СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту
ступінь вищої освіти магістр

галузі знань 15 - Автоматизація та приладобудування
спеціальності 152 Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

на тему Методика вдосконалення побудови градуювальних характеристик заглиблених резервуарів

Виконав: студент групи МВТ-22дм
Шевцов Б.І. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Керівник
доц. Морнева М.О. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Завідувач кафедри
доц. Руднєв Є.С. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Рецензент
доц. Шумакова Т.О. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Київ 2023р.

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти магістр

Галузь знань 15 Автоматизація та приладобудування
(шифр і назва)

Спеціальність 152 Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕІ

доц. Руднєв Є.С.

“____” _____2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Шевцову Богдану Ігоревичу
(прізвище, ім’я, по батькові)

1. Тема проекту «Методика вдосконалення побудови градуювальних характеристик заглиблених резервуарів»

керівник проекту доц. Морнева М.О.
(прізвище, ім’я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від 23.10.2023 року №564/15.23С

2. Строк подання студентом проекту 8.12.2023 р.

3. Вихідні дані до проекту Стандартні методики здійснення вимірювань, повірочні схеми, технічні умови, ДСТУ 4147:2003, ДСТУ 4218:2003, ДСТУ 7474:2013, ДСТУ 7475:2013.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити). Вступ. 1. Структура та призначення резервуарів. Особливості їх конструкцій та підтримуючих елементів. 2. Методика повірки та засоби вимірювань при визначенні місткості вертикальних резервуарів геометричним та об’ємним методом. 3. Побудування градуювальної таблиці. 4. Аналіз зарубіжного досвіду повірки резервуарів геометричним методом. Висновки.

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

1. Структура та призначення резервуарів. Особливості їх конструкцій та підтримуючих елементів.
2. Геометричний метод повірки резервуару.
3. Об’ємний метод повірки резервуару.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1-4	доц. Морнева М.О.		

7. Дата видачі завдання 16.10.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вступ	20.10	
2	Структура та призначення резервуарів. Особливості їх конструкцій та підтримуючих елементів	27.10	
3	Методика повірки та засоби вимірювань при визначенні місткості вертикальних резервуарів геометричним та об'ємним методом	10.11	
4	Побудування градуювальної таблиці	17.11	
5	Аналіз зарубіжного досвіду повірки резервуарів геометричним методом	24.11	
6	Висновки	1.12	
7	Підготовка матеріалу до захисту	8.12	

Студент _____ Шевцов Б.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____ Морнева М.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота містить 82 сторінок, 3 таблиць, 23 рисунка, 1додаток та 21 бібліографічних найменувань за переліком посилань.

Об'єкт дослідження – тарування сталевих циліндричних резервуарів.

Предмет дослідження – побудова градуювальник характеристик заглибних циліндричних резервуарів.

Мета кваліфікаційної роботи – дослідити типи резервуарів, їх призначення та методи тарування, методики та засобів їх повірки, а також розробка методики вдосконалення побудови градуювальних характеристик заглиблених резервуарів.

Досягнення зазначеної мети вимагає постановки та вирішення наступних **завдань:**

- аналіз нормативних документів та наукової літератури,
- дослідити типи резервуарів та їх призначення,
- визначити місткість резервуарів з використанням геометричного та об'ємного методів,
- переглянути існуючу нормативну документацію з тарування вертикальних і горизонтальних резервуарів шляхом інтегрування з європейськими ISO,
- змінити застарілі засоби вимірювальної техніки (ЗВТ) на більш нові.

Застосування нових геодезичних приладів і нових методів обчислень, а також нових засобів інформаційних технологій дозволяє досягти максимальної точності визначення геометричних параметрів резервуара і його місткості при максимальній продуктивності праці.

Ключові слова: *резервуар, пояс резервуару, геометричний метод, вимірювальна каретка, тахеометр, об'ємний метод, градуювальна таблиця.*

ABSTRACT

The master's thesis contains 82 pages, 3 tables, 23 figures, 1 appendice and 21 bibliographic names according to the list of references.

The object of the study is the taring of steel cylindrical tanks.

The subject of the study is the construction of a graduator of the characteristics of submersible cylindrical tanks.

The purpose of the qualification work is to investigate the types of tanks, their purpose and methods of taring, methods and means of their verification, as well as the development of methods for improving the construction of grading characteristics of buried tanks.

Achieving this goal requires setting and solving **the following tasks:**

- analysis of regulatory documents and scientific literature,
- research the types of tanks and their purpose,
- to determine the capacity of tanks using geometric and volumetric methods,
- review the existing regulatory documentation on vertical and horizontal tank tare by integrating with European ISO,
- to change outdated measuring equipment (MET) to newer ones.

The use of new geodetic devices and new methods of calculations, as well as new means of information technology, allows to achieve the maximum accuracy of determining the geometric parameters of the reservoir and its capacity with maximum labor productivity.

Key words: *tank, tank belt, geometric method, measuring carriage, total station, volumetric method, graduation table.*

ЗМІСТ

ВСТУП 6

РОЗДІЛ 1 СТРУКТУРА ТА ПРИЗНАЧЕННЯ РЕЗЕРВУАРІВ. ОСОБЛИВОСТІ ЇХ КОНСТРУКЦІЇ ТА ПІДТРИМУЮЧИХ ЕЛЕМЕНТІВ 8

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКА ПОВІРКИ ТА ЗАСОБИ ВИМІРЮВАНЬ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ МІСТКОСТІ ВЕРТИКАЛЬНИХ РЕЗЕРВУАРІВ ГЕОМЕТРИЧНИМ ТА ОБ'ЄМНИМ МЕТОДОМ 23

2.1 Вимірювання довжини окружності першого поясу 27

РОЗДІЛ 3 ПОБУДУВАННЯ ГРАДУЮВАЛЬНОЇ ТАБЛИЦІ 41

3.1 Визначення місткості заглиблених циліндричних резервуарів 43

3.2 Проведення повірки резервуару об'ємним методом 49

3.3 Градуювання заглиблених горизонтальних резервуарів 55

РОЗДІЛ 4 АНАЛІЗ ЗАРУБІЖНОГО ДОСВІДУ ПОВІРКИ РЕЗЕРВУАРІВ ГЕОМЕТРИЧНИМ МЕТОДОМ 66

ВИСНОВКИ 72

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 79

ДОДАТКИ 82

ВСТУП

При експлуатації резервуарів в промисловості і комерційної діяльності, необхідно постійно вести облік по витратах і залишках продукту який зберігається в резервуарі. Проведення градуювання резервуарів має високий попит на ринку зберігання та постачання олієпродуктів.

Природний знос резервуарів, придонні відклади від продуктів викликають зміни геометричних форм ємностій і впливають на зменшення їх внутрішнього простору. Це неминуче тягне за собою труднощі з визначенням дійсної кількості вмісту в резервуарах олієпродуктів.

Для того, щоб достатньо точно визначити об’єм циліндричних резервуарів, в метрологічній діяльності використовують метод тарування із складанням тарувальних таблиць. Тарування проводяться організаціями Державної метрологічної служби або акредитованими на право повірки метрологічними службами з метою визначення місткості і градуювання резервуара, складання та затвердження градуювальної таблиці.

Градуювання резервуарів дає відчутну економію коштів. Визначення точного обсягу надійшовшого з виробництва і проданого товару (олії), має вирішальне значення для обліку витрат олієпродуктів і реальної економії.

Тому на кожну ємність заздалегідь складається спеціальна ємнісна таблиця, в якій вказуються місткості даної ємності для різних рівнів її наповнення. Складання такої таблиці називається таруванням резервуарів, тому ємнісні таблиці часто називаються тарувальними або градуювальними таблицями.

Отже, ***актуальність теми*** є безперечною, адже тарування стосується великих сфер виробництва і бізнесу (облік нафтопродуктів, вина, технічної и питної води тощо) і вимагає підвищення точності складання градуювальник характеристик.

Об’єкт дослідження – тарування сталевих циліндричних резервуарів.

Предмет дослідження – побудова градуювальник характеристик заглибних циліндричних резервуарів.

Мета та задачі роботи – дослідити призначення та методи тарування сталевих горизонтальних резервуарів, методики та засоби їх повірки, градуювальні таблиці, а також розробка підвищення точності тарування.

Для досягнення поставленої мети передбачено вирішення наступних задач: аналіз нормативних документів, наукової літератури, а також тарувальних характеристик заглиблених циліндричних резервуарів, які були отримані в процесі досліджень авторами статті [18].

Для вирішення поставлених задач в роботі були використані наступні ***методи дослідження***: теоретичні дослідження тарування резервуарів, складання градуювальних таблиць і характеристик, обліку рідини в резервуарі та методів повірки ЗВТ, що застосовуються при таруванні; обробка результатів досліджень проводилися з використанням математичної статистики та чисельного аналізу та візуалізації.

Новизна: в роботі розглянуті методи та засоби, які використовуються у визначенні місткості резервуару, їхні переваги та недоліки. Проаналізувавши зарубіжний досвід дійшов до висновку що прилади які використовуються за кордоном дозволяють суттєво скоротити час тарування резервуару до 3 годин з високої точністю, а також зменшити кількість спеціалістів які необхідні для побудування градуювальної характеристики одного резервуару. Перевагами сучасних засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) є висока точність а також мобільність у побудові градуювальної таблиці. Недоліками є висока ціна даних ЗВТ.

РОЗДІЛ І СТРУКТУРА ТА ПРИЗНАЧЕННЯ РЕЗЕРВУАРІВ. ОСОБЛИВОСТІ ЇХ КОНСТРУКЦІЇ ТА ПІДТРИМУЮЧИХ ЕЛЕМЕНТІВ

1.1 Призначення тарування

Облік нафти і нафтопродуктів на підприємствах по забезпеченню нафтопродуктами (ППЗН), підприємствах нафтопродуктопровідного транспорту (ПНТ) і наливних пунктах ведеться в одиницях маси, а на автозаправних станціях (АЗС) — в одиницях об'єму. Для забезпечення достовірності і єдності вимірювань маси нафти, нафтопродуктів, а також контролю за їх якістю ППЗН, ПНТ, АЗС повинні мати необхідне обладнання та засоби вимірювальної техніки, допущені до застосування Держстандартом України, а також чинне тавро або свідоцтво про державну повірку.

Кількість нафти і нафтопродуктів визначається одним із методів, передбачених ДСТУ 7094:2006.

Засоби вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, підлягають повірці, яка засвідчується свідоцтвом про повірку або відбитком повірочного тавра в паспорті засобів вимірювальної техніки. Відповідно до Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" повірка здійснюється лише особами, атестованими органами Держстандарту як повірники.

Перелік засобів вимірювальної техніки нафти і нафтопродуктів та періодичність їх повірки встановлюється органами Держстандарту України.

Відповідальність за комплектність і справний стан засобів вимірювальної техніки покладається на керівників підприємств і організацій, які, в свою чергу, наказом призначають осіб для здійснення щоденного контролю за засобами вимірювальної техніки. Керівники, особи, які відповідають за стан вимірювань та стан засобів вимірювальної техніки, а також особи, які здійснюють вимірювання кількості нафти і нафтопродуктів, несуть адміністративну

відповідальність згідно з адміністративним та кримінальним законодавством України.

Об'єм нафти і нафтопродуктів визначається у стаціонарних резервуарах, транспортних мірах повної місткості та технологічних трубопроводах, відградуйованих відповідно до вимог діючих нормативних документів Держстандарту.

Резервуари сталеві вертикальні (РВС) зі стаціонарними плаваючими покриттями і понтонами місткістю від 100 до 50000 $м^3$ повинні бути відградуйовані по МВ 1823, резервуари вертикальні циліндричні залізобетонні зі збірною стінкою місткістю від 50 до 30000 $м^3$ – по РД 50-156, резервуари сталеві горизонтальні місткістю від 5 до 100 $м^3$ – згідно ДСТУ 4218:2003

Резервуари, які призначені для обліково-розрахункових операцій, повинні надаватись органам Держстандарту України для повірки. Повірка резервуарів повинна здійснюватись відповідно до ДСТУ 2708:2006, ДСТУ 4218:2003 та МИ 1823. Міжповірочний інтервал – не рідше 1 разу на 5 років.

Для повірки разом з градуювальними таблицями повинні надаватися:

- акт та протокол вимірювань розмірів резервуарів;

- акти вимірювань базової висоти і нерівностей днища за формулами, наведеними у МИ 1823;

- дані про масу понтона та рівень його установки від днища резервуара;

- таблиця середніх значень місткості дрібних частин сантиметра кожного поясу резервуара.

У градуювальних таблицях зазначають величини, на які занесені поправки при їх розрахунках.

Для проведення градуювання і розрахунків градуювальних таблиць повинен залучатися спеціально навчений персонал.

У випадках застосування електронно-обчислювальних машин програми розрахунку градуювальних таблиць з вимірювань об'єму рідини повинні пройти метрологічну атестацію в територіальному органі Держстандарту України.

Організації, що проводять градуювання резервуарів, повинні бути акредитовані органами Держстандарту України згідно з Законом України "Про метрологію та метрологічну діяльність".

Після кожного капітального ремонту і зміни місткості резервуара внаслідок зміни об'єму внутрішнього обладнання повинна проводитися повторне градуювання та повірка резервуара.

Градуювальну таблицю стверджує територіальний орган Держстандарту України.

На кожному резервуарі повинна бути зазначена базова висота (висотний трафарет) — відстань від днища резервуара до верхнього зрізу кромки вимірювального люка.

Поправку на місткість вертикального резервуара за рахунок нерівностей днища (корекцію) потрібно визначити в терміни, встановлені діючими нормативними документами (МИ 1823). Базова висота і нерівності днища вертикального резервуара, нахил корпусу горизонтального резервуара контролюються метрологічною службою. Результати вимірювань оформляються протоколом, форма якого встановлена МИ 1823. Рівень нафти і нафтопродукту в резервуарах повинен вимірюватися металевими рулетками з лотом, метроштоками або стаціонарними рівнемірами, забезпечують вимірювання з установленою нормою точності. Рівень нафти і нафтопродуктів у залізничних цистернах вимірюють вручну метроштоками. Перед вимірюванням рівня нафти і нафтопродуктів у вертикальних і горизонтальних резервуарах провадиться перевірка базової висоти (висотного трафарету). Результат вимірювання базової висоти порівнюють із позначеною на резервуарі величиною базової висоти, яка не повинна відрізнятися на величину більше 0.1%. При вимірюванні в горизонтальних резервуарах нижній кінець метроштока або лота рулетки повинен попадати на нижню твірну резервуара. При обліково-розрахункових операціях забороняється користуватися засобами вимірювання рівня, які не пройшли повірку або метрологічну атестацію в органах Держстандарту згідно з ДСТУ 2708.

Технічна характеристика засобів вимірювання наведена в табл.1.

Табл.1.1 - Технічна характеристика засобів вимірювання

№	Засоби вимірювальної техніки	Стандарт, ТУ	Межі вимірювань	Похибка
1	Рулетка с лотом	ГОСТ 7502	0-10 м, 0-20 м	Згідно п. 2 ГОСТ 7502 для 2 и 3-го класу точності
2	Метроштоки типу МШЗД- КИФ	ТУУ 22904204 - 002- 96	0-3300 м	На всій довжині ±2мм, від початку до середини шкали ±1мм
3	Метроштоки типу МШЗД-КИФ	ТУУ 22904204 - 002 - 96	0-4100 м	На всій довжині ±2мм, від початку до середини шкали ±1мм
4	Метроштоки типу МША-К	ТУУ 03972620 - 001 - 96	0-1700 м	На всій довжині ±2мм, від початку до середини шкали ±1мм
5	Метроштоки типу МША-К	ТУУ 03972620 - 001 - 96	0-3300 м	На всій довжині ±2мм, від початку до середини шкали ±1мм
6	Метроштоки типу МША-К	ТУУ 03972620 - 001 - 96	0-4300 м	На всій довжині ±2мм, від початку до середини шкали ±1мм
7	Метроштоки типу МШР	ТУУ 112 РСФР 029	0-3300 м	На всій довжині ±2мм, від початку до середини шкали ±1мм
8	Рівнеміри	ГОСТ 28725	0-12 м, 0-20 м	Згідно ГОСТ 28725

1.2 Загальні поняття про тарування резервуарів

Визначення кількості нафтопродуктів (як і інших рідин) в резервуарах і в деяких інших ємностях проводиться шляхом замірювання висоти нафтопродуктів у відповідних сховищах. Встановивши висоту стовпа рідкого нафтопродукту в лінійних мірах (в сантиметрах тощо) у тому чи іншому резервуарі знаючи внутрішню місткість останнього для даної висоти, визначають об'ємну кількість нафтопродукту в даному сховищі. Отже, для кількісного обліку нафтопродуктів у резервуарах і деяких ємностях треба знати внутрішні об’єми (місткість) цих ємностей для різних рівнів їх наповнення. У більшості випадків для невеликих резервуарі, які застосовуються для зберігання нафтопродуктів в сільському господарстві, досить буває знати ці місткості через кожен сантиметр можливого наповнення сховища, починаючи від дна або нижньої твірної у горизонтальних резервуарів до верху.

Тому на кожну ємність заздалегідь складається спеціальна ємнісна таблиця, в якій вказуються місткості даної ємності для різних рівнів її наповнення. Складання такої таблиці називається таруванням резервуарів, тому ємнісні таблиці часто називаються тарувальними або градуювальними таблицями.

Існує кілька способів тарування резервуарів.

Об'ємний метод. Вимірювання місткості резервуара виробляють шляхом поступового (наприклад, через кожен сантиметр) наповнення резервуара водою або іншою рідиною, дози якої точно відмірюють мірниками. За відміреною в об'ємних одиницях і влити в резервуар дозам рідини визначають його місткість.

Ваговий метод. Резервуар до верху наповнюють водою. Потім налиту воду поступово, окремими дозами, кожна з яких визначається заданим інтервалом, зливають в особливу судину, що знаходиться на вагах. Злиті дози води точно зважують. Але результатами зважування визначають місткість резервуара, виходячи з того, що при температурі 40°С 1 кг води має об'єм,

рівний 1 л. Якщо вода, що служить для вимірювання, має іншу температуру, то у визначення об’ємів води вносять відповідні поправки.

Розрахунковий метод. Місткість сховища визначається на підставі проведених зовнішніх обмірів резервуара.

Об'ємний і ваговий методи є найбільш точними, але вони вимагають спеціального обладнання. Крім того, користуючись цими методами, важко (потрібно багато часу) тарувати резервуари, що мають значну ємність. При таруванні резервуарів об'ємним і ваговим методами обов'язково призначаються комісії.

Розрахунковий метод теж має недоліки, які полягають в трудомісткості підрахунків, неможливості застосовувати його для резервуарів складної геометричної форми і т. п., але для багатьох випадків калібрування він все ж є технічно більш здійсненним, так як він вимагає меншої витрати час.

Складені на резервуари ємнісні таблиці завжди повинні бути перевірені, а потім затверджені. Якщо резервуар був протарован об'ємним або ваговим методом, ємнісну таблицю можна перевірити тільки досвідним шляхом (на витримку для 1-2 внутрішніх об’ємів резервуара або для різниць цих об’ємів) або розрахунковим методом.

Для РТС і радгоспів ємнісні таблиці на резервуари затверджуються обласними (крайовими) управліннями сільського господарства і трестами радгоспів. Ємкісна таблиця на кожен резервуар складається у двох примірниках, з яких один зберігається в бухгалтерії господарства, якому належить резервуар, а інший – у працівників, що відають експлуатацією даного сховища (у завідувача нафтогосподарств РТС АБО радгоспу, комірника нафтобази або заправника тракторної бригади).

Градуювання резервуарів проводиться згідно вимог ДСТУ 4147-2003 «Метрологія. Резервуари сталеві вертикальні циліндричні. Методика повірки» та ДСТУ 7475-2016 «Метрологія. Резервуари сталеві циліндричні горизонтальні. Методика повірки (калібрування) геометричним методом із

застосуванням геодезичних приладів». Первинне градуювання ємностій виконується після монтажу і проведення гідравлічних випробувань [1].

