 172;$$

$$88{,}62 \leq 172;$$

для шостого пояса:

$$(3{,}22 - 3{,}2 \cdot 68{,}61 + 68{,}612)0{,}5 \leq 172;$$

$$67{,}01 \leq 172;$$

для сьомого пояса:

$$(3{,}22 - 3{,}2 \cdot 47{,}04 + 47{,}042)0{,}5 \leq 172;$$

$$45{,}52 \leq 172;$$

для восьмого пояса:

$$(3{,}22 - 3{,}2 \cdot 25{,}48 + 25{,}482)0{,}5 \leq 172;$$

$$24{,}04 \leq 172;$$

Умови міцності виконуються для всіх поясів резервуару.

5.4 Розрахунок стінки резервуара на стійкість

Стійкість стінки резервуара забезпечується під час виконання наступної нерівності[11]:

$\sigma 1\sigma/cr1 + \sigma 2/\sigma cr2 \leq 1$

де $\sigma 1i$ – розрахункова меридіональна напруга в і-тому поясі стінки резервуару, МПа;

$\sigma 2i$ – розрахункова кільцева напруга в і-тому поясі стінки резервуара, МПа;

$\sigma cr1$ – критична меридіональна напруга в і-тому поясі стінки резервуару, МПа;

$\sigma cr2$ – критична кільцева напруга в і-тому поясі стінки резервуара, МПа;

Критична меридіональна напруга $\sigma cr1$, МПа, знаходяться по формулою: $\sigma cr1 = C0*E/\delta$

де C0 – безрозмірний коефіцієнт, що залежить від товщини стінки та радіусу резервуару;

E – модуль пружності сталі, $E = 2{,}1 \cdot 1011$ Па;

δ – безрозмірний параметр

Безрозмірний коефіцієнт C_0 знаходиться за формулою:

$$C_0 = \begin{cases} 0{,}065 - 2 \cdot 10{-}6 \cdot \delta, \text{ при } 2500 \leq \delta \leq 5000 \\ 0{,}04 + 40\ \delta/, \text{ при } 400 \leq \delta \leq 1220 \\ 0{,}085 + 10{-}5 \cdot \delta, \text{ при } 1220 \leq \delta \leq 2500 \end{cases}$$

Безрозмірний параметр δ знаходиться за формулою:

$$\sigma = r/tmr$$

де r – радіус резервуара, r = 11,4 м;

tmr – розрахункова товщина найтоншого пояса резервуара, tmr = 0,007 м.

Розрахуємо безрозмірний параметр за формулою:

$$\sigma = 11{,}4/0{,}007 = 1628{,}5$$

Виходячи з отриманого значення, слід, що C_0 визначається другий формулою. Знайдемо значення безрозмірного коефіцієнта C_0:

$$C_0 = 0{,}085 + 10{-}5 \cdot 1628{,}5 = 0{,}1$$

За формулою обчислимо критичну меридіональну напругу:

$$\sigma cr1 = 0{,}1 \cdot 2{,}1 \cdot 10^{11}/1628{,}5 = 12{,}9 \text{ МПа}$$

Критична кільцева напруга σcr2, МПа, визначаються формулою:

$$\sigma cr2 = 0{,}55 \cdot r/Hr \cdot E/\sqrt{\delta 3}$$

де r – радіус резервуара, r = 11,4 м;

Hr – редукована висота стінки резервуара, м;

E – модуль пружності сталі, E = 2,1·1011 Па;

δ – безрозмірний параметр, що дорівнює 1628,5.

Редукована висота стінки резервуара знаходиться за формулою:

$$H_r = \sum_{i=1}^{n} h_i \cdot \left(\frac{t_{mr}}{t_{ir}}\right)^{2,5}$$

де hi - висота листа стінки резервуара;

tmr – розрахункова товщина найтоншого пояса стінки резервуара;

tir – розрахункова товщина i-го пояса стінки резервуару.

Підставивши розраховані дані обчислимо редуковану висоту стінки резервуару:

$$H_r = 1{,}5 \cdot \left(\frac{0{,}007}{0{,}01}\right)^{2,5} + 1{,}5 \cdot \left(\frac{0{,}007}{0{,}009}\right)^{2,5} + 1{,}5 \cdot \left(\frac{0{,}007}{0{,}008}\right)^{2,5} + 5 \cdot 1{,}5 \cdot \left(\frac{0{,}007}{0{,}007}\right)^{2,5} = 10 \text{ м}$$

Підставляючи значення у формулу знайдемо критичне кільцеве напруга:

$$\sigma_{cr2} = 0{,}55 \cdot \frac{11{,}4}{10} \cdot \frac{2{,}1 \cdot 10^{11}}{\sqrt{1628{,}5^3}} = 2 \text{ МПа}$$

Кільцева напруга в і-му поясі стінки резервуара зі стаціонарним дахом визначається за формулою:

$$\delta_{2i} = (1{,}2 \cdot \psi_{t3} \cdot p_v + 0{,}5 \cdot \psi_{t2} \cdot p_w) \cdot \delta$$

де pv – нормативне значення вакууму pv = 0,00025 МПа;

pw – нормативне значення вітрового тиску, МПа, прийняте по СП 20.13330.2011, виходячи з вітрового району, pw = 0,00048 МПа;

ψt3, ψt2 – коефіцієнти поєднань відповідно для тривалих та короткочасних навантажень, що призначаються відповідно до вимог СП 20.13330.2011, ψt3, ψt2 рівні відповідно 0,95 та 0,9;

δ – безрозмірний параметр, що дорівнює 1628,5.