Періодичне градуювання резервуарів проводиться після закінчення терміну дії градуювальної таблиці, а також після перевірки місткості, ремонту і зачистки резервуарів. При виявленні зміни базової висоти резервуара, а також при реконструкції ємності, що відбивається на її місткості, проводять позачергове градуювання резервуара.

Градуювання резервуарів проводиться геометричним, об'ємним статичним або динамічним методами, а також їх комбінаціями. Допускається комбінація геометричного і об'ємного (статичного або динамічного) методів повірки, динамічного і статичного при об'ємному методі повірки.

Геометричний метод полягає у визначенні місткості резервуара за допомогою вимірів його геометричних параметрів.

При геометричному методі повірки резервуара, місткість першого поясу визначають за результатами вимірювань довжини зовнішнього кола, товщини стінки і висоти першого пояса. Місткості вищих поясів визначають за результатами вимірів радіальних відхилень утворюючих від вертикалі, товщини стінок і їх висот. Повірку резервуару геометричним методом, як правило проводять за допомогою спеціальних ЗВТ.

Геометричний метод застосовується для того, щоб можна було визначати градуювання резервуарів, але тільки наземних, які мають одностінну конструкцію.

Для даного методу характерно отримання в повному обсязі геометричних розмірів заміряного резервуару. Також в залежності від конструкції резервуару потрібні дані по конструктивним складовим частинам і прихованого обладнання. Також виконується нівелювання дна, щоб в розрахунок ввести обмір заглиблень і ввігнутостей. Заміряють в обов'язковому порядку товщину стінок і наявних складових частин резервуара[6].

Для реалізації вимірів користуються різноманітним обладнанням, а також вимірювальними приладами як електронними, так і ультразвуковими. Коли

зібрані всі необхідні обчислення, тоді здійснюється записування отриманих свідчень в таблицю [2].

За допомогою геометричного методу можна визначити самі різні обсяги ємностій. Проведення подібних вимірів є виправданим з економічної точки зору і прийнятним для того, щоб визначити розрахунки по резервуарах з великим об'ємом.

Використовувати його відносно підземних, а також двостінних ємностій просто нездійсненно через те, що здійснення необхідних замірів недоступно.

При об'ємному методі повірки резервуара місткість визначають шляхом безпосередніх вимірів рівня повірочної рідини, що надійшла в резервуар, з одночасними вимірами її температури і об'єму, відповідних виміряним рівню.

Об'ємним методом можна вести виміри резервуарів з ємностями різних форм і видів. Але є одне обмеження, пов'язане з об'ємом. Отримання даних можливо тільки для тих місткостей, які за обсягом менше п'яти тисяч. Виходить, що такий спосіб обміру є мало не єдиний для резервуарів 2-стінних і підземних.

Для об'ємного методу характерний облік метеоумов, а також температури рідини, якою реалізовують перевірку. Для здійснення замірів застосовують або прояснені нафтопродукти, або звичайну воду. Дії здійснюються при відсутності опадів і температури повітря від 5 і до 35 градусів. Якщо повірочної рідиною позначена вода, тоді конкретно її температура має дорівнювати двом градусам. В аналогічній ситуації для нафтопродуктів це значення не перевищує пів градуса [11].

Для здійснення об'ємного методу є два діючих варіанту. До першого зараховується статичний. При ньому в ємність резервуара підкачуються рідина для повірки з контрольованим об'ємом. У другому варіанті (динамічному) використовуються готові мірні ємності або так звані мірники. Рідина для повірки, вміщена в мірник, перекачується насосом в резервуар. Потім фіксуються напрацьовані результати і заносяться в таблицю. У ній відбивається обсяг, який закачаний, і відзначається зафіксований рівень.

Визначення кількості соняшникової олії (як і інших рідин) в резервуарах і в деяких інших ємностях проводиться шляхом замірювання висоти олії у відповідних сховищах. Встановивши висоту стовпа олії в лінійних мірах (в сантиметрах тощо) у тому чи іншому резервуарі знаючи внутрішню місткість останнього для даної висоти, визначають об'ємну кількість продукту в даному сховищі. Отже, для кількісного обліку олії у резервуарах і деяких ємностях треба знати внутрішні об’єми (місткість) цих ємностей для різних рівнів їх наповнення. У більшості випадків для невеликих резервуарів, які застосовуються для зберігання олії в сільському господарстві, досить буває знати ці місткості через кожен сантиметр можливого наповнення сховища, починаючи від дна або нижньої утворюючої у горизонтальних резервуарів до верху [12].

Тому на кожну ємність заздалегідь складається спеціальна ємнісна таблиця, в якій вказуються місткості даної ємності для різних рівнів її наповнення. Складання такої таблиці називається таруванням резервуарів, тому ємнісні таблиці часто називаються тарувальними або градуювальними таблицями.

Найбільш точна побудова тарувальних характеристик використовується завдяки сучасним вимірювальним приладам: електронними тахометрами, лазерними 3D сканерами, лазерними і оптичними нівелірами. Обробка результатів повірки (калібрування) та оформлення її результатів після новітніх приладів виконується спеціальним програмним забезпеченням. Застосування сучасних приладів дозволяє значно скоротити час перевірки, при підвищенні точності визначення місткості резервуара і скорочення вартості робіт.

У зв'язку з відносно малими річними обсягами реалізації, загальна ємність резервуарів під кожен олієпродукт зазвичай невелика. Тому одинична ємність резервуарів на підприємствах, як правило, невелика і складає від 100 до 5000 м3 [18].

Резервуари для зберігання олієпродуктів бувають підземними та наземними. До підземних відносять резервуари, найвищий рівень рідини в яких

не менш ніж на 0,2 м нижче найнижчої планувальної позначки прилеглої території (в межах 3 м від стінки резервуара або від стін будівлі або споруди). Решта резервуарів вважаються наземними [1;3].

Загалом на підприємствах застосовуються такі типи резервуарів:

- вертикальні сталеві;
- горизонтальні сталеві;
- залізобетонні.

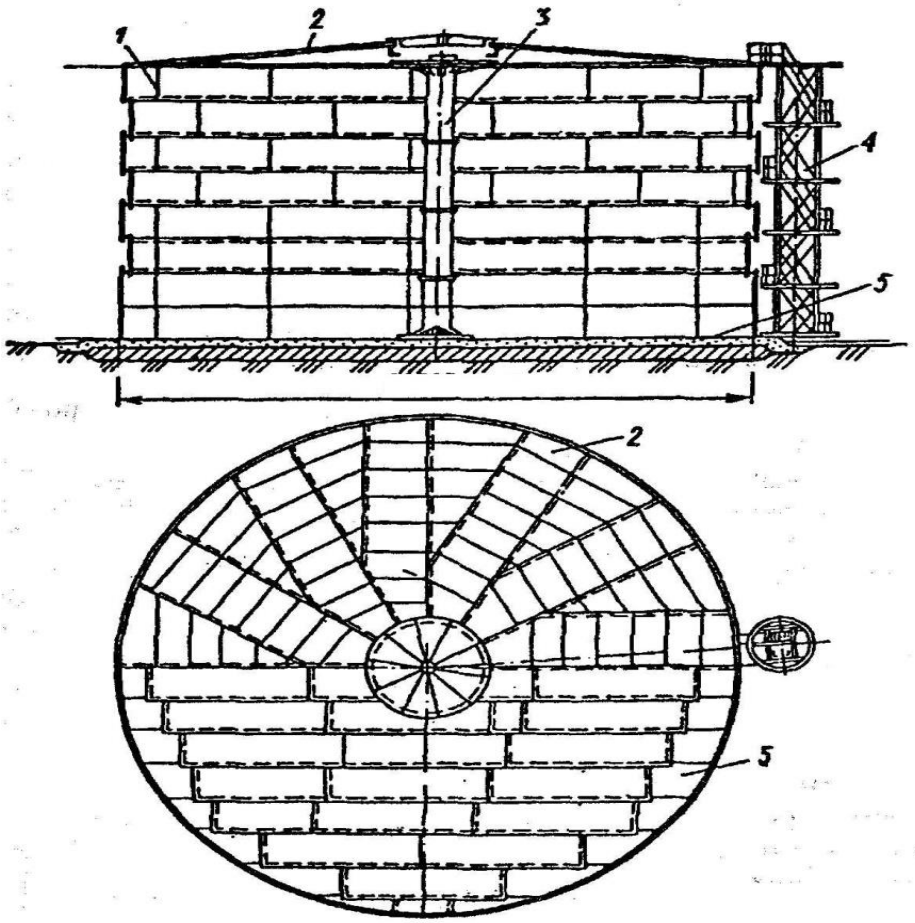
Резервуари вертикальні сталеві (РВС)

Вертикальні сталеві циліндричні резервуари зі стаціонарною дахом (типу РВС) є найбільш поширеними (рис. 1.1).

Вони являють собою циліндричний корпус 1, зварений із сталевих листів розміром 1,5 × 6 м, товщиною 4 … 25 мм, з щитової конічної або сферичної крівлі. При виготовленні корпусу довга сторона листів розташовується горизонтально. Один горизонтальний ряд зварених між собою листів називається поясом резервуара. Пояси резервуара з'єднуються між собою поступово, телескопічно або в стик.

Щитова покрівля 2 спирається на ферми і (у резервуарів великої місткості) на центральну стійку 3.

Днище резервуару 5 зварне, розташовується на піщаній подушці, обробленої з метою запобігання корозії бітумом, і має нахил від центру до периферії. Цим забезпечується більш повне видалення підтоварної олії.



Вертикальний циліндричний резервуар
1 - корпус; 2 - щитова крівля; 3 - центральна стійка
4 - шахтні сходи.

Рис. 1.1 - Вертикальний циліндричний резервуар

Резервуари типу РВС споруджуються об'ємом від 100 до 100 000 м3. Вони розраховані на надлишковий тиск близько 2000 Па і вакуум близько 200 Па [4].

Резервуари горизонтальні сталеві (РГС)

Горизонтальні циліндричні резервуари (типу РГС)представляють собою горизонтально розташований циліндр з плоским або конічним днищем. Корпус резервуара споруджують на заводі із сталевих листів товщиною від 1000 до 2000 мм. Вони встановлюються або підземно (в сухих ґрунтах із заглибленням на 1,2 м до верхньої твірної), або надземне (на опорах зі збірного залізобетону висотою 0,8 ... 3 м і шириною 0,3 ... 0,4 м).

Резервуари типу РГС виготовляються об'ємом від 3 до 100 м3 і розраховані на надлишковий тиск від 40 000 (для резервуарів з плоским днищем) до 70 000 Па (для резервуарів з конічним днищем) і на вакуум до 1000 Па.

Резервуари залізобетонні (ЗБР)

Залізобетонні резервуари (типу ЗБР (рис 1.2)) бувають циліндричні і прямокутні. Перші більш поширені, оскільки економічніші, хоча прямокутні резервуари більш прості у виготовленні.

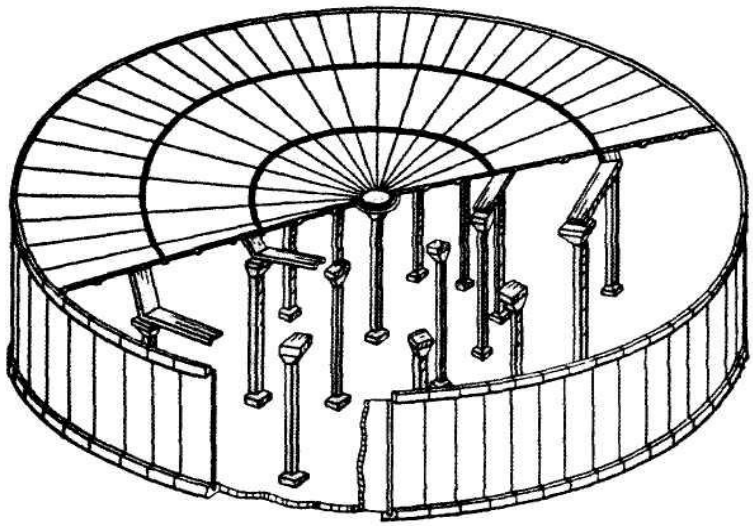


Рис. 1.2 - Резервуар типу ЗБР

Залізобетонні резервуари виготовляють, як правило, з попередньо напружених залізобетонних панелей, шви між якими заповнюють бетоном. Плити перекриття спираються на стіни, а в ряді випадків - і на балки. Днище, в основному, виготовляється монолітним бетонним, товщиною 50 см.

Циліндричні резервуари типу ЗБР споруджують об'ємом від 100 до 40 000 м3. Вони розраховані на надлишковий тиск близько 200 Па і вакуум близько 100 Па.

Резервуари типу ЗБР вимагають менших метало витрат, ніж сталеві. Однак в процесі їх експлуатації виявився ряд недоліків. Перш за все, існуючі конструкції перекриття залізобетонних резервуарів не володіють достатньою

герметичністю. Інша проблема - боротьба зі спливанням резервуарів при високому рівні ґрунтових вод. Нарешті, існують труднощі з ремонтом внутрішнього обладнання залізобетонних резервуарів.

В силу перерахованих і ряду інших причин резервуари типу ЗБР на даний час не споруджуються.

Устаткування яке встановлюється на резервуарах

На резервуарах встановлюються:

1. обладнання, що забезпечує надійну роботу резервуарів і зниження втрат олієпродукту;
2. обладнання для обслуговування і ремонту резервуарів;
3. протипожежне обладнання;
4. прилади контролю та сигналізації.

До групи обладнання для забезпечення надійної роботи резервуарів відносяться: дихальна арматура, приймально-роздавальні патрубки; засоби захисту від внутрішньої корозії;

Для обслуговування та ремонту резервуарів використовується наступне обладнання: люки-лази, люки вимірювальні, люки світлові, сходи.

Резервуари є об'єктом підвищеної пожежної небезпеки, тому вони в обов'язковому порядку оснащуються протипожежним обладнанням: вогневими запобіжниками, засобами пожежогасіння.

Для сигналізації і контролю за роботою резервуарів застосовуються:

- місцеві та дистанційні вимірювачі рівня олієпродукту;
- сигналізатори максимального оперативного і аварійного рівнів нафтопродукту;
- дистанційні вимірювачі середньої температури олієпродукту в резервуар.

Дихальна арматура

Дихальна арматура резервуарів включає дихальні і запобіжні клапани. Призначення дихальної арматури полягає в наступному. При заповненні резервуарів або підвищенні температури в газовому просторі тиск в них

зростає. Так як резервуари розраховані на тиск, що близький до атмосферного, їх може просто розірвати. Щоб цього не відбувалося на резервуарах встановлені дихальні і запобіжні клапани. Перші відкриваються, як тільки надлишковий тиск в газовому просторі досягне певної величини, як правило, 2000. Па, межа спрацьовування других - на 5 ... 10% вище, вони страхують дихальні клапани [3;20].

Дихальна арматура захищає резервуари і від зім′яття, при зниженні тиску в них під час спорожнення, або при зменшенні температури в газовому просторі. Як тільки вакуум досягає допустимої величини, відкриваються дихальні клапани, в газовий простір резервуарів надходить атмосферне повітря. Якщо їх пропускна здатність недостатня і вакуум продовжує збільшуватися, то відкриваються запобіжні клапани.

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКА ПОВІРКИ ТА ЗАСОБИ ВИМІРЮВАНЬ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ МІСТКОСТІ ВЕРТИКАЛЬНИХ РЕЗЕРВУАРІВ ГЕОМЕТРИЧНИМ ТА ОБ'ЄМНИМ МЕТОДОМ

Існує кілька способів тарування резервуарів.

Об'ємний метод. Вимірювання місткості резервуара виробляють шляхом поступового (наприклад, через кожен сантиметр) наповнення резервуара водою або іншою рідиною, дози якої точно відмірюють мірниками. За відміреною в об'ємних одиницях і влити в резервуар дозам рідини визначають його місткість.

Ваговий метод. Резервуар до верху наповнюють водою. Потім налиту воду поступово, окремими дозами, кожна з яких визначається заданим інтервалом, зливають в особливу судину, що знаходиться на вагах. Злиті дози води точно зважують. Але результатами зважування визначають місткість резервуара, виходячи з того, що при температурі 40°С 1 кг води має об'єм, рівний 1 л. Якщо вода, що служить для вимірювання, має іншу температуру, то у визначення об'ємів води вносять відповідні поправки.

Розрахунковий метод. Місткість сховища визначається на підставі проведених зовнішніх обмірів резервуара.

Об'ємний і ваговий методи є найбільш точними, але вони вимагають спеціального обладнання. Крім того, користуючись цими методами, важко (потрібно багато часу) тарувати резервуари, що мають значну ємність. При таруванні резервуарів об'ємним і ваговим методами обов'язково призначаються комісії.

Розрахунковий метод теж має недоліки, які полягають в трудомісткості підрахунків, неможливості застосовувати його для резервуарів складної геометричної форми і т. п., але для багатьох випадків калібрування він все ж є технічно більш здійсненним, так як він вимагає меншої витрати час.

Складені на резервуари ємнісні таблиці завжди повинні бути перевірені, а потім затверджені. Якщо резервуар був протарован об'ємним або ваговим методом, ємнісну таблицю можна перевірити тільки досвідним шляхом (на

витримку для 1-2 внутрішніх об’ємів резервуара або для різниць цих об’ємів) або розрахунковим методом.

Геометричний метод згідно методичних вказівок полягає в визначенні місткості резервуару вимірюванням його геометричних розмірів і проведенням розрахунків для отримання градуювальної характеристики, тобто залежності об’єму рідини в резервуарі від рівня його наповненості.

Геометричний метод може використовуватися для резервуарів різної місткості та конфігурації. Єдиною умовою здійснення методу є те що резервуар та його складові частини повинні мати правильну геометричну форму дозволяючи провести виміри і розрахувати місткість за результатами вимірів з необхідною для практичних цілей точністю [6].

В наш час градуювання резервуарів геометричним методом серед експлуатаційних вважається найбільш простим, так як не потребує спеціального складного обладнання та найбільш здійсненний. Для резервуарів великої ємності (місткістю більше 5000 м3) він є не тільки єдиним практично виконуваним, але й найбільш точним. Відносна точність, достатня для практичних цілей, забезпечується навіть у тих випадках коли резервуар має відхилення від правильної геометричної форми, так як із збільшенням місткості зменшується відносна величина похибки, яка з’являється через неточний облік деформацій резервуару. Вказані переваги геометричного методу забезпечили повсюдне його розповсюдження і визнання в якості основного методу вимірювання місткості та градуювання резервуарів [6].

Але в деяких випадках геометричний метод виявляється менш точним ніж об’ємний. До таких випадків відноситься градуювання: підземних резервуарів малої місткості або маючих неправильну геометричну форму; резервуарів які мають складну геометричну форму (шарові, крапле видні), коли важко провести точні, необхідні для розрахунку місткості вимірювання; донних частин вертикальних резервуарів, які в результаті нерівномірної осадки або інших причин мають неправильну форму; резервуарів які мають різну від плоскої форми дно, а також резервуарів, які мають складні конструктивні

елементи, що складно піддаються точним вимірам, так звані «мертві порожнини» .

Використання даного методу градуювання засновано на припущенні, що резервуар та його елементи мають правильну геометричну форму, а лінійні розміри, необхідні для розрахунку місткості, можна виміряти звичайними вимірювальними пристроями з необхідною для даного типу вимірювання метрологічною точністю.

Як показує досвід, при виготовленні резервуарів великої місткості, навіть з високою якістю виконання зварювальних робіт, виникають відхилення від правильної геометричної форми. Допуски на відхилення геометричних розмірів сталевих конструкцій резервуарів регламентовані СНиП III -18 – 75 «Организация, производство и приемка работ. Металлические конструкции» . Навіть при дотриманні цих достатньо сурових допусків, похибка визначення об’єму резервуарів складає від 0,2 до 0,7 % від повної місткості. Відхилення місткості резервуару від проектної внаслідок деформації зварювальних швів може досягати величин від 0,4 до 1 %. При наявності деформацій, які виходять за межі допусків, а також при наявності випуклостей та вм’ятин, деформацій викликаних довгим строком експлуатації резервуарів, ці відхилення становляться ще значнішими, що призводить в подальшому до значних погіршень визначення кількості олієпродуктів в таких резервуарів. Розглянемо найбільш відповідальні операції виконання вимірювань при градуюванні резервуарів.

При геометричному методі повірки резервуара, місткість першого поясу визначають за результатами вимірювань довжини зовнішнього кола, товщини стінки і висоти першого пояса. Довжину зовнішнього кола першого поясу резервуару вимірюють сталевою рулеткою з міліметровими позначками. В залежності від місткості резервуарів рекомендується використовувати рулетки різної довжини: для резервуарів місткістю 100-200 м3 рекомендують рулетку РЗ-20, резервуари місткістю 3000-5000 м3 – РЗ-30. Ширина рулетка повинна становити не менше 12 мм. При вимірюванні стрічка рулетки не повинна

перекручуватися, повинна буту гарно натягнута, а також щільно прилягати до стінки резервуару. Це досягається постійним натягом стрічки рулетки за допомогою динамометра із зусиллям 100 Н для рулетки 30 м. та 50 Н для рулеток 10 і 20 м. Місткості вищих поясів визначають за результатами вимірів радіальних відхилень утворюючих від вертикалі, товщини стінок і їх висот [4;6].

В залежності від об'єму резервуару допускаються гранично допустимі рівні таких параметрів як:

1. Довжина окружності першого пояса, % - ± 0,022;
2. Висота поясу, мм - ± 5мм;
3. Товщина стінки враховуючи шар пофарбування ± 0,2мм;
4. Об'єм внутрішніх деталей ± (0,005-0,025) при V=> 5000 м3 (0.025-0.25);

При перевірці резервуарів геометричним методом застосовують наступні засоби повірки:

1.Рулетки вимірювальні 2-го класу точності з верхніми межами вимірювань 10; 20 і 30 м згідно ДСТУ 4179:2003.

2. Лінійка вимірювальна металева з діапазоном вимірювань 0-500 мм згідно ДСТУ 427:2009.

3. Товщиномір ультразвуковий з діапазоном вимірювань 0,6-30 мм і межами похибки з 0,1 мм.

4. Динамометр з діапазоном вимірювань 0-100 Н згідно ДСТУ 13837:2009.

5. Нівелір з рейкою.

6. Теодоліт оптичний з ціною поділки мікроскопа 2 "(кутові секунди).

7. Штангенциркуль з діапазоном вимірювань 0-125 мм по ДСТУ 166:2009.

8. Каретка вимірювальна (Рис 2 та Рис 3).

9. Анемометр чашковий типу МС-13 з діапазоном вимірювань від 1 до 20 м / с.

10. Допоміжне обладнання: крейда, шпатель, щітки (металеві), мікрокалькулятор.

Також перед початком вимірювань резервуару необхідно дотримуватись наступних метеоумов: температура навколишнього повітря (20± 15) ℃, швидкість вітру не більше 10 м/с, стан погоди – без опадів.

Перед початком роботи перевіряють справність драбин та перил резервуару, наявність заземлення. На резервуарах які не мають огороджень у вигляді поручнів по всьому колу даху, роботи проводять із запобіжним поясом, прикріпленим до надійно встановлених елементах металевих конструкцій даху резервуару [6].

При підготовці резервуару до повірки проводять наступні роботи: перевіряють на місці відповідність конструкції і внутрішніх деталей резервуара технічної документації на нього, стан зовнішньої поверхні стінки резервуара (на відсутність деформацій стінки, забруднень, бризок металів, напливів, задирок; на наявність необхідної арматури і обладнання; справність драбин і перил) для можливості проведення зовнішніх вимірювань перевіряють стан вимощення резервуара (відсутність тріщин і цілісність).

Базову висоту резервуара або рівень повірочної рідини в ньому вимірюють через вимірювальний люк. Надмірний тиск в газовому просторі резервуару повинно постійно дорівнювати нулю. Після вимірювання, кришку вимірювального люка щільно закривають.

2.1 Вимірювання довжини окружності першого поясу

Довжину округлості $L_{н}$ вимірюють на висоті, рівній 3/4 висоти першого поясу якщо висота поясу знаходиться в межах 1500 до 2250 мм., або рівній 8/15 висоти першого поясу, якщо висота поясу складає 3000 мм від відмітки. При наявності деталей, що заважають вимірам, може бути зменшена висота на величину до 300 мм. від відмітки 3/4 або 8/15 висоти першого поясу. Стрічку

рулетки розташовують по округлості резервуару в суворо горизонтальній площині. Перед вимірюванням довжини кола на висоті, через кожні 5 м наносять горизонтальні позначки на стінці резервуара. При вимірюванні, стрічку рулетки вкладають так, щоб нижня твірна лежала на горизонтальних штрихах. За нанесеними позначками, рулетку прикладають до стінки резервуару. Початкову точку вимірювань довжини окружності вибирають на стінці резервуара і відзначають двома взаємно перпендикулярними штрихами за допомогою чертилки, товщина леза якої не більше 0,5 мм. Початок стрічки рулетки укладають нижньою крайкою по горизонтальному штриху і початкову позначку шкали рулетки поєднують з вертикальним штрихом початкової точки вимірювань на стінці резервуара.

Натяг рулетки здійснюють за допомогою динамометра зусиллям 100 Н (~ 10 кгс)для рулетки довжиною 30 м і зусиллям 50 Н (~ 5 кгс) для рулеток довжиною 10 м і 20 м. Після створення необхідного натягу проти кінцевої позначки шкали рулетки, на стіні резервуару відзначають вертикальний штрих, а по нижній кромці стрічки - горизонтальний. Наступні укладання рулетки проводять в тому ж порядку. При вимірах стежать, щоб початок шкали рулетки збігся з кінцевим штрихом попередньої укладки. Довжину кола $L_{н}$ вимірюють не менше двох разів. Початкову точку другого виміру зміщують по горизонталі від початку першого не менш ніж на 500 мм.

Відносне розходження між результатами двох вимірювань довжини окружності Lн,%, розраховується за формулою:

$$\delta L_{н} = 2 \cdot \frac{L_{н1} - L_{н2}}{L_{н1} - L_{н2}} \cdot 100,$$

і має перебувати в межах ± 0,01%.

При розбіжності, що перевищує зазначене вимірювання (формулу) слід повторювати до отримання двох послідовних вимірювань, які відповідають даній умові.

При вимірах довжини окружності резервуару враховують поправки на її збільшення при накладанні рулетки на вертикальні зварні з'єднання, накладки та інші виступаючі деталі у всіх випадках, якщо між стрічкою рулетки і стінкою резервуара є зазор. Поправку на довжину окружності першого поясу резервуара при накладенні рулетки на вертикальні зварні з'єднання, накладки та інші виступаючі деталі (далі - поправку наобхід) визначають за допомогою металевих скоб довжиною 600 - 1000 мм.(рис 2.1)

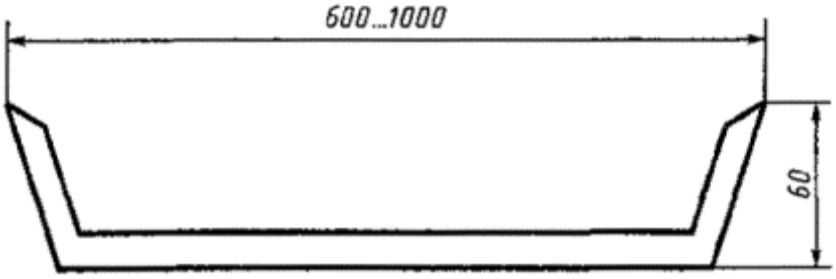


Рис. 2.1 - Скоба для вимірювань поправок на обхід рулеткою накладок та інших виступаючих частин

Виступаючу частину на висоті вимірювань довжини окружності першого поясу перекривають скобою і на стінці резервуара в обох кінцях скоби наносять штрихи. Потім, щільно притискаючи стрічку рулетки до стінки резервуара, вимірюють довжину дуги, що знаходиться між цими штрихами. Скобу переносять на вільне від виступаючих деталей місце на тому ж рівні першого пояса,відзначають штрихами і вимірюють відстань між ними рулеткою, щільно притискаючи стрічку рулетки до стінки резервуара. Різниця між результатами першого та другого вимірювань довжини дуги - значення поправки на обхід, яке враховують при обчисленні довжини окружності першого поясу.

Наступний етап включає в себе вимірювання радіальних відхилень утворюючих резервуару від вертикалі.

Радіальні відхилення утворюючих резервуару (далі - радіальні відхилення) вимірюють із застосуванням вимірювальної каретки з схилом (рис. 2.1) або вимірювальної каретки з теодолітом (рис. 2.2).

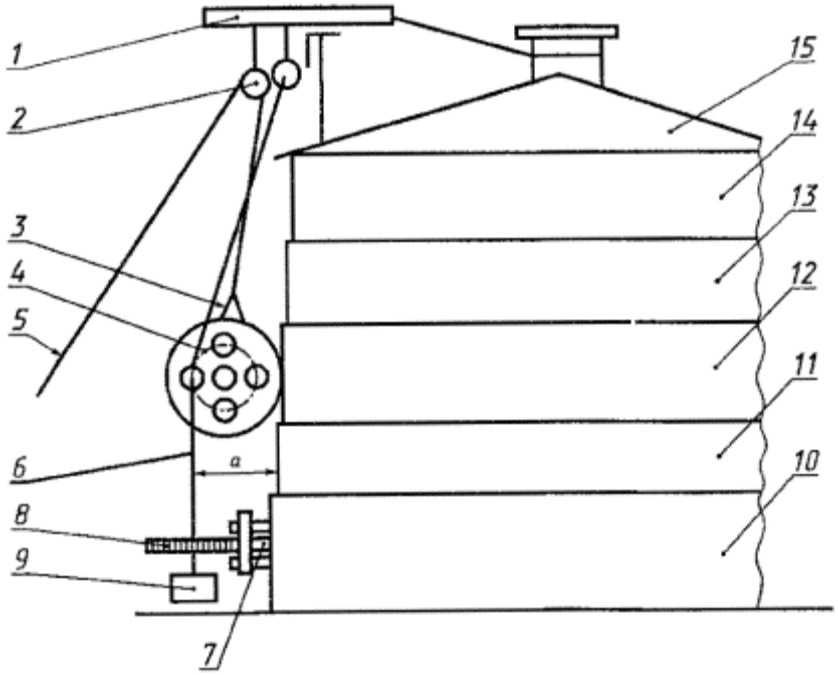


Рис. 2.2 - Схема вимірювань радіальних відхилень із застосуванням вимірювальної каретки з схилом

1 - штанга; 2 - блок; 3 - каретка вимірювальна; 4 - колеса каретки; 5 – тяговий канат; 6 - нитка схилу, 7 - магнітний тримач; 8 - лінійка; 9 - схил; 10, 11, 12, 13, 14 - пояса резервуара; 15 - покрівля резервуара; а - відстань від стінки резервуара до нитки схилу; штанга 1 і блок 2 - утворюють пристосування для підвіски каретки

При визначенні радіальних відхилень поясів резервуара із застосуванням вимірювальної каретки з схилом вимірюють відстань а від стінки резервуара до нитки виска 6, що проходить через позначки розбивки.

Для установки вимірювальної каретки (далі - каретки) на резервуарі у краю резервуара на штанзі 1 з деяким піднесенням над покрівлею кріплять блок 2, через який перекидають тяговий канат 5 для підйому каретки 3. Нитка схилу 6 закріплюють на штанзі. Схил і блок для підйому каретки разом зі штангою повинні вільно переміщатися по покрівлі резервуара [6].

Для переходу від однієї позначки розбивки до іншої каретку опускають, а штангу з усією оснащенням пересувають по покрівлі резервуара. Відстань від стінки резервуара до нитки а схилу відраховують по лінійці 8. Лінійку

встановлюють в середині висоти першого поясу за допомогою магнітного утримувача 7 перпендикулярно до стінки резервуара, по черзі для кожної позначки розбивки. Відлік по лінійці знімають при пересуванні каретки вгору уздовж твірної резервуару, що проходить через позначки розбивки.

Вимірювання уздовж кожної твірної резервуару починають з позначки розбивки під номером один першого поясу. На кожному наступному поясі вимірювання проводять в трьох перетинах: середньому, що знаходиться в середині пояса, в нижньому і верхньому, розташованих на відстані 50 - 100 мм від горизонтального зварного шва. На верхньому поясі - в двох перетинах: нижньому і середньому.

Відлік по лінійці знімають з похибкою в межах 1 мм в момент, коли каретка встановлена в призначеній точці при нерухомому відвісі.

Примітка - При швидкості вітру більше 5 м/с для виконання вимірювань радіальних відхилень застосовують вимірювальну каретку з теодолітом.

Окружність першого поясу резервуара, розбивають на рівні частини (наносять вертикальні позначки на стінці першого поясу), починаючи з утворюючої резервуару, що знаходиться в площині, яка проходить через поздовжні осі вимірювального люка і резервуару, з дотриманням наступних умов (розбивку можна проводити і по покрівлі резервуара):

- число розбивок має бути парним;

- загальне число розбивок для резервуарів місткістю до 10000 має бути не менше 24,

- від 10000 до 30000 не менше 36;

- від 30000 до 50000 - не менше 48;

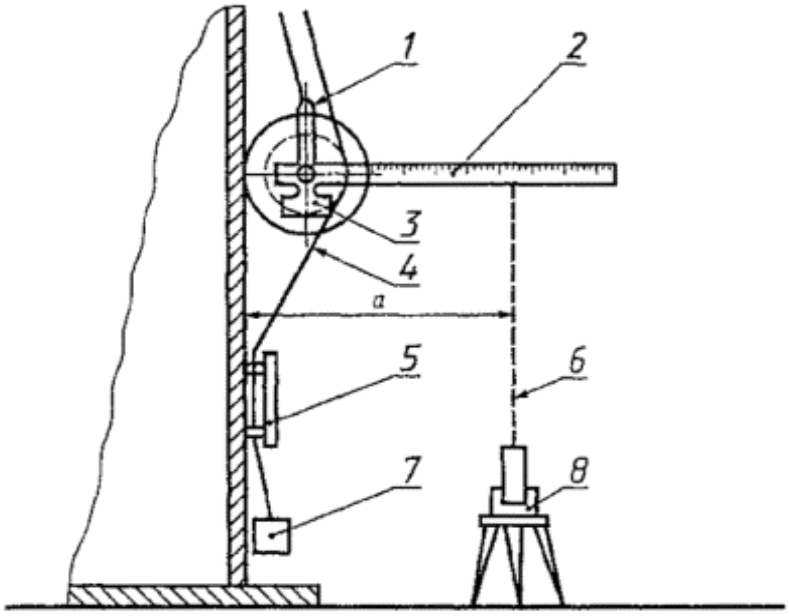


Рисунок 2.3 - Схема вимірювання радіальних відхилень із застосуванням вимірювальної каретки з теодолітом:

1 - каретка; 2 - лінійка; 3 - противага; 4 - струна; 5 - магнітний тримач; 6 - візирна лінія; 7 - вантаж; 8 - теодоліт; а - відстань від стінки резервуара до нитки схилу.

- при наявності місць явно виражених деформацій розбивку проводять так, щоб утворюючі резервуара проходили через позначки розбивки і ці місця. Всі позначки розбивки пронумеровують за годинниковою стрілкою відповідно до рис. 2.4.

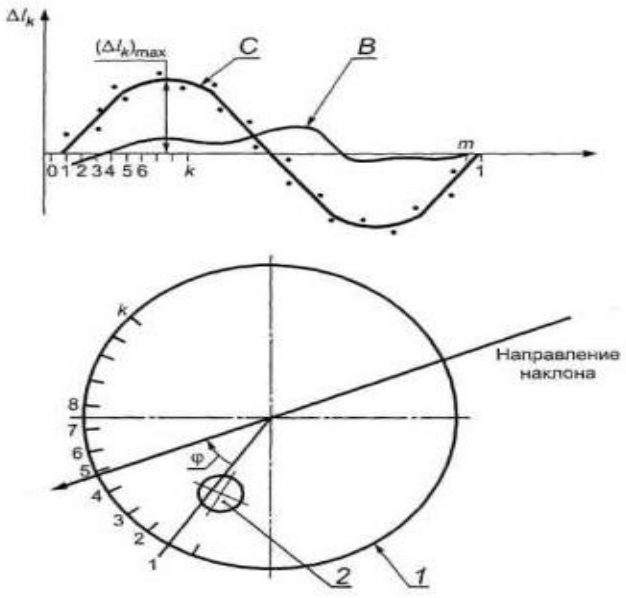


Рис. 2.4 - Графік функції Δlk і схема напрямки нахилення резервуара:

1 - контур днища резервуара; 2 - вимірювальний люк; Δlk - функція, яка обчислюється за формулами; С, В - графіки функції Δlk при наявності і відсутності нахилення резервуара відповідно; (Δlk) max - максимум функції Δlk; m – число розбивок; k - номер розбивки; φ - кут напрямку нахилення резервуара,

При визначенні радіальних відхилень із застосуванням каретки з теодолітом вимірюють відстань ***а*** від стінки резервуара до візирної лінії 6 теодоліта 8, спрямованої перпендикулярно до лінійки 2, укріпленої на осі каретки 1. При цьому теодоліт 8 встановлюють над геодезичної точкою на відстані від стінки резервуара, що буде забезпечувати зручне наведення зорової труби, але не менше 10 м від вимірюваної твірної резервуару.

Для виключення зсуву каретки при її русі по стінці резервуара струну 4 з вантажем 7 закріплюють магнітним утримувачем 5. Вимірювання починають з установки каретки на 3/4 висоти першого пояса, далі переміщують каретку вгору.

Теодоліт встановлюють над геодезичної точкою, налаштовують і приводять в робочий стан відповідно до інструкції заводу-виготовлювача і наводять вертикальну нитку сітки зорової труби на штрих шкали, кратний 1 см, приблизно в середині лінійки. Кінець шкали лінійки повинен перебувати у осі каретки. Відлік знімають за шкалою лінійки при послідовній установці каретки в точках вимірювань і зафіксованому положенні горизонтального кола теодоліту[5].

Визначення ступеню нахилу резервуара

Ступінь нахилу резервуара визначають за результатами вимірів відстаней від стінки резервуару до нитки схилу в середньому перерізі верхнього пояса і на 3/4 висоти першого пояса із застосуванням каретки до схилу або каретки з теодолітом. Ступінь нахилу може бути визначена за результатами вимірювань відстані а від стінки резервуара до нитки схилу в перерізі на 3/4 висоти першого пояса із застосуванням виска (рис. 2.5).