Підставляючи значення формулу знаходимо кільцеву напругу в і ом поясі стінки резервуара:

$$\delta 2i = (1{,}2 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}00025 + 0{,}5 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}00048) \cdot 1628{,}5 = 0{,}82 \text{ МПа}$$

Оскільки стійкість стінки резервуара забезпечується при виконанні нерівності, то зробимо перевірку на стійкість для всіх поясів резервуару.

Для першого пояса:

$$2{,}24/12{,}9 + 0{,}82/2 = 0{,}58;$$

$$0{,}58 \leq 1;$$

для другого пояса:

$$2{,}5/12{,}9 + 0{,}82/2 = 0{,}6;$$

$$0{,}6 \leq 1;$$

для третього поясу:

$$2{,}8/12{,}9 + 0{,}82/2 = 0{,}63;$$

$$0{,}63 \leq 1$$

З четвертого по восьмий пояс:

$$3,2/12,9 + 0,82/2 = 0,66;$$

$$0,66 \leq 1$$

Умова нерівності виконується. З цього випливає, що товщини поясів стінки резервуара визначені правильно, тому що розрахунки на міцність та стійкість виконуються. Встановлення кілець жорсткості не потрібне.

Висновки

У магістерській роботі вирішено актуальне науково-прикладне завдання забезпечення працездатності вертикальних сталевих резервуарів шляхом обґрунтування та впровадження технології ремонту методом бандажування. На основі виконаних досліджень можна зробити наступні висновки:

1. Проведено аналіз конструкції та умов експлуатації резервуара РВС-5000. Встановлено, що найбільш вразливими елементами є нижні пояси стінки та вузол сполучення стінки з днищем, які зазнають максимальних навантажень від гідростатичного тиску продукту та корозійного зношення.

2. Розглянуто технологічний процес капітального ремонту, що включає дегазацію, зачистку від донних відкладень та діагностику. Детально проаналізовано метод підсилення стінки резервуара високоміцними бандажами, який є енергозберігаючим та дозволяє відновити несучу здатність без заміни металоконструкцій стінки.

3. За допомогою імітаційного моделювання у середовищі SolidWorks досліджено напружено-деформований стан резервуара. Встановлено, що температурний вплив (при 70°C) суттєво підвищує напруження у стінці: радіальні напруження зростають на 8%, а кільцеві — на 35% порівняно з нормальними умовами. Врахування власної ваги конструкції показало незначний вплив на загальний НДС резервуара.

4. Доведено ефективність використання бандажних підсилень. Результати моделювання показали, що встановлення бандажа на нижньому поясі дозволяє зменшити максимальні кільцеві напруження на 18%, а радіальні переміщення стінки — на 21% при одночасній дії гідростатичного тиску та температурних навантажень. Це підтверджує доцільність застосування даного методу ремонту для подовження ресурсу РВС.

5. Виконано перевірочний розрахунок стінки резервуара на міцність та стійкість згідно з чинними нормативними документами. Розрахунки підтвердили,

що вибрані товщини поясів (від 10 мм для нижнього до 7 мм для верхнього) та конструкція підсилення забезпечують необхідний запас міцності та стійкості при експлуатаційних навантаженнях.

Список використаної літератури

1. Барвінко А. Ю., Барвінко Ю. П., Голінько В. М. Нова технологія відновлення працездатності днищ резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів. *Нафтова і газова промисловість*. 1998. № 4. С. 44–46.
2. Венгринюк Т. П., Савчук В. В., Лучка Я. Д. Аналіз технічного обстеження резервуарного парку в експлуатаційних умовах. *Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання* : матеріали V наук.-практ. конф. студентів та молодих учених (21–22 листопада 2015 р.). Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. С. 3–6.
3. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2011. № 2. С. 20.
4. Навантаження і впливи : ДБН В.1.2-2:2006. [Чинний від 2007-01-01]. Київ : Мінбуд України, 2006. 75 с.
5. Никифорчин Г. М., Студент О. З. Оцінка методами механіки руйнування високотемпературної водневої деградації сталей енергетичного та нафтохімічного обладнання. Львів : Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, 2004. 640 с.
6. Никифорчин Г. М., Цирульник О. Т. Особливості експлуатаційної деградації конструкційних металічних матеріалів «в об'ємі» за дії агресивних середовищ. *Проблемы прочности*. 2009. № 5. С. 94.
7. Петрина Ю. Д., Гоголь М. В. Корозія та корозійно-механічне руйнування сталі резервуарів сирої нафти. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2015. Т. 51, № 6. С. 25–30.
8. Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України : НПАОП 11.1-1.01-08. [Чинний від 2008-05-06]. Київ, 2008. 120 с.
9. Правила технічної експлуатації резервуарів та інструкції по їх ремонту. Доповнення та зміни. Київ : АО «Укрнафтопродукт», 1997. 121 с.

10. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа : ВБН В.2.2-58.2-94. [Чинний від 1994-10-01]. Київ : Держкомнафтогазпром, 1994. 102 с.
11. Резервуари сталеві для зберігання нафти. Правила експлуатації : СОУ 60.3-31570412-036:2010. [Чинний від 2010-11-28]. Київ, 2010. 196 с.
12. Семерак М. М., Глова Т. Я., Чернецький В. В., Байтала В. М. Напружено-деформований стан стінки та днища вертикальних сталевих резервуарів при їх нагріві. *Вісник ЛДУБЖД*. 2015. № 12. С. 228–235.
13. Технічне діагностування та ремонт сталевих резервуарів / В. М. Глоба, Ю. С. Сичов, М. М. Лях, Ю. О. Венгерцев, С. Ю. Сичов, І. І. Шостаківський. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2008. 419 с.