Вимірювання відстані а від стінки резервуара до нитки схилу із застосуванням відвіса (рис. 2.5) проводять в наступній послідовності:

- окружність першого поясу резервуара розбивають на рівні частини;

- встановлюють лінійку з магнітним утримувачем 7 лівіше точки розбивки на 3/4 висоти першого поясу. При цьому нульова відмітка лінійки повинна знаходитися біля стінки резервуара;

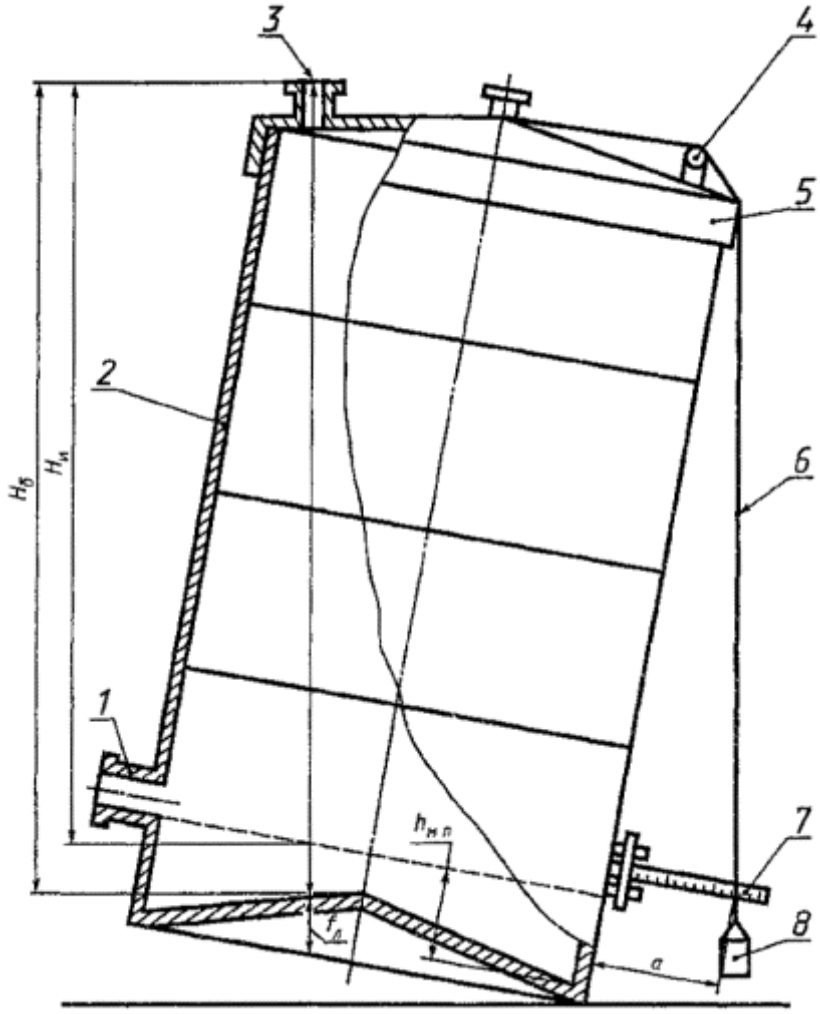


Рис. 2.5- Схема визначення ступеня нахилення резервуара із застосуванням схилу:

1 - приймально-роздавальний патрубок; 2 - циліндрична частина резервуара; 3 - вимірювальний люк; 4 - поручні; 5 - куточок; 6 - нитка схилу; 7 - лінійка з магнітним утримувачем; 8 - вантаж схилу; Нб, Ні- базова і вихідна висоти резервуара; F л - висота точки дотику днища вантажем рулетки; hм.- висота «мертвої» порожнини резервуара; а - відстань від нитки схилу до стінки резервуара

- опускають вантаж на нитки виска 6 з покрівлі резервуара;

- переміщують нитку до лінійки і верхній кінець нитки закріплюють на перилах;

- вимірюють відстань ***a*** від нитки схилу до стінки резервуару;

- для переходу від однієї позначки розбивки до іншої, верхній кінець нитки звільняють і пересувають її по крівлі резервуару до лінійки, встановленої в іншій позначці розбивки за допомогою магнітного утримувача.

Вимірювання висоти поясів і товщини стінок

Висоту поясів $h_н$ вимірюють із зовнішнього боку резервуара за допомогою вимірювальної рулетки з вантажем і упорного кутника.

Для резервуарів без сходів вимірювання проводять, піднімаючи рулетку 3 вантажем від упорного кутника 90 (рис 2.6) 1, що знаходиться біля нижнього краю пояса, до упорного кутника 90 2, що знаходиться у верхнього краю пояса, зчитуючи різницю в показаннях рулетки відносно нерухомої позначки. Висотою і-го поясу вважають відстань hi, в межах якого внутрішній радіус пояса ri має постійне значення (рис.2.7).

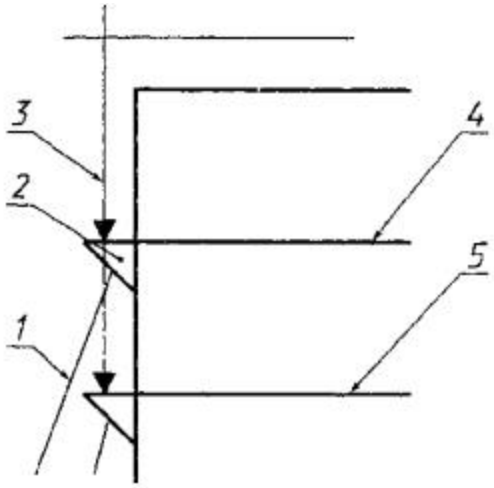


Рисунок 2.6 - Схема вимірювання висоти пояса:

1 - штанга упорного кутника 90 °; 2 - завзятий кутник 90 °; 3 – вимірювальна рулетка з вантажем, 4, 5 - зварні шви резервуара

.

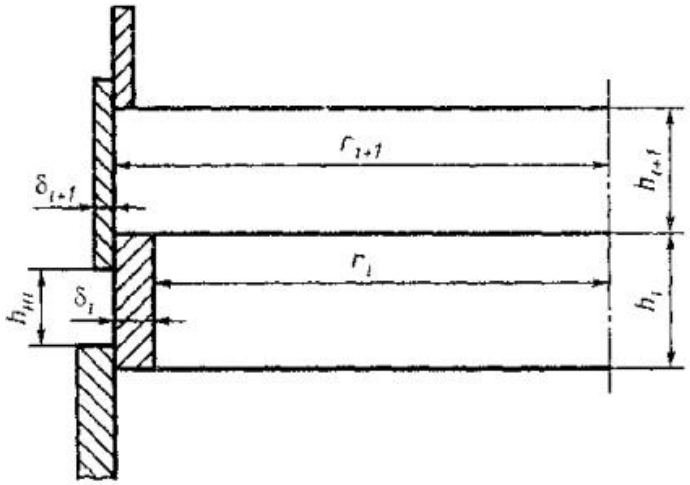


Рис.2.7 - Схема розташування поясів резервуара:

ri, hні і hi, di - внутрішній радіус, зовнішня і внутрішня висота, товщина стінки і-го поясу відповідно; ri + 1, hi + 1, di + 1 - внутрішній радіус, внутрішня висота,товщина і + 1-го поясу відповідно

Значення hi отримують відніманням з значення hні значень нахлестів, прийнятих за технічною документацією.

Товщину стінок поясів вимірюють два рази за допомогою ультразвукового товщиноміра з похибкою в межах 0,1 мм. Розбіжність між результатами двох вимірювань повинна перебувати в межах ± 0,2 мм, або його приймають рівним зазначеному в технічній документації.

Товщину шару фарбування резервуара визначають вимірами товщини відколу фарби штангенциркулем з похибкою не більше 0,1 мм.

Визначення обсягів внутрішніх деталей

Обсяги внутрішніх деталей, що знаходяться в резервуарі, і опор плаваючого покриття визначають за даними технічної документації або за даними вимірювання геометричних параметрів внутрішніх деталей із зазначенням їх розташування по висоті від днища резервуара. Внутрішні деталі складної геометричної форми можуть бути замінені еквівалентними за обсягом і розташуванню або розчленовані на простіші.

Вимірювання місткості "мертвої" порожнини (залишку)

Висоту "мертвої" порожнини hм заміряють рулеткою по стінці резервуара від днища резервуара до нижньої точки приймально-роздавального патрубка. Для визначення обсягу нерівностей днища (Vдн) 0 проводять такі вимірювання:

- розкреслюють на днищі точки перетину восьми концентричних кіл (I, II, ..., VIII) з вісьмома радіусами (0-1, 0-2, 0-3, ..., 0-8) і точку дотику днища

вантажем рулетки (рисунок 2.8 - при відсутності центральної труби або рисунок 2.9 - при наявності центральної труби).

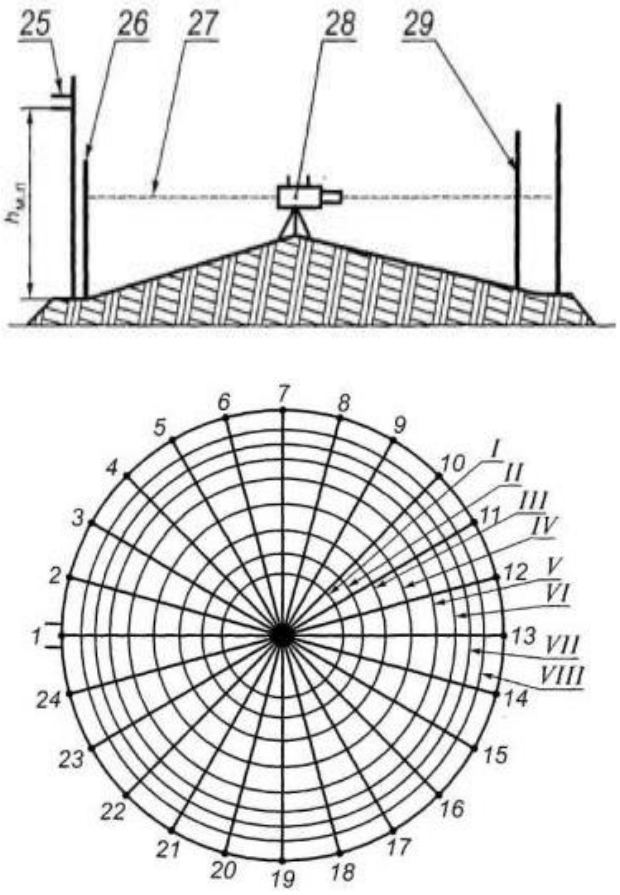


Рис. 2.8 - Нівелювання днища резервуара при відсутності центральної труби:

1-24 - радіуси; 25 - приймально-роздавальний патрубок; 26 - рейка; 27 – горизонт нівеліра; 28 - нівелір; 29 - рейка в точці дотику днища вантажем рулетки; I-VIII - концентричні кола; hм.п - висота "мертвої" порожнини резервуара.

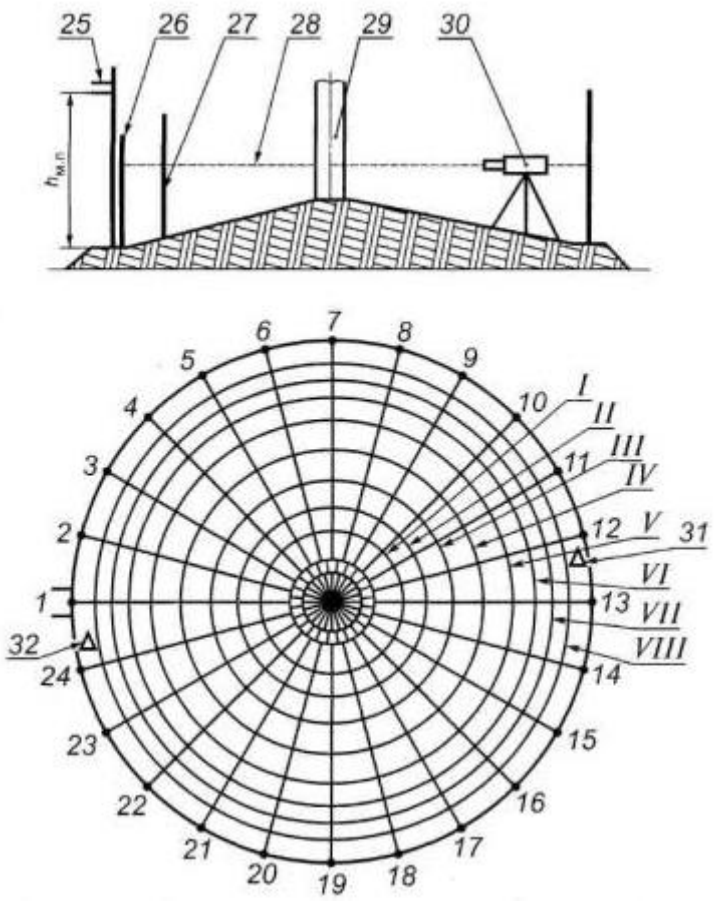


Рис. 2.9 - Нівелювання днища резервуара при наявності центральної труби:

1-24 - радіуси; 25 - приймально-роздавальний патрубок; 26 - рейка; 27 - рейка в точці дотику днища вантажем рулетки; 28 - горизонт нівеліра; 29 - центральна труба; 30 - Нівелір; 31, 32 - місця установки нівеліра; I-VIII - концентричні кола; hм.п - висота "мертвої" порожнини резервуара.

Положення восьми радіусів знаходять розподілом внутрішнього периметра резервуара по першого поясу на рівні днища на 8 рівних частин, починаючи з площини, що проходить через центр резервуара і точку дотику днища вантажем рулетки, а положення восьми концентричних кіл визначають діленням внутрішнього радіусу першого поясу R на 8 частин шляхом відкладання від центру днища (при наявності центральної труби з урахуванням радіуса r0) радіусів, рівних 0,35R; 0,5R; 0,61R; 0,71R; 0,79R; 0,86R; 0,93R; R;

- встановлюють нівелір в центрі днища резервуара (при відсутності центральної труби) або послідовно в двох протилежних точках, які не лежать на зазначених радіусах і віддалених від стінки резервуара не більше 1000 мм (при наявності центральної труби);

- знімають відліки по рейці, яка встановлюється послідовно в вимірювальних точках (bji), і в точці дотику днища вантажем рулетки (Вл). При наявності центральної труби відліки знімають по рейці з двох точок установки нівеліра і додатково в точках, утворених перетином радіусів з утворюючої центральної труби.

Примітка - Для резервуарів місткістю менше 2000 м^3 нерівністю днища нехтують, за вихідний рівень в цьому випадку приймають площину днища.

Вимірювання координати точки відліку значень рівня рідини або базової висоти

Вимірюють рулеткою відстань між зовнішніми утворюючими резервуара і вимірювального люка (рис. 2.10).

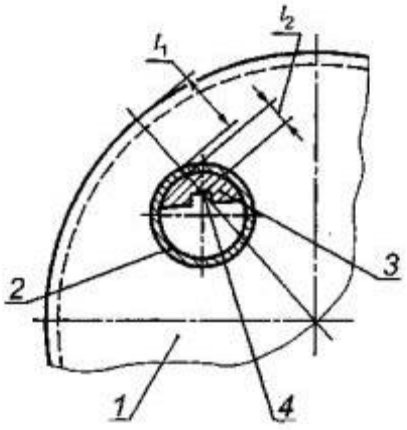


Рис. 2.10 - Схема розміщення вимірювального люка:

1 - крівля резервуара; 2 - вимірювальний люк; 3 - напрямна планка; 4 – точка вимірювань рівня рідини або базової висоти резервуара; l1 - відстань між зовнішньої твірної резервуару і вимірювального люка; l2 - відстань між точкою вимірювань на планці вимірювального люка і внутрішньої утворює вимірювального люка

Вимірювання базової висоти резервуара

Базову висоту резервуара hб вимірюють рулеткою з вантажем не менше двох разів. Розбіжність між результатами двох вимірювань не повинна перевищувати 2 мм. Значення базової висоти наносять на табличці, прикріпленій до вимірювального люка.

Базову висоту вимірюють щорічно. При зміні базової висоти в порівнянні з її значенням, встановленим при перевірці резервуара, більш ніж на 0,1% проводять вимірювання місткості "мертвої" порожнини і ступеня нахилення резервуара та коригування градуювальної таблиці за рахунок зміни місткості "мертвої" порожнини і ступеня нахилення резервуара. Рівні наповнення резервуара при вимірах базової висоти не повинні відрізнятися один від одного більш ніж на 500 мм.

Всі результати вимірювань оформляють актами, форми яких наведені в існуючому ДСТУ 4147-2003.

РОЗДІЛ 3 ПОБУДУВАННЯ ГРАДУЮВАЛЬНОЇ ТАБЛИЦІ

Градуювальна таблиця - таблиця, розрахована за результатами інструментального визначення залежності місткості резервуара від рівня його наповнення при нормованому значенні температури.

Таблиця відображає залежність місткості резервуара від рівня його наповнення. Таблиці градуювань дійсні протягом 5 років.

При перевірці резервуарів обов'язковими умовами є дотримання правил техніки безпеки, застосування засобів контролю і вимірювань, виконаних у вибухозахищеному виконанні, а також відповідність складу повітря поблизу або всередині резервуара вимогам санітарних норм.

Градуювання резервуарів мають право виконувати організації і компанії на підставі отриманих дозвільних документів (ліцензії, атестат акредитації).

Кваліфікація осіб, які проводять перевірку резервуарів, повинна бути підтверджена відповідними документами [7].

Градуювальну таблицю складають, використовуючи формулу місткості резервуару, відповідному рівню рідини H, Vh:

$$V_H = \sum_{i=1}^{n} V_{\text{ці}} + V_{\text{мп}} + V_{\text{всп}} + \Delta V_{\text{мп}} + V_{\text{гі}} - V_{\text{вд}}$$

де $\mathbf{V}_{\text{ці}}$ місткість поясу резервуару, $V_{\text{мп}}$ місткість мертвої порожнини, $V_{\text{всп}}$ рівень рідини відповідний висоті підняття плаваючого покриття резервуару, $V_{\text{гі}}$ поправка місткості, $V_{\text{вд}}$ обєм внутрішніх деталей.

Додатки згідно ГОСТ, з кроком Нн = 1 см, починаючи з початкового рівня (рівня, відповідного висоті «мертвої» порожнини Нм.п.) і до максимального рівня Hmax, що розраховується за формулою:

$$H_{\max} = \frac{\eta}{\sqrt{1+\eta^2}}\left[(H_{\text{б}} + f_{\text{л}}) \cdot \frac{\eta}{\sqrt{1+\eta^2}} + \frac{1}{\eta} \cdot \sum_{i=1}^{n} h_i - f_{\text{л}} \cdot \frac{\sqrt{1+\eta^2}}{\eta} - l_0 \cdot \cos\varphi\right],$$

де η - ступінь нахилу резервуара;

Нб - базова висота резервуара;

hi - висота і-го пояса, мм;

F л - висота точки дотику днища вантажем рулетки;

n - число поясів резервуара;

l0 - координата точки відліку значень рівня рідини або базової висоти мм;

φ - кут між напрямком нахилу резервуара і площиною, що проходить через центри резервуара і вимірювального люка.

У межах кожного поясу обчислюють коефіцієнт місткості, що дорівнює місткості, яка припадає на 1 мм висоти наповнення. При необхідності складають градуювальну таблицю в межах рівня, відповідного висоті "мертвої" порожнини Нм. або рівня, відповідного висоті спливання плаваючого покриття НВСП, прицьому коефіцієнт місткості обчислюють в межах кожної зміни рівня рідини в резервуарі на 1 см.

Градуювальні таблиці використовуються для кількісного розрахунку і зняття залишків продуктів [8].

Об’єм який знаходиться в резервуарі відповідає по сантиметровій місткості згідно градуювальної таблиці.

Приклад градуювальної таблиці наведений в Додатку А.

3.1 Визначення місткості заглиблених циліндричних резервуарів

Об'ємним методом можна вести виміри резервуарів з ємностями різних форм і видів. Але є одне обмеження, пов'язане з об'ємом. Отримання даних можливо тільки для тих місткості, які за обсягом менше п'яти тисяч. Виходить, що такий спосіб обміру є мало не єдиний для резервуарів 2-стінних і підземних.

Роботи з повірки на таких станціях проводяться як звичайним способом, так і програмно-вимірювальними комплексами і лабораторіями, що підводить саме до великого споживання градуювання резервуарів. За короткий проміжок часу досягається калібрування резервуарів з високою точністю завдяки подібного обладнання [6].

Для об'ємного методу характерний облік метеоумов, а також температури рідини, якою реалізовують перевірку, і повітря. Застосовуються для здійснення замірів або прояснені нафтопродукти, або звичайну воду. Здійснюються дії при відсутності опадів і температури повітря від 5 і до 35 градусів. Якщо повірочної рідиною позначена вода, тоді конкретно її температура має дорівнювати двом градусам. В аналогічній ситуації для нафтопродуктів це значення не перевищує півградуса.

Для здійснення об'ємного методу є два діючих варіанту. До першого зараховується статичний. При ньому в ємність резервуара підкачуються рідина для повірки з контрольованим об'ємом. У другому варіанті використовуються готові мірні ємності або так звані мірники. Рідина для повірки, вміщена в мірник, перекачується насосом в резервуар. Потім фіксуються напрацьовані результати і заносяться в таблицю. У ній відбивається обсяг, який закачаний, і відзначається зафіксований рівень [18].

Визначення довжини внутрішнього кола вищого пояса вертикального сталевого резервуара з плаваючим дахом

Визначення довжини внутрішнього кола вищого пояса резервуара з плаваючим дахом можна з допомогою пристосування як показано на рис 3.1.

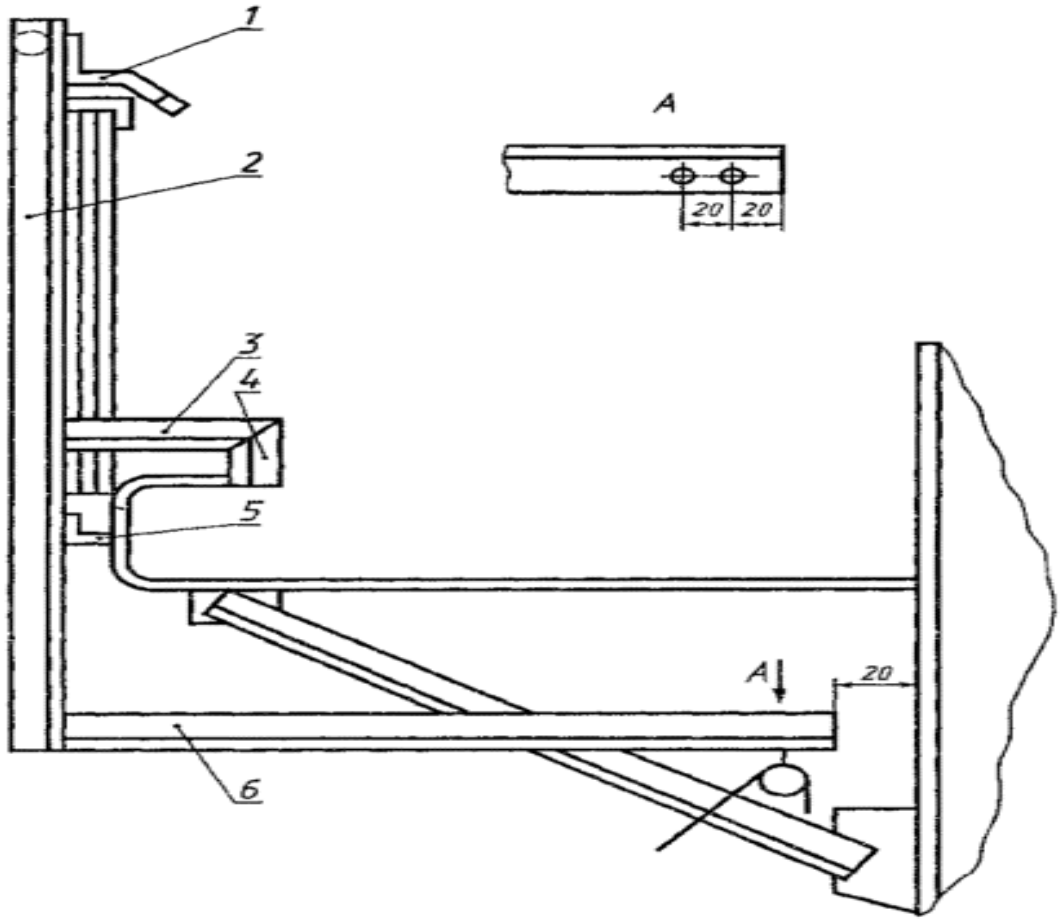


Рис. 3.1- Пристосування для підвіски каретки при вимірах радіальних відхилень утворюючої резервуарів з плаваючою дахом:

1 - утримувач, смуга 3 '30 мм; 2, 3, 4, 5, 6 - куточки Б - 50 '50' 4 мм згідно з ГОСТ 8509

При відсутності можливості застосування пристосування, як показано на рис. 3.1 довжину внутрішнього кола вищого пояса визначають:

другого поясу (при висоті поясів від 2250 до 3000 мм) або третього (при висоті поясів 1500 мм) - методом відкладення хорд по внутрішній стінці пояса;

вищестоящих поясів, починаючи з третього (при висоті поясів від 2250 до 3000 мм) або,

починаючи з четвертого (при висоті поясів від 1500 мм), - за результатами вимірювань радіальних відхилень утворюючих резервуара, проведених зсередини резервуара [6].

Хорди відкладають на рівнях, що обчислюються від верхньої площини плаваючою даху:

- 1600 мм - при висоті поясів від 2250 до 3000 мм;
- 1200 мм - при висоті поясів 1500 мм.

Перед відкладанням хорд на рівні 1600 мм або на рівні 1200 мм, за допомогою рулетки з вантажем через кожні 1000 мм наносять горизонтальні позначки довжиною 10-20 мм по стінці поясів. Відмітки, нанесені по стінках поясів на рівнях, з'єднують між собою, застосовуючи гнучку сталеву стрічку (рулетку). При цьому лінії горизонтальних кіл проводять товщиною не більше 5 мм.

Обчислюють довжину хорди S_1 за формулою

$$S_1 = D_1 sin\frac{\alpha_1}{2}$$

де D_1 - внутрішній діаметр першого поясу резервуара, який вираховується за формулою:

$$D_1 = \frac{L_{ВД}}{\pi}$$

де Lвд - внутрішня довжина кола першого поясу;

α_1 - центральний кут, відповідний довжині хорди S1; яка вираховується за формулою:

$$\alpha_1 = \frac{360}{m_1}$$

де m_1 - число відкладень хорд по лініях горизонтальних кіл. Число, m_1 в залежності від номінальної місткості резервуара приймають за табл.3.1

Таблиця 3.1

Номінальна місткість резервуара, $м^3$	Число відкладень хорд m_1	Номінальна місткість резервуара, $м^3$	Число відкладень хорд m_1
100	24	3000(4000)	38
200	26	5000	40
300	28	10 000	58
400	32	20 000	76
700	34	30 000	80
1000	34	50 000	120
2000	36	100 000	160

Хорду S_1 довжина якої обчислена за формулою, відкладають по лінії горизонтальної окружності, проведеної на висоті 1600 мм і на висоті 1200 мм, за допомогою штангенциркуля (ДСТУ 166) з діапазоном вимірювань від 500 до 1600 мм.

Довжини внутрішніх кіл поясів, що знаходяться вище поясів, визначають за результатами вимірів радіальних відхилень утворюючих резервуара від вертикалі зсередини резервуара з застосуванням вимірювальної каретки (далі - каретки) в наступній послідовності:

а) довжину окружності першого пояса, розбивають на рівні частини (наносять вертикальні позначки на рівні 1600 мм або на рівні 1200 мм, починаючи з площини А (рис.3.2);

б) штангу 12 з блоком 11 (рисунок 3.3), за допомогою якого каретка переміщається по внутрішній поверхні резервуара, встановлюють біля краю площадки обслуговування 13;

в) лінійку 6 встановлюють на висоті 400 мм від верхньої площині плаваючою даху за допомогою магнітного утримувача 7 перпендикулярно до стінки резервуара, по черзі для кожної позначки розбивки;

г) для переходу від однієї позначки розбивки до іншої каретку опускають, а штангу з усією оснащенням пересувають по кільцевій майданчику обслуговування резервуара. Відстань від стінки резервуара до нитки схилу а відраховують по лінійці 6;

д) вимірювання вздовж кожної твірної резервуару починають з позначки розбивки під номером один першого поясу. На кожному наступному поясі вимірювання проводять в трьох перетинах: середньому, що знаходиться в середині пояса, нижньому і верхньому, розташованих на відстані 50-100 мм від горизонтального зварювального шва. На верхньому поясі - в двох перетинах: нижньому і середньому. Відлік по лінійці знімають з похибкою в межах ± 1 мм в момент, коли каретка встановлена в призначеній точці при нерухомому відвісі;

е) в початковий момент каретку для всіх утворюють резервуара зупиняють на лінії горизонтальної окружності на рівні 1600 мм або на рівні 1200 мм.

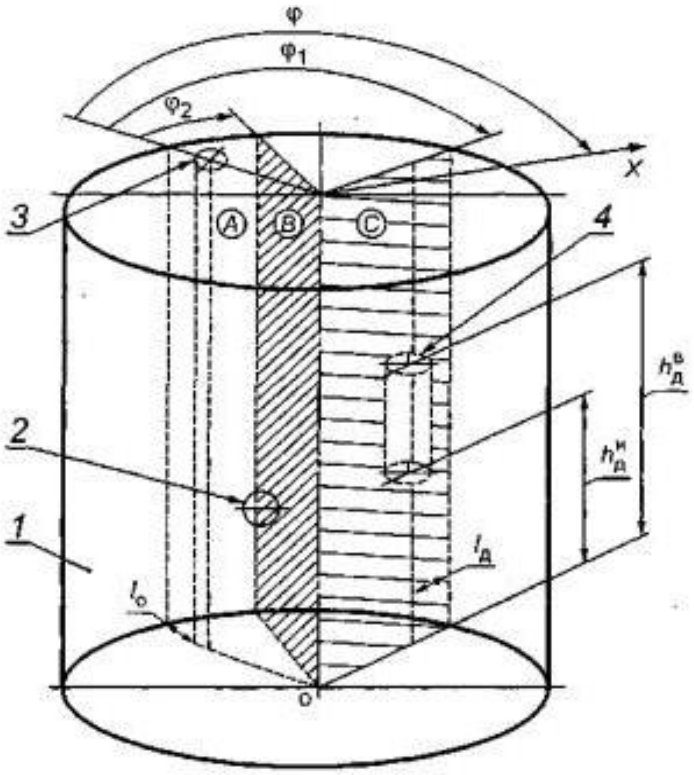


Рис. 3.2 - Схема вимірювань координат внутрішньої деталі:

1 - стінка резервуара; 2 - приймально-роздавальний патрубок; 3 - вимірювальний люк;

4 - внутрішня деталь; φ - кут між площиною, що проходить через точку вимірювань рівня рідини і базової висоти резервуара на направляючої планки вимірювального люка (площиною А) і напрямком нахилу резервуара Х; φ1 - кут між площиною А і площиною, що проходить через поздовжні осі резервуара і внутрішньої деталі (площиною С); φ2 - кут між площиною А і площиною, що проходить через поздовжні осі резервуара і приймально-роздаткового патрубка (площиною В); l0 - відстань від точки дотику днища вантажем рулетки до стінки 1-го поясу резервуара; lд - відстань від центру внутрішньої деталі до стінки 1-го поясу резервуара; h нд, hвд - нижню і верхню положення внутрішньої деталі.

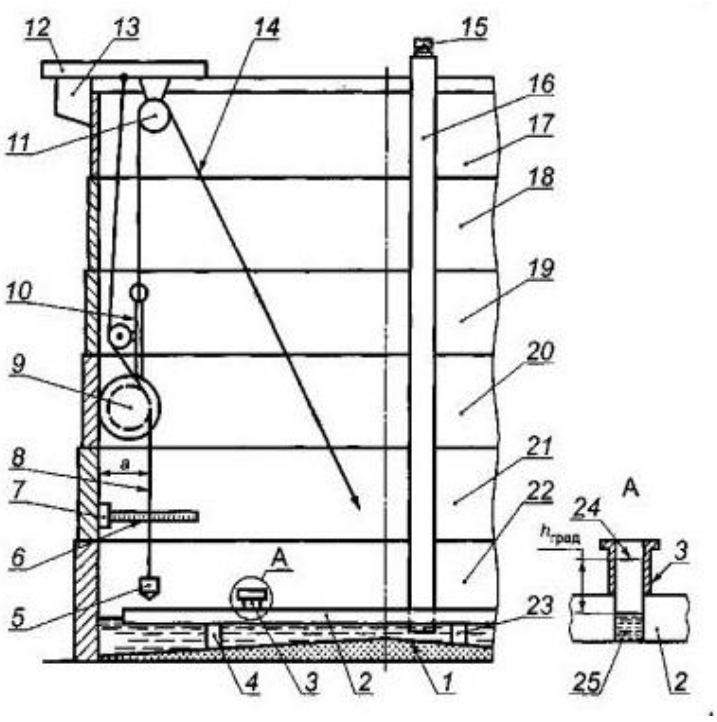


Рис 3.3 - Схема вимірювань радіальних відхилень утворюючих резервуару з плаваючим дахом:

1 - нерівності днища; 2 - плаваючий дах; 3, 15 - вимірювальний люк; 4, 23 -опори плаваючою даху; 5 - вантаж схилу; 6 - лінійка; 7 - магнітний тримач лінійки; 8 - нитка схилу; 9 - колеса вимірювальної каретки; 10 – вимірювальна каретка; 11 - блок; 12 - штанга; 13 - майданчик обслуговування; 14 - тяговий канат; 16 - Труба для радарного рівнеміра; 17, 18, 19, 20, 21, 22 - пояса резервуара; 24 - риска вимірювального люка; 25 - рідина; а - показання лінійки (радіальне відхилення твірної резервуару від вертикалі); hград - висота газового простору в плаваючою даху.

3.2 Проведення повірки резервуару об’ємним методом

Для початку знаходять висоту «мертвої» порожнини $h_м$ відповідному j-му приймально-роздатковому патрубку j, вимірюють рулеткою по стінці резервуара від днища резервуара до нижньої точки j-го приймально-роздавального патрубка. Нумерацію висот «мертвої» порожнини проводять починаючи з площини А.

Якщо резервуар має приймально-роздавальні пристрої, наприклад, пристрої ПРП-Д, (рис. 3.4) то вимірюють рулеткою:

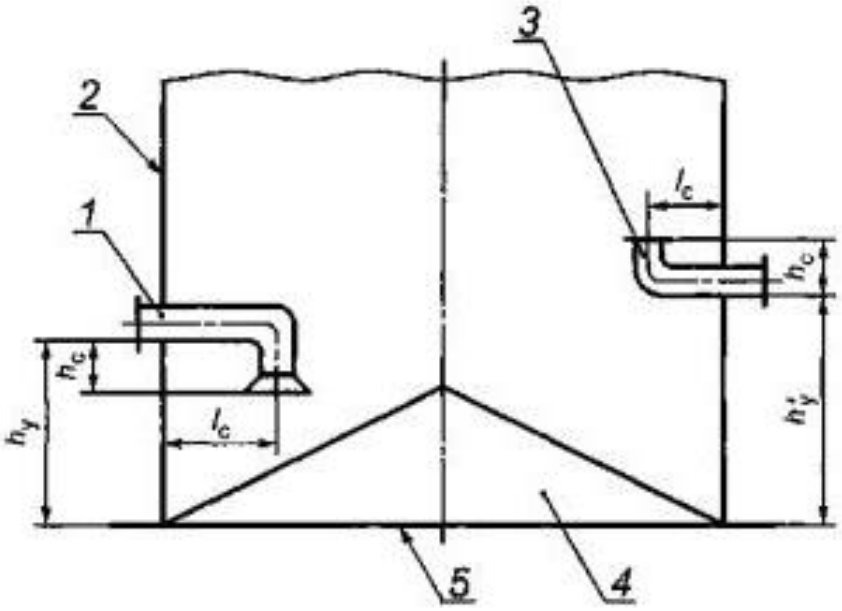


Рис. 3.4- Схема розміщення приймально-роздавальних пристроїв:

1, 3 - приймально-роздавальні пристрої; 2 - стінка резервуара; 4 – нерівності днища; 5 - контур днища; hy, h'y - висоти приймально-роздавальних пристроїв; hc - відстань від нижньої твірної приймально-роздавального пристрою до його нижнього або верхнього зрізу; LC - довжина приймально-роздавального пристрою.

- висоту по стінці резервуара від контуру днища до місця установки j-го приймально-роздавального пристрою hyj;

- відстань від нижнього утворюючого j-го приймально-роздавального пристрою до його нижнього або верхнього зрізу hcj;

- довжину j-го приймально-роздавального пристрою (відстань від центру зрізу пристрою до стінки резервуара) lcj [6].

Визначення об’єму нерівностей дна

Для визначення об’єму нерівностей дна (DVдн) 0 проводять такі вимірювання:

- розмічають на дні точки перетину восьми концентричних кіл (I, II, ..., VIII) з 24 радіусами (0-1, 0-2, 0-3, ..., 0-24) і точку дотику днища вантажем рулетки. Положення 24 радіусів знаходять розподілом внутрішнього периметра резервуара по першого поясу на рівні днища на 24 рівних частин, починаючи з площини, що проходить через центр резервуара і точку дотику днища вантажем рулетки, а положення восьми концентричних кіл визначають діленням внутрішнього радіусу першого поясу R на 8 частин шляхом відкладання від центру днища (при наявності центральної труби з урахуванням радіуса r0) радіусів, рівних 0,35R; 0,5R; 0,61R; 0,71R; 0,79R; 0,86R; 0,93R; R;

- при відсутності центральної труби нівелір встановлюють в центрі днища резервуара і вимірюють відстань по вертикалі від нерівностей днища до візирної лінії (до центру окуляра) нівеліра (bo) за допомогою вимірювальної рулетки з вантажем або рейкою. При наявності центральної труби нівелір встановлюють послідовно в двох протилежних точках, які не лежать на радіусах і віддалених від стінки резервуара не більше 1000 мм;

- знімають відліки по рейці, яка встановлюється послідовно в вимірювальних точках (bji), і в точці дотику днища вантажем рулетки (Вл). При наявності центральної труби відліки знімають по рейці з двох точок установки нівеліра і додатково в точках, утворених перетином радіусів з утворюючою центральної труби [5].

Примітка. Для резервуарів місткістю менше 2000 м3 нерівністю дна нехтують, за вихідний рівень в цьому випадку приймають площину днища.

Далі знаходимо відстань по вертикалі від точки дотику дна грузом рулетки до візирної лінії нівеліру $b_{л}$, відстань від вертикалі до точки, утвореної

в результаті перетину восьмої округлості і першого радіусу, до візирної лінії нівеліра $b_{8,1}$.

Ступінь нахилу резервуару η та кут нахилу φ резервуару визначають за результатами вимірювань кута і напрямку нахилу контура дна резервуару всередині чи ззовні з використанням нівеліра з рейкою.

Визначення базової висоти резервуару

При наявності рідини в резервуарах з плаваючим покриттям рівень рідини повинен бути не нижче рівня, встановленого технологічною картою на резервуар.

Базову висоту резервуара з плаваючою дахом вимірюють через вимірювальний люк, встановлений на направляючої стійки плаваючою даху або на трубі для радарного рівнеміра.

Базову висоту вимірюють щорічно. Щорічні вимірювання базової висоти резервуара проводить комісія, призначена наказом керівника підприємства - власника резервуара, до складу якої повинен бути включений фахівець, що пройшов курси підвищення кваліфікації з повірки та калібрування резервуарів.

При щорічних вимірах базової висоти резервуара без плаваючого покриття резервуар може бути наповнений до довільного рівня, резервуар з плаваючим - до мінімально допустимого рівня. Результат вимірювань базової висоти резервуара не повинен відрізнятися від її значення, зазначеного в протоколі перевірки резервуара, більш ніж на 0,1%. Якщо ця умова не виконується, то проводять повторне вимірювання базової висоти при рівні наповнення резервуара, який вирізняється від його рівня наповнення, зазначеного в протоколі перевірки резервуара, не більше ніж на 500 мм. При зміні базової висоти в порівнянні з її значенням, встановленим при перевірці резервуара, більш ніж на 0,1% встановлюють причину та усувають її. При відсутності можливості усунення причини проводять позачергову перевірку резервуара [5;14].

Вимірювання місткості резервуара в межах «мертвої» порожнини або в межах висоти нерівностей днища

В межах «мертвої» порожнини (рис. 3.5) і в межах нерівностей днища (рис. 3.6), якщо нерівності днища виходять за межі «мертвої» порожнини.

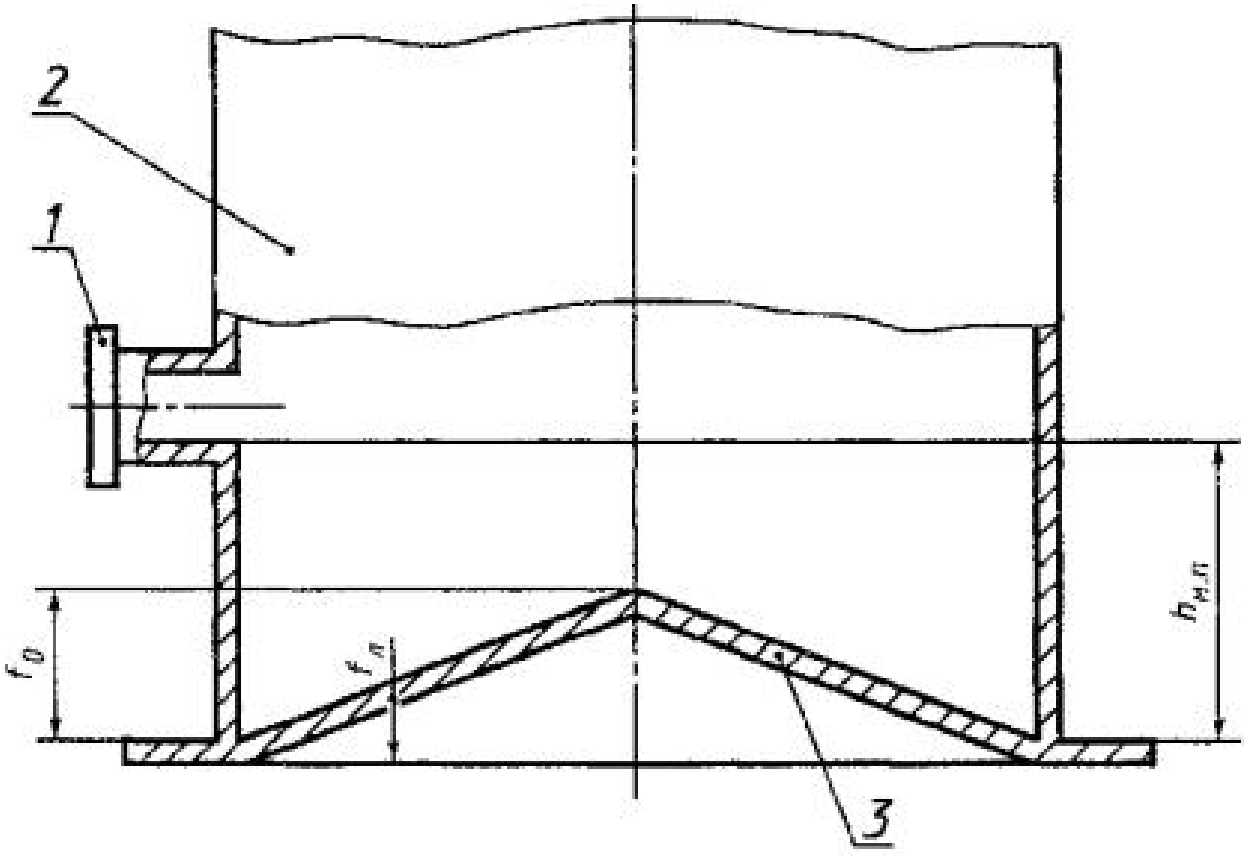


Рис. 3.5 - Схема розміщення нерівностей дна в межах «мертвої» порожнини:

1 - приймально-роздавальний патрубок; 2 - стінка резервуара; 3 - нерівності днища; f0- висота нерівностей днища; F л - висота точки дотику днища вантажем рулетки; hм.п - висота "мертвої" порожнини

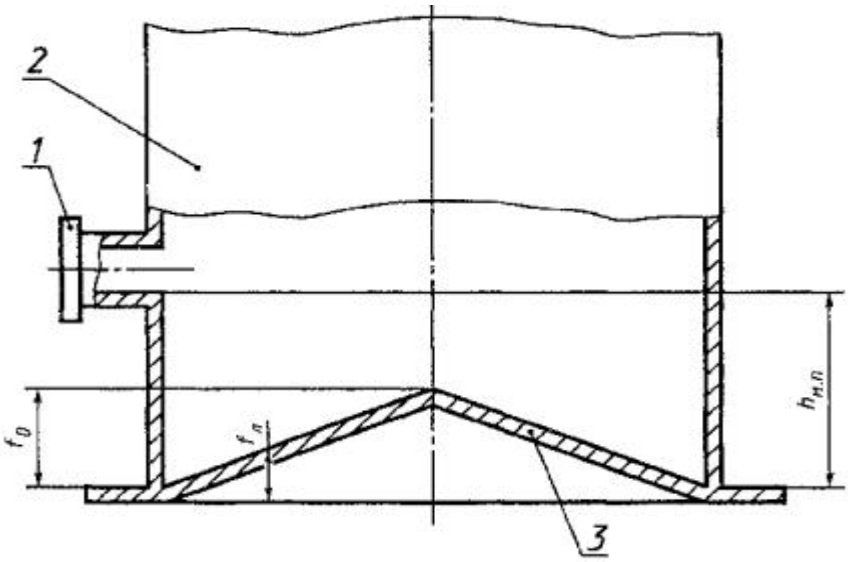


Рис.3.6 - Схема розміщення нерівностей днища за межами «мертвої» порожнини

Вимірювання місткості резервуара проводять статичним методом при значенні витрати повірочної рідини, відповідному мінімальній витраті лічильника рідини, і значенні обсягу повірочної рідини, що реєструється через кожну зміну її рівня в резервуарі в межах від 10 до 100 мм. При вимірах місткості "мертвої" порожнини виконують операції в наступній послідовності (рис.3.7).

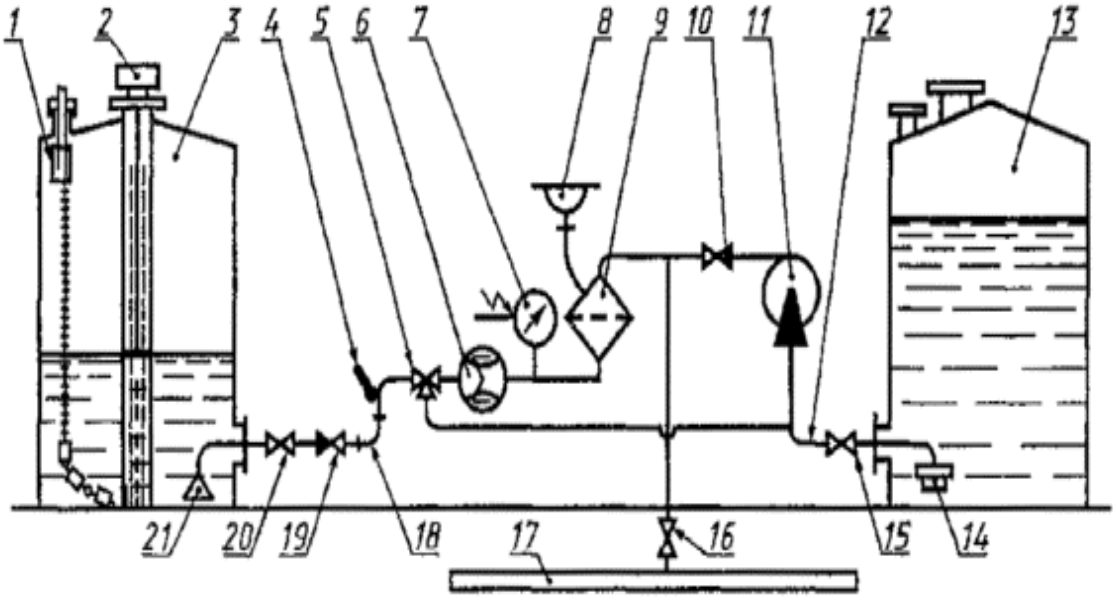


Рис. 3.7 - Схема вимірювальної системи з використанням еталонного рівнеміра та лічильника рідини:

1 - датчик вимірювання середньої температури рідини; 2 - рівнемір; 3 -вивірений резервуар; 4 - термометр (вимірювач температури); 5 – триходовий кран; 6 - лічильник рідини; 7 - манометр; 8 - клапан автоматичний повітряний (Вантуз); 9 - фільтр; 10 - дросель; 11 - насос; 12 - лінія всмоктування; 13 -приймальний резервуар; 14 - воронкогасник; 15, 20 - вентилі резервуарів; 16 -вентиль технологічного трубопроводу (водопроводу); 17 – технологічний трубопровід (водопровід); 18 - лінія подачі повірочної рідини в вивірений резервуар (лінія нагнітання); 19 - зворотний клапан; 21 - розширювач потоку.

а) відкривають вентиль 20, що з'єднує лінію, призначену для подачі повірочної рідини в повірювальний резервуар 3;

б) встановлюють покажчики шкал приладів (при необхідності) на нульову позначку;

в) переводять триходовий кран 5 в положення «Вимірювання»;

г) включають насос 11 або відкривають вентиль 16;

д) подають з приймального резервуара 13 або з технологічного трубопроводу (Водопроводу) 17 через лічильник рідини 6 перевірочну рідина в вивірений резервуар 3, наповнюючи його дозою рідини до появи на дисплеї рівнеміра 2 значення в межах від 10 до 100 мм;

е) знімають показання манометра 7 (p1);

ж) знімають показання термометра (вимірювача температури) 4 [(Тт) 1];

з) вимикають насос 11 або закривають вентиль 16 і знімають показання лічильника рідини 6.

Далі в повірювальний резервуар наливають другі, треті і подальші дози повірочної рідини. знімають показання після наливу кожної дози: лічильника рідини; манометра pj; рівнеміра Hj; вимірювачів температури 4 і 1, встановлених на лінії нагнітання і резервуарі,- (Тт) j, (Тр) j відповідно.

При досягненні рівня повірочної рідини в резервуарі 3 до рівня, відповідного висоті "мертвої" порожнини Нм. відбирають пробу з резервуара переносним пробовідбірником згідно з ДСТУ 4488:2005. У разі застосування в якості повірочної рідини нафтопродукту вимірюють його щільність в лабораторії в Відповідно до ДСТУ 3900 [5]. Значення щільності повірочної

рідини використовують для визначення коефіцієнта її об'ємного розширення, необхідного при розрахунку температурної поправки на посантиметрову місткість резервуара.

Вимірювання місткості повірювального резервуару вище "мертвої" порожнини або вище висоти нерівностей дна

При досягненні рівня повірочної рідини в вивіреному резервуарі 3, відповідного висоті "мертвої" порожнини (висоті нерівностей днища), значення витрати повірочної рідини встановлюють рівним значенню номінальних витрат відповідно до показань лічильника рідини в наступній послідовності:

- закривають вентиль 20;

- переводять триходовий кран 5 в положення «Циркуляція»;

- фіксують показання лічильника рідини 6 і секундоміра і обчислюють витрата повірочної рідини за формулою (1) або (2);

- за допомогою дроселя 10 змінюють витрата повірочної рідини до номінальних витрат лічильника рідини. Після наповнення вивіреного резервуара дозами повірочної рідини в межах «мертвої» порожнини (до висоти нерівностей днища) вимірювання місткості резервуара здійснюють статичним або динамічним методами до рівня, що відповідає повній місткості резервуара. При статичному методі повірки в резервуар наливають дози повірочної рідини, відповідні зміни рівня на 100 мм. При динамічному методі повірки резервуара реєстрацію результатів вимірювань об'єму, рівня, температури, тиску повірочної рідини проводять (Не припиняючи подачу повірочної рідини в резервуар) через кожну зміну рівня в резервуарі на 10 мм. Витрата повірочної рідини, що встановлена не повинна змінюватися більш ніж на 2% в процесі повірки резервуара. При досягненні рівня повірочної рідини, відповідного повної місткості резервуара, вимірюють базову висоту резервуара hб. Значення базової висоти не повинно відрізнятися від значення, виміряного по 9.2.1, більш ніж на 0,1%.

При неможливості вимірювань середньої температури повірочної рідини (далі - рідини) в резервуарі після надходження в нього кожної дози, її за

допомогою мірника температури допускається визначати середню температуру за результатами вимірювань температур рідини в точкових пробах (Тр) і, відібраних за ДСТУ 4488:2005 після наповнення першого, другого і подальшого вищого поясів [11;14]. Вимірювання температури рідини в пробовідбірниками проводять в наступній послідовності:

- термометр занурюють в рідину, що знаходиться в пробовідбірниками, на глибину, зазначену в технічному паспорті на даний термометр;

- витримують термометр в пробі від 1 до 3 хв до прийняття стовпчиком ртуті постійного положення;

- не виймаючи термометр з рідини, температуру відраховують по ньому з похибкою в межах ± 0,2 ° С.

Вимірювання максимального рівня рідини в резервуарі

Максимальний рівень повірочної рідини в резервуарі Hpmax, відповідний повної місткості резервуара, вимірюють після припинення подачі доз повірочної рідини в резервуар і витримки протягом від 10 до 15 хв. Вимірювання максимального рівня проводять вимірювальної рулеткою з вантажем через вимірювальний люк не менше двох разів. розбіжність між результатами двох вимірів не повинна перевищувати 1 мм. За дійсне значення максимального рівня приймають середнє арифметичне значення двох вимірів, округлене до 1 мм.

Обробку результатів вимірювань проводять за допомоги формул в яких використовуються значені виміряні в процесі дослідження із складанням протоколу [13].

3.3 Градуювання заглиблених горизонтальних резервуарів

Резервуар встановлюють на твердому, що не змінює свого положення, фундаменті. При заглибленій установці виключають можливість попадання в приямок ґрунтових вод. Можливий зсув резервуара запобігають додатковими кріпленнями. Підземні резервуари перевіряють тільки об'ємним методом [5].

При застосуванні геометричного методу повірки допускається ступінь нахилу резервуара до 0,03 за умови визначення місткості резервуара з урахуванням його кута нахилу.

При геометричному методі, також дотримуються наступних умов:

- температура навколишнього повітря (20 ± 15) °С;
- швидкість вітру - не більше 10 м с;
- стан погоди - без опадів.

При об'ємному методі, крім того, дотримуються наступні умови:

Температура навколишнього повітря і повірочної рідини (20 ± 15) ° С.

Примітки:

1 Температура навколишнього повітря від мінус 15 до плюс 35 ° С (тільки при застосуванні установки).

2 Допускається нижню межу температури повірочної рідини плюс 2 ° С - при застосуванні дизельного палива [5;16].

Зміна температури повірочної рідини в резервуарі і лічильнику рідини за час повірки не повинно перевищувати:

2 ° С - при застосуванні в якості перевірочної рідини води;

0,5°С - при застосуванні в якості перевірочної рідини світлих нафтопродуктів.

При невиконанні вимог по температурі вводять температурні поправки на обсяг, який вимірюється через кожну зміну температури повірочної рідини в резервуарі на 2°С або 0,5°С.

При застосуванні мірників вибирають їх таким чином, щоб можна було отримати дози рідини в обсягах, достатніх для підйому рівня повірочної рідини в резервуарі на 10¸30 мм.

При застосуванні лічильника рідини повірочна рідина повинна відповідати наступним вимогам:

- в'язкість повірочної рідини повинна знаходитися в межах повіреного діапазону вимірювань лічильника рідини;

- робочий діапазон витрати повірочної рідини повинен знаходитися в межах повіреного діапазону вимірювань лічильника рідини. У разі зміни діапазону вимірювань для лічильника рідини з імпульсним вихідним сигналом застосовують відповідний новому діапазону коефіцієнт перетворення лічильника рідини;

- виключають можливість попадання повітря в вимірювальну систему, зібрану для повірки резервуара, після наповнення її повірочної рідиною.

Процес визначення місткості резервуара при його перевірці повинен йти безперервно (без перерв, що призводять до зміни обсягу і рівня рідини в резервуарі), починаючи з рівня, рівного нулю, до граничного рівня або рівня певної дози. Швидкість наповнення резервуара в процесі повірки не повинна перевищувати 0,3 мм/с.

Базову висоту резервуара і рівня повірочної рідини в резервуарі при об'ємному методі повірки вимірюють через вимірювальний люк в точці, розташованій на площині, що проходить через верхню твірну і поздовжню вісь резервуара, або через вимірювальну трубу.

Вимоги до порядку проведення повірки

Резервуари підлягають повірці організаціями національної (державної) метрологічної служби або акредитованими на право повірки метрологічними службами юридичних осіб. Перевірку резервуара проводять:

1. Первинну - після будівництва і гідравлічних випробувань резервуара, перед введенням його в експлуатацію;

2. Періодичну - після закінчення терміну дії градуювальної таблиці і після капітального ремонту в разі внесення до резервуара конструктивних змін, що впливають на його місткість.

Підготовка до проведення повірки

При підготовці резервуара до повірки проводять такі роботи:

1. перевіряють на місці відповідність конструкції і внутрішніх деталей резервуара технічної документації на нього;

2. перевіряють стан зовнішньої поверхні стінки резервуара (на відсутність деформацій стінки, забруднень, бризок металів, напливів, задирок; на наявність необхідних арматури і обладнання; справність драбин і перил) для можливості проведення зовнішніх вимірювань;

3. перевіряють стан фундаменту резервуара;

4. перевіряють комплектність і працездатність засобів повірки.

Резервуар повністю спорожняють і зачищають від залишків рідини що зберігалася. Перед повіркою резервуара об'ємним методом проводять збірку вимірювальної системи (за схемами, наведеними на рис. 3.8 і 3.9).

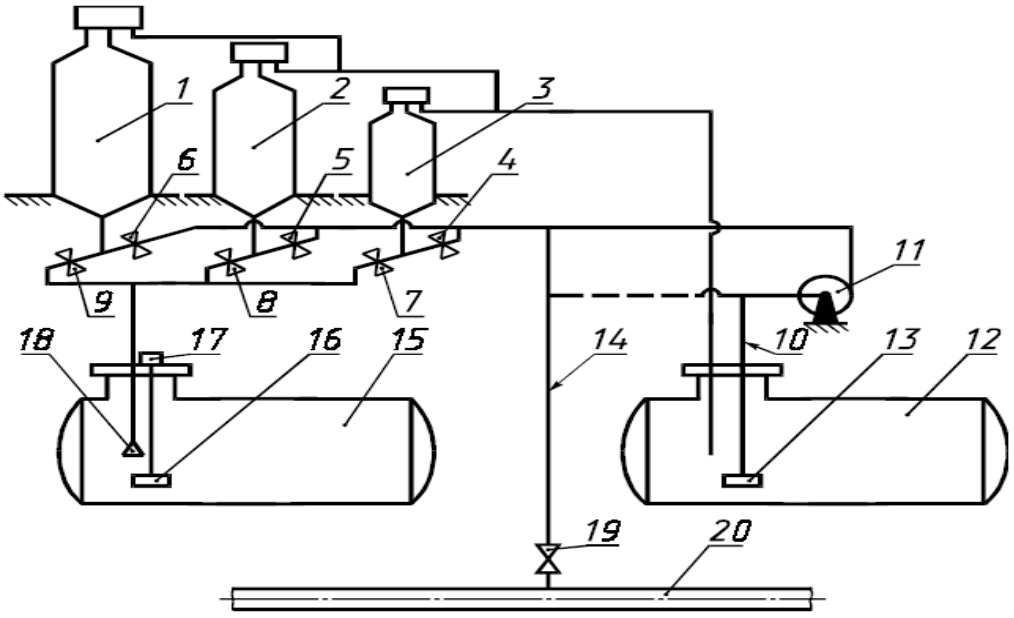


Рис. 3.8 - Вимірювальна система для повірки резервуара з застосуванням рівнеміра і мірників:

1, 2, 3 - мірники; 4, 5, 6 - вентилі наповнення; 7, 8, 9 - вентилі спорожнення; 10 - усмоктувальна лінія насоса; 11 - насос, 12 - приймальний резервуар; 13 - фільтр; 14 - лінія технологічної обв'язки, 15 - Вивірений резервуар; 16 - поплавок рівнеміра; 17 - рівнемір; 18 - розширювач струменя; 19 - вентиль обв'язки; 20 - технологічний трубопровід (водопровід).

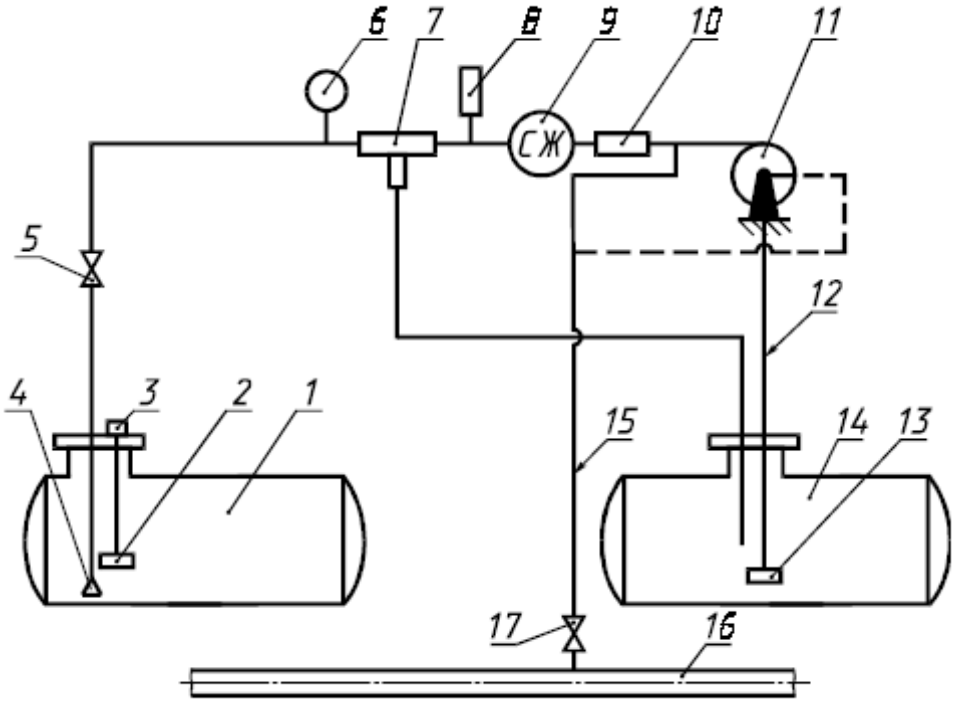


Рис. 3.9 - Вимірювальна система для повірки резервуара з застосуванням рівнеміра і лічильника рідини:

1 - вивірений резервуар; 2 - поплавок рівнеміра; 3 - рівнемір; 4 - розширювач струменя; 5, 17 - вентилі; 6 - манометр; 7 - триходовий кран; 8 - термометр (вимірювач температури); 9 - лічильник рідини; 10 - дросель; 11 - насос; 12 - усмоктувальна лінія насоса; 13 - фільтр; 14 - приймальний резервуар; 15 - лінія технологічної обв'язки; 16 - технологічний трубопровід (водопровід)

Встановлюють рівнемір на горловині резервуара. Опускають в резервуар шланг з розширювачем струменя. При цьому розширювач струменя прикріплюють на рівні середньої висоти резервуара, наприклад, за допомогою магнітних наконечників. При застосуванні мірників мірники 1, 2, 3 (Рис 18) встановлюють у вертикальне положення над горловиною вивіреного резервуара і контролюють їх вертикальність за допомогою рівня. Повірочну рідину при повірці резервуару подають в мірники або лічильник рідини наступними способами:

а) з приймального резервуара за допомогою насоса;

б) з технологічного (при застосуванні нафтопродуктів) трубопроводу або водопроводу (при застосуванні води) за допомогою насоса або без нього.

Наповнюють вимірювальну систему повірочної рідиною, видаляють з неї повітря і перевіряють її на герметичність під робочим тиском. При цьому вентилі 4 - 9 (рис 3.8), 5 (рис 3.9) закривають і триходовий кран 7 переводять в положення «Вимірювання». Вимірювальну систему вважають герметичною, якщо через 15 хв. після наповнення її повірочної рідиною і створення робочого тиску при візуальному огляді не виявляють в місцях з'єднань ущільнень і на поверхні труб і арматури наявності течі (крапле-виділень) та вологи. При застосуванні лічильника рідини 9 (рис. 3.9) додатково промивають вимірювальну систему та вимірюють витрата повірочної рідини в наступній послідовності: - переводять триходовий кран 7 в положення «Циркуляція»; - включають насос 11 або відкривають вентиль 17; - одночасно фіксують показання лічильника рідини 9 і секундоміра; - після того, як стрілка покажчика лічильника рідини 9 зробить не менше одного обороту (ролик рахункового механізму повертається на один оборот) або число імпульсів, зареєстроване лічильником імпульсів, складе не менше 1000 імпульсів, вимикають секундомір і одночасно фіксують показання лічильника рідини. Витрати повірочної рідини Q, дм^3 / с, через лічильник рідини розраховують за формулами:

1) для лічильників з безпосереднім відліком об'єму рідини в дм^3:

$$Q = \frac{q_i - q_{i-1}}{\tau}$$

2) для лічильників з імпульсним вихідним сигналом в імпульсах:

$$Q = \frac{N_i - N_{i-1}}{\tau * K}$$

де qi, Ni - показання лічильника рідини, відповідні кінця відліку часу, дм^3, імп., відповідно;

q_{i-1}, N_{i-1} - показання лічильника, що відповідають початку відліку часу, дм^3, імп., відповідно;

t - час, що визначається за секундоміром, с;

К - коефіцієнт перетворення лічильника, імп./дм^3; визначають за шкалою лічильного механізму конкретного лічильника.

Витрата повірочної рідини, розрахована за формулами, повинна знаходитися в межах повіреного діапазону вимірювань лічильника рідини. Якщо ця умова не виконується, то за допомогою регулятора витрати (дроселя) 10 (рис. 3.10) змінюють витрата повірочної рідини, що проходить через лічильник рідини.

Вимірювання величин при перевірці резервуара повинні бути проведені групою осіб, що включає не менше трьох повірників, які пройшли курси підвищення кваліфікації.

Проведення повірки резервуара об'ємним методом

Вимірюють базову висоту резервуара вимірювальною рулеткою з вантажем. Обсяг дози повірочної рідини при перевірці резервуара вимірюють мірниками або лічильником рідини. Попередньо обчислюють:

а) повну місткість циліндричної частини $V_{\text{ц}}$, дм3, резервуара за формулою:

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi * D^2}{4 * 10^6} * L$$

де D - внутрішній діаметр резервуара, мм;

L - довжина циліндричної частини резервуару, мм.

Значення D і L беруть на підставі виконавчого документа;

б) обсяг j-й дози повірочної рідини DVj, дм^3, відповідний зміни рівня рідини в резервуарі не більше ніж на 30 мм, за формулою:

$$\Delta V_j = V_4\left(K_{\text{ц}j} - K_{\text{ц}j-1}\right)$$

де $K_{\text{Ц}}$, j, $K_{\text{Ц, j-1}}$ - коефіцієнти наповнення циліндричної частини резервуару при рівнях повірочної рідини в резервуарі Hj і Hj-1 відповідно.

Перевірочну рідину (далі - рідину) подають (рис. 3.8) в мірники 1, 2, 3 з приймального резервуара 12 за допомогою насоса 11 або технологічного трубопроводу (водопроводу) 20, відкриваючи вентиль 19 і регулюючи вентилями 4, 5, 6 режим потоку рідини. Після наповнення вимірюють температуру рідини в мірниках, зливають дозу рідини в резервуар 15,

відкриваючи вентилі 7, 8, 9, і знімають свідчення рівнеміра 17. У порядку, зазначеному порядку подають такі дози рідини (DVм) j в резервуар з одночасним вимірюванням рівня рідини Hj і її температури (Tр) j в пробах, відібраних з резервуара по з ГОСТ 2517 після наливу в нього кожної дози. При цьому першу пробу відбирають при досягненні рівня рідини в резервуарі 500 мм.

У разі застосування в якості перевірочної рідини нафтопродукту вимірюють щільність його в лабораторії відповідно до ДСТУ 3900 [16].

Температуру рідини вимірюють пробовідбірниками. При цьому термометр занурюють в рідину, що знаходиться в пробовідбірниках, на глибину, зазначену в технічному паспорті на даний термометр, і витримують в пробі 1 - 3 хв до прийняття стовпчиком ртуті постійного положення. Не виймаючи термометр з рідини, відраховують температуру з похибкою до 0,1 ° С. Допускається відбір проб рідини з резервуара і вимірювання температури проводити через кожну зміну рівня рідини в резервуарі на 500 мм.

В цьому випадку температуру рідини в резервуарі після надходження в нього кожної дози обчислюють за результатами вимірювань температур на початку і кінці надходження сумарної дози, обсяг якої відповідає зміні рівня рідини в резервуарі на 500 мм. При підході рівня рідини до розширювача струменя 18 його піднімають ближче до горловини резервуара і прикріплюють магнітними наконечниками до внутрішньої стінки горловини. Рулеткою з вантажем вимірюють максимальний рівень рідини в резервуарі Hр max та базову висоту резервуара hб.

Максимальний рівень і базову висоту вимірюють два рази. Розбіжності між результатами двох вимірювань максимального рівня і базової висоти не повинні перевищувати 2 мм. За дійсні значення максимального рівня і базової висоти приймають середнє арифметичне значення їх вимірювань. Значення базової висоти, не повинно відрізнятися від значення, встановленого більш ніж на 0,1%. Результати вимірів об'єму (DVм) j і температури (t м) j рідини в мерниках, рівня (Hр) j температури (Tр) j і щільності рідини r_0 в резервуарі,

глибини закладення горловини t, базової висоти НБ максимального рівня Hp max вносять в протокол.

Повірка резервуара з застосуванням рівнеміра і лічильника рідини

Перевірку резервуара проводять за схемою, наведеною на рис.3.9 за наступними етапами:

а) відкривають вентиль 5;

б) встановлюють покажчики шкал приладів (при необхідності) на нульову позначку;

в) знімають показання лічильника рідини 9;

г) переводять триходовий кран 7 в положення «Вимірювання»;

д) перевірочну рідина подають в резервуар 1 через лічильник рідини 9 з приймального резервуара 14 або технологічного трубопроводу (водопроводу) 16, відкриваючи вентиль 17, і наповнюють резервуар дозою рідини до появи на дисплеї рівнеміра 3 значення 10 мм;е) знімають показання манометра 6;

ж) знімають показання термометра (вимірювача температури) 8 (Тт) 0;

з) вимикають насос 11 або закривають вентиль 17 і знімають показання лічильника рідини 9 q_1 (N_1).

Вмикають насос 11 або відкривають вентиль 17 і в межах 1/20, частини номінальної місткості резервуара перевірку його проводять статичним методом: при кожній зміні рівня рідини в межах до 30 мм припиняють подачу рідини в резервуар. Одночасно знімають показання лічильника рідини 9 qj (Nj), рівнеміра 3 Hj, манометра 6 pj і термометра (вимірювача температури) 8 (Тт) j. Відбирають пробу рідини з резервуара і вимірюють її температуру (Тр) j і щільність r0. При досягненні рівня рідини, відповідного 1/20 частини номінальної місткості резервуара, наповнення резервуара дозами рідини може бути здійснено динамічним або статичним методом. Після наповнення резервуара дозами рідини в межах 19/20 частин номінальної місткості резервуара перевірку його проводять до граничного рівня за статичним методом. Вимірюють базову висоту hб і максимальний рівень рідини в резервуарі Hp max. Результати вимірювань об'єму (DVc) j, температури (Тс) j, і

тиску pj дози рідини, рівня Hj, температури (Tp) j і щільності r0 рідини в резервуарі, глибини закладення горловини t, базової висоти hб і максимального рівня Hp max вносять до протоколу. Результати обчислень вносять в журнал. Обробку результатів проводять згідно з ДСТУ 7475:2016 [5].

Градуювальну таблицю складають, використовуючи формули додатки протоколів, з кроком DH = 1 см, починаючи від площини, прийнятої за початок відліку, до граничного рівня наповнення НПР.

При наявності внутрішньої деталі градуювальну таблицю складають вирахуванням з посантиметрових місткостей резервуара обсягу внутрішньої деталі, що припадає на 1 см рівня наповнення, що обчислюється за формулами починаючи з висоти розташування внутрішньої деталі в межах її висоти.

РОЗДІЛ 4 АНАЛІЗ ЗАРУБІЖНОГО ДОСВІДУ ПОВІРКИ РЕЗЕРВУАРІВ ГЕОМЕТРИЧНИМ МЕТОДОМ

Оцінимо стан і розвиток нормативно-методичної бази повірки резервуарів геометричним методом на документах розроблених або тих що розроблюються великими організаціями, такими як:

International Organization for Standardization (ISO) - Міжнародна організація по стандартизації;

Державне підприємство Всеукраїнський державний науково-виробничий центр стандартизації, метрології, сертифікації та захисту прав споживачів (ДП «Укрметртестстандарт»).

Для проведення порівняльного аналізу перерахуємо основні стандарти або їх проекти на перевірку (калібрування) резервуарів розроблені або які розробляються названими вище організаціями.

Міжнародні стандарти, що розробляються Міжнародною організацією зі стандартизації (ISO):

1. International standard ISO 7507. Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of vertical cylindrical tanks:

ISO 7507-1: 2003 Part 1: Strapping method;

ISO 7507-2: 2005 Part 2: Optical-reference-line method;

ISO 7507-3: 2006 Part 3: Optical-triangulation method;

ISO 7507-4: 1995 Part 4: Internal electro-optical distance-ranging method;

ISO 7507-5 2000 Part 5: External electro-optical distance-ranging method;

ISO 7507-6: +1997 Part 6: Recommendations for monitoring, checking and verification of tank calibration and capacity table.

2. International standard ISO 12917. Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of horizontal cylindrical tanks:

ISO 12917-1: 2002 Part 1: Manual method;

ISO 12917-2: 2002 Part 2: Internal electro-optical distance-ranging method.

3. International standard ISO 9091. Refrigerated light hydrocarbon fluids - Calibration of spherical tanks in ships:

ISO 9091-1: 1991 Part 1: Stereo-photogrammetry;

ISO 9091-2: 1992 Part 2: Triangulation measurement;

Або в перекладі на українську мову.

1. Міжнародний стандарт ISO 7507. Нафта і рідкі нафтопродукти - Калібрування вертикальних циліндричних резервуарів:

ISO 7507-1: 2003 Part 1: Метод оперезування;

ISO 7507-2: 2005 Part 2: Метод референсной оптичної лінії;

ISO 7507-3: 2006 Part 3: Оптичний тріангуляційний метод;

ISO 7507-4: 1995 Part 4: Внутрішній оптико-електронний дальнометричний метод;

ISO 7507-5 2000 Part 5: Зовнішній оптико-електронний дальнометричний метод;

ISO 7507-6: +1997 Part 6: Рекомендації з моніторингу, перевірки та повірки каліброваних резервуарів і таблиць місткості.

2. Міжнародний стандарт ISO 12917. Нафта і рідкі нафтопродукти - Калібрування горизонтальних циліндричних резервуарів:

ISO 7507-1: 2003 Part 1: Ручний метод;

ISO 7507-2: 2005 Part 2: Внутрішній оптико-електронний дальнометричний метод.

3. Міжнародний стандарт ISO 9091. Вуглеводневі зріджені гази - Калібрування сферичних резервуарів на суднах:

ISO 9091-1: 1991 Part 1: стереофотограметричний метод;

ISO 9091-2: 1992 Part 2: Метод триангуляційних вимірювань [9;10].

ДП «Укрметртестстандарт» розробив п’ять національних стандартів:

1. ДСТУ 4147:2003 /ГОСТ 8.570-2000 MOD/ Метрологія. Резервуари сталеві вертикальні циліндричні. Методика повірки.

2. ДСТУ 4218:2003 /ГОСТ 8.346-2000 MOD / Метрологія. Резервуари стальні горизонтальні циліндричні. Методика повірки.

3. ДСТУ 7474:2013. Метрологія. Резервуари для скрапленого газу сталеві сферичні. Методика повірки (калібрування) геометричним методом із застосуванням геодезичних приладів.

4. ДСТУ 7475:2013. Метрологія. Резервуари сталеві циліндричні горизонтальні. Методика повірки (калібрування) геометричним методом із застосуванням геодезичних приладів.

5. ДСТУ 7472:2013. Метрологія. Резервуари сталеві циліндричні вертикальні з еліптичними днищами. Методика повірки (калібрування) геометричним методом із застосуванням геодезичних приладів.

В даний час нові засоби вимірювальної техніки та обчислювальні пристрої, а також засоби інформаційних технологій, які можливо застосовувати при повірці (калібруванні) резервуарів значно пішли вперед в порівнянні з нормативною базою яка регламентує засоби і методи повірки. Тому, скорочення розриву між ними є актуальним завданням, вирішенням якої займається ДП «Укрметртестстандарт». Під новими засобами вимірювань розуміються електронні тахеометри, які мають безвідбивчій режим вимірювань і 3D-сканери, а також лазери.

Мета застосування нових геодезичних приладів і нових методів обчислень - досягнення максимальної точності визначення геометричних параметрів резервуара і його місткості при максимальній продуктивності праці.

Ці прилади дозволяють вимірювати горизонтальний, вертикальний кут і відстань до будь-якої точки резервуара. Середня квадратична похибка кутових вимірів електронними тахеометрами становить 1 ... 6 ", сканерами - 10 ... 20", відстаней електронними тахеометрами - 1 ... 3 мм, 3D-сканерами - 1,5 ... 5 мм. Причому відстані вимірюються в без відбивному (безконтактному) режимі, тобто. Вимірювання відстані проводяться від тахеометра або сканера до будь-якої недоступної точки поверхні стінки резервуара, всередині або зовні нього, без установки на ці точки спеціальних відображаючих пристроїв [16;19].

Залежно від типу приладу вимірювання можуть виконуватися як в автоматичному режимі, коли оператор задає тільки область сканування

автоматизованим електронним тахеометром або сканером або в ручному режимі, коли наведення тахеометра на точку, на яку виконуються вимірювання, здійснює оператор. Результати вимірювань записуються в пам'ять тахеометра або сканера і з пам'яті можуть бути записані в пам'ять комп'ютера у вигляді текстового файлу, що виключає помилки при запису в протокол і ручному введенні даних в комп'ютер, а також істотно підвищує продуктивність праці. На визначення координат однієї точки за допомогою електронного тахеометра в ручному режимі оператор витрачає близько 3 - 4 секунд, а в цілому повірка резервуара одним оператором триває 3 - 5 годин залежно від типу і номінальною місткості резервуара. В автоматичному режимі на визначення координат однієї точки роботизованим електронним тахеометром витрачається від 0,05 до 3 секунд в залежності від типу тахеометра і властивостей, що відображають поверхні стінки або днища резервуара. На перевірку одного резервуара може бути витрачено 2 - 4 години. Сканери дозволяють визначити координати від декількох тисяч до декількох сотень тисяч точок в секунду. Тобто, на проведення всіх вимірювань (без підготовчих і ліквідаційних робіт) витрачається кілька хвилин, але в цілому на проведення повірки резервуара може піти 1,5 - 3 години [19].

Не слід забувати, що кожен геодезичний прилад має свої обмеження. Їх далекоміри працюють в дифузному відображенні світла від поверхні, тому можуть виникнути проблеми при вимірюванні на дзеркальну або абсолютно чорну, особливо мокру, поверхню. Сканери мають дуже велику вартість, розміри і вагу, не мають вибухозахисту і «не люблять» вимірювань під гострим кутом до поверхні.

Для нівелювання днища вертикального резервуара або твірної горизонтального, ефективно застосовують сучасні лазерні проекційні нівеліри (крослайнери) або ротаційні нівеліри.

За результатами геодезичних вимірювань, виконаних тахеометром або сканером в полярній системі координат, обчислюються горизонтальні координати і абсолютні висоти точок на поверхні стінки резервуара в

прямокутної просторової системі координат. Горизонтальна координатна площина поєднується з точкою дотику днища вантажем рулетки або нулем рівнеміра. За перпендикуляру до неї, за результатами прямих або непрямих вимірювань, обчислюються відстані від усіх точок резервуара до цієї площини. Названі відстані це абсолютна висота поясів і точок на стінках, абсолютна висота точок днища резервуара, абсолютна висота низу приймально-роздавального патрубка, абсолютна висота низу і верху деталей всередині резервуара.

Під новими обчислювальними засобами розуміється можливість, за координатами точок на поверхні стінки резервуара, виконати апроксимацію реальної поверхні відповідної геометричної поверхнею (циліндром, сферою або еліпсоїдом). Апроксимація є математична процедура оцінювання геометричних параметрів резервуара за методом найменших квадратів (МНК).

Основними геометричними параметрами будь-якого резервуара (горизонтального або вертикального циліндричного або сферичного) є його середній радіус і радіальні відхилення реальної поверхні від аппроксимаційного циліндра або сфери. Еліптичні днища можуть апроксимувати еліпсоїдом обертання, тоді їх геометричними параметрами можуть бути мала піввісь і радіальні відхилення від аппроксимаційного еліпсоїда. Крім того, для вертикальних резервуарів це ступінь і напрямок нахилу осі аппроксимаційного циліндра, а для горизонтальних - ступінь нахилу його осі. Рішення завдання можливо тільки в разі, якщо спільно з названими геометричними параметрами будуть визначатися просторові координати центру резервуара або точки на його осі [7;8].

Метод найменших квадратів дає можливість строго, з математичної точки зору, оцінити точність (невизначеність) геометричних параметрів резервуара. Результати оцінки точності геометричних параметрів використовуються для оцінки точності (невизначеності) місткості резервуара.

У стандартах серії ISO 7507 передбачено в 4 і 5 частинах методика виконання вимірювань в цих частинах стандарту описана досить загально, а

методика обробки їх результатів дуже спрощена і розкидана по всіх частинах стандарту. Оцінка невизначеності місткості спирається тільки на апріорні дані, а реальна геометрія стінки резервуара при оцінці точності не враховується. Наведені вище методики, розроблені передбачають застосування сучасних геодезичних приладів, але передбачають застосування для обчислення місткості неспеціалізованого геодезичного програмного забезпечення, що не дуже зручно і займає певне додатковий час з-за необхідності імпорту даних з однієї програми в іншу. Питання математично коректної оцінки невизначеності геометричних параметрів і місткості в цих методиках не вирішене [9].

Всі проекти стандартів, розроблені ДП «Укрмертестстандарт», передбачають застосування сучасних геодезичних приладів і обчислювальних засобів і передбачають той чи інший шлях вирішення зазначених вище проблем.

У таблиці 4.1, на прикладі вертикальних резервуарів, наведено порівняльний аналіз, що дає загальне наближене уявлення про те, які додаткові можливості і переваги дає застосування геометричного методу із застосуванням сучасних геодезичних приладів – електронних тахеометрів і сканерів.

Таблиця 4.1 – Порівняльний аналіз

Найменування можливостей	ISO	Укрметртест стандарт
Одна методика вимірювань майже для всіх типів і окремі випадки конструкції резервуарів	Ні (Ч. 1, 2, 3) Так (Ч. 4, 5)	Да
Ручні обчислення геометричних параметрів та градуювальних таблиць	Так	Ні
Використання безпаперових технологій запису, зберігання, передачі і використання результатів вимірювань	Ні (Ч. 1, 2, 3) Так (Ч. 4, 5)	Так
Використання системи абсолютних висот	Ні	Так
Використання прямокутної	Ні (Ч. 1, 2)	Так

просторової системи координат	Так (Ч. 3, 4, 5)	
Перетворення результатів вимірювань з урахуванням ступеня нахилення резервуара	Ні	Ні
Роздільне оцінювання геометричних параметрів резервуара	Так (Ч. 1, 2)	Ні
Спільне оцінювання геометричних параметрів резервуара по МНК - координат центру і радіусу резервуара	Так (Ч. 3, 4, 5)	Ні
Спільне оцінювання геометричних параметрів резервуара по МНК - координат центру, радіуса, ступеня та напрямки нахилу, радіальних відхилень	Ні	Так
Оцінювання точності геометричних параметрів по МНК	Ні	Так
Оцінювання точності місткості на основі оцінки точності геометричних параметрів по МНК	Ні	Так
Обчислення поправок у місткість пояса	Так	Ні
При складанні градуювальної таблиці обчислення всіх поправок у місткості на кожен міліметр висоти наливу	Ні	Так

Є ще ряд переваг, які дає використання нових інформаційних технологій - створення бази даних організацій власників резервуарів, виконавців робіт, об'єктів робіт, резервуарів різних типів і їх ескізів, комплектів застосовуються приладів, протоколів повірки. Крім того, до переваг слід віднести формування електронної градуювальної таблиці для її безпосереднього введення в пам'ять рівнеміра, а також візуальне уявлення рельєфу днища і стінки резервуара так, як зображується рельєф землі на картах. Однаковий алгоритм і формули обчислень геометричних параметрів і місткості для всіх окремих випадків конструкції резервуарів створюють додаткові зручності.

Нові обчислювальні можливості дозволяють, при складанні градуювальної таблиці, обчислювати і вводити все поправки у місткості для всіх резервуарів при зміні висоти наливу на 1 мм або 1 см, а не у місткість всього пояса як в стандартах ISO. Спочатку поправка за деформацію стінки вертикального резервуара під вагою рідини, що знаходиться в ньому під час повірки, вводиться в радіальне відхилення кожної точки. Далі, використовуючи єдину систему абсолютних висот, при обчисленні місткості циліндричної частини, вводяться поправки за рельєф і температуру стінок резервуара, їх деформації під вагою налитої рідини, а також за наявність внутрішніх деталей і деформацій стінок і днищ строго в межах низу і верху абсолютної висоти елемента.

Особливу увагу було приділено універсалізації обробки результатів нівелювання днищ вертикальних резервуарів, чого немає в стандартах ISO. Тобто, відповідно до методики розробленої ДП «Укометртестстандарт» можна скласти градуювальну таблицю місткості днища будь-якої форми (опуклого вгору або вниз, плоского) з кроком 1 мм і приєднати її до градуювальної таблиці циліндричної частини. Крім того, використовуючи професійне геодезичне програмне забезпечення, вдалося вирішити задачу складання градуювальної таблиці днища зі складним рельєфом, нівелювати в довільних точках.

ВИСНОВКИ

В ході роботи були досліджені основні типи резервуарів такі як: резервуари сталеві вертикальні (РВС), резервуари сталеві горизонтальні (РГС) та резервуари залізобетонні (ЗБР). Були розглянуті методи повірки резервуарів типу РВС та РГС. Геометричний метод повірки резервуара полягає в визначенні місткості резервуару вимірюванням його геометричних розмірів і проведенням розрахунків для отримання градуювальної характеристики, тобто залежності об’єму рідини в резервуарі від рівня його наповненості.

Геометричний метод використовується для резервуарів різної місткості та конфігурації. Єдиною умовою здійснення методу є те що резервуар та його складові частини повинні мати правильну геометричну форму дозволяючи провести виміри і розрахувати місткість за результатами вимірів з необхідною для практичних цілей точністю.

В наш час градуювання резервуарів геометричним методом серед експлуатаційних вважається найбільш простим, так як не потребує спеціального складного обладнання та найбільш здійсненний. Для резервуарів великої ємності (місткістю більше 5000 м3) він є не тільки єдиним практично виконуваним, але й найбільш точним. Відносна точність, достатня для практичних цілей, забезпечується навіть у тих випадках коли резервуар має відхилення від правильної геометричної форми, так як із збільшенням місткості зменшується відносна величина похибки, яка з’являється через неточний облік деформацій резервуару. Вказані переваги геометричного методу забезпечили повсюдне його розповсюдження і визнання в якості основного методу вимірювання місткості та градуювання резервуарів.

На жаль, досить складно або практично неможливо витримати вимоги до точності вимірювань, передбачені ДСТУ 4147-2003. Каретка вимірювальна, винайдена інженером В.Г. Шуховим як допоміжний засіб

вимірювань і відзначила віковий ювілей, в сучасних умовах, які диктують високі вимоги до точності вимірювань та достовірності їх результатів, часто не може бути використана ні як самостійний пристрій, ні в поєднанні з теодолітом з наступних причин. Прописана в ДСТУ 4147-2003 похибка вимірювання відстані від стінки резервуара до нитки виска ± 1 мм не може бути похибкою виміру радіальних відхилень, так як задаючи константу нитка виска вимірювальна каретка не є засобом вимірювань і повірці не підлягає. Неминучий люфт осьових втулок коліс і блоку схилу, можливі елліпсності і деформації коліс, вертикальний рух каретки можна забезпечити тільки на ідеальній поверхні циліндра вертикально стоячого резервуара при повному відсутності вітру. При наявності нахилення резервуара та місцевих деформацій стінки рух каретки стає некерованим. При швидкості вітру 3 м/с (згідно ДСТУ 4147:2003 допускається проводити вимірювання при швидкості вітру до 5 м / с) і висоті резервуара ≈ 18 м нитка схилу прогинається на 10-20мм.

Різноманіття конструктивних особливостей резервуарів, таких як гвинтові сходи вздовж стінки, ребра жорсткості по периметру, нависаючі трапи, наявність труб пожежогасіння та зрошення та ін., погодні умови - вітер, особливо в приморських зонах, де розташовані основні підприємства з перевалки олієпродуктів, не дозволяють використовувати каретку вимірювальну. Таким чином, в практичному застосуванні методика ДСТУ 4147:2003 має ряд істотних недоліків, в числі яких основними є наступні:

- Відносно висока трудомісткість робіт при проведенні вимірювань;

- Нераціональне використання кваліфікованого персоналу;

- Значні похибки вимірювань, пов'язані із застосуванням допоміжних засобів вимірювань і погодними умовами;

- Методика обробки результатів вимірювань призводить до значних, що перевищує нормативні, погрішностей розрахунку обсягів для резервуарів, що мають значну ступінь нахилу, деформовані стінки і відрізняючись від правильної циліндричну частину;

- Чинні нормативні допуски і фактичні результати перевірки, обумовлені обмеженнями методики, не задовольняють ні споживачів не виробників.

Об'ємним метод дозволяє вести виміри резервуарів з ємностями різних форм і видів. Але є одне обмеження, пов'язане з об'ємом. Отримання даних можливо тільки для тих місткостей, які за обсягом менше п'яти тисяч. Виходить, що такий спосіб обміру є мало не єдиний для резервуарів 2-стінних і підземних.

Роботи з повірки на таких станціях проводяться як звичайним способом, так і програмно-вимірювальними комплексами і лабораторіями, що підводить саме до великого споживання градуювання резервуарів. За короткий проміжок часу досягається калібрування резервуарів з високою точністю завдяки подібного обладнання.

Для об'ємного методу характерний облік метеоумов, а також температури рідини, якою реалізовують перевірку, і повітря. Застосовуються для здійснення замірів або прояснені нафтопродукти, або звичайну воду. Здійснюються дії при відсутності опадів і температури повітря від 5 і до 35 градусів. Якщо повірочної рідиною позначена вода, тоді конкретно її температура має дорівнювати двом градусам. В аналогічній ситуації для нафтопродуктів це значення не перевищує півградуса.

Для здійснення об'ємного методу є два діючих варіанту. До першого зараховується статичний. При ньому в ємність резервуара підкачуються рідина для повірки з контрольованим об'ємом. У другому варіанті використовуються готові мірні ємності або так звані мірники. Рідина для повірки, вміщена в мірник, перекачується насосом в резервуар. Потім фіксуються напрацьовані результати і заносяться в таблицю. У ній відбивається обсяг, який закачаний, і відзначається зафіксований рівень.

При аналізі державних підприємств які займаються метрологічною діяльністю таких як ISO і ДП «Укрметртестстандарт виявили, що розвиток європейської бази ISO має істотні переваги у визначенні місткості резервуару

ніж методи наших вітчизняних підприємств. Тому для забезпечення єдності вимірювань потрібно встановити загальноприйняті стандарти на основі європейських сучасних методів та приладів.

Застосування нових геодезичних приладів і нових методів обчислень, а також нових засобів інформаційних технологій дозволяє досягти максимальної точності визначення геометричних параметрів резервуара і його місткості при максимальній продуктивності праці.

У стандартів ДП «Укрметртестстандарт» передбачено застосування практично всіх актуальних, на даний момент, засобів вимірювань, обчислювальних засобів, а також засобів інформаційних технологій.

Назріла необхідність узгодження стратегії розробки нормативно-методичної бази повірки резервуарів різними організаціями, а також термінології, яку використовують при розробці нормативно-методичних документів на перевірку резервуарів, що вимагає обговорення і вирішення цих питань на рівні уповноваженого міждержавного технічного комітету стандартизації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Калібрування резервуарів. Повірка ємностей градуювальних таблиць [Електронний ресурс] - [Інтернет-портал] – Режим доступу http://sbk.ltd.ua/ru

2. Градуювання резервуарів ООО «Евіта-Стайл» Послуги для підприємств нафтокомплексу [Електронний ресурс] - [Інтернет-портал] – Режим доступу http://evita-s.ru/graduirovka_reservyars.html

3. Нафтобази. Резервуарний парк. Дихальна арматура [Електронний ресурс] - [Інтернет-портал] – Режим доступу http://proofoil.ru/Oilbase/tanks.html

4. Справочник химика 21 [Електронний ресурс] - [Інтернет-портал] – Режим доступу https://chem21.info/index/

5. ДСТУ 4218: 2003 Резервуари сталеві горизонтальні циліндричні. Методика повірки (ГОСТ 8.346-2000, MOD)

6. ДСТУ 4147-2003 Метрологія. Резервуари сталеві вертикальні циліндричні. Методика повірки (ГОСТ 8.570-2000, MOD)

7. Про затвердження Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України. Код доступу https://ips.ligazakon.net/document/RE15496?an=4414

8. ISO 7507-4: 1995 Part 4: Внутрішній оптико-електронний дальнометричний метод.

9. ISO 7507-5 2000 Part 5: Зовнішній оптико-електронний дальнометричний метод.

10. Наказ Міністерства палива та енергетики України, Міністерства економіки України, Міністерства транспорту та зв'язку України, Державного комітету України з питань технічного регулювання та споживчої політики від 20 травня 2008 року N 281/171/578/155.

11. Горбунов Н.И. Расчет градуировочных характеристик резервуаров объемным методом / Н.И. Горбунов, А.Л. Кашура // Збірник доповідей міжнародної науково-технічної конференції «Сталий розвиток гірничо-металургійної промисловості», 18-22 травня 2004 р. – Кривий Ріг: Видавництво Криворізького технічного університету, 2004. – С. 152-154.

12. Кириченко, И.А. О повышении точности построения тарировочных характеристик заглубленных цилиндрических резервуаров / И.А. Кириченко, А.Л. Кашура, М.А. Кашура // Системы обработки информации. – 2016. – Вып.6 (143). –С. 55 –57.

13. Витвицька Л. А. Теорія автоматичного керування [Електронний ресурс] : конспект лекцій / Л. А. Витвицька, Ю. М. Кучірка. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. – 54 с.

14. Кононенко М. А. Методи і засоби вимірювань [Електронний ресурс] : конспект лекцій / М. А. Кононенко. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2014. – 297 с.

15. Безвесільна О.М., Подчашинський Ю.О. Наукові дослідження в галузі автоматизації та приладобудування. Проектування та моделювання комп'ютеризованих інформаційно-вимірювальних систем : підручник. – К. : НТУУ "КПІ ім. І. Сікорського; Ж.: Державний університет "Житомирська політехніка", 2021. – 896с.

16. Володарський Є.Т., Кухарчук В.В., Поджаренко В.О., Сердюк Г.Б. Метрологічне забезпечення вимірювань і контролю. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2001. – 219 с.

17. Основи метрології та електричних вимірювань : підручник / В. В. Кухарчук, В. Ю. Кучерук, Є. Т. Володарський, В. В. Грабко. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 522 с.

18. Іванов О.Г. Вимірювальне обладання у машинобудуванні: Навч. посібник. – К.: Вища школа, 1995. – 496с.

19. Туз Ю.М. Автоматизація аналізу вимірювальних пристроїв: навчальний посібник / Ю.М. Туз, Ю.С. Шумков, О.В. Козир; за заг. ред. Ю.М. Туза. – Одеса: Видавничий дім «Гельветика», 2022. – 312 с.

20. Ціделко В.Д., Яремчук Н.А., Затока С.А., Бурченков Г.К., Шведова В.В., Стасевич В.А. Основи метрології та вимірювальної техніки. Навчальний підручник / За заг. ред. Н.А. Яремчук. – К: Видавництво «Політехніка», 2012. – Том 1. – 266 с.

21. Бабак В.П., Єременко В.С., Куц Ю.В., Мокійчук В.М. Цифрові вимірювальні прилади: Комп’ютерний лабораторний практикум: Навч. посібник / За ред. чл.-кор. НАНУ В.П.Бабака. – К.: Книжкове вид-во НАУ, 2006. – 168 с.

ДОДАТОК А

ПРАВИЛА
пользования градуировочными таблицами стационарных резервуаров

Градуировочные таблицы предназначены для количественного учета и снятия остатков продуктов.

Указанные таблицы рассчитаны в объемных единицах ($м^3$, литрах) для каждого резервуара, согласно присвоенного номера.

Применять таблицы для других резервуаров запрещается.

Для определения количества продуктов в резервуарах применяют следующие средства измерений:

- рулетка с лотом – для резервуаров с диаметром свыше 3-х метров.

Измерения проводят с точностью до 1 мм.

Градуировка таблиц осуществлена на каждый сантиметр и миллиметр.

Для определения массы продуктов необходимо измерить удельный вес данной жидкости и умножить его на объемное количество, которое определено по градуировочной таблице рулеткой с лотом.

Погрешность градуировочных таблиц для вертикальных резервуаров, по требованиям **ГОСТ 8.8570-2000**, составляет:

- **± 0,20% вместимостью (100 – 3000) $м^3$;**
- **± 0,15% вместимостью 4000 $м^3$;**
- **± 0,10% вместимостью (5000 – 50000) $м^3$.**

ГРАДУИРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА Лист 1

Организация: Название
Резервуар № 1
Таблица К.1 - Посантиметровая вместимость 1 пояса резервуара.

Уровень наполнения, см	Вместимость, м куб	Коэффициент вместимости, м куб/мм	Уровень наполнения, см	Вместимость м куб	Коэффициент вместимости, м куб/мм	Уровень наполнения, см	Вместимость м куб	Коэффициент вместимости м куб/мм
14.0	5.882	0.0555	60	32.054	0.0569	106	58.250	0.0569
15	6.437	0.0563	61	32.624	0.0569	107	58.819	0.0569
16	7.000	0.0567	62	33.193	0.0569	108	59.389	0.0569
17	7.567	0.0569	63	33.763	0.0569	109	59.958	0.0569
18	8.137	0.0569	64	34.332	0.0569	110	60.528	0.0569
19	8.706	0.0569	65	34.902	0.0569	111	61.097	0.0569
20	9.275	0.0569	66	35.471	0.0569	112	61.667	0.0569
21	9.845	0.0569	67	36.041	0.0569	113	62.236	0.0569
22	10.414	0.0569	68	36.610	0.0569	114	62.806	0.0569
23	10.984	0.0569	69	37.179	0.0569	115	63.375	0.0569
24	11.553	0.0569	70	37.749	0.0569	116	63.945	0.0569
25	12.123	0.0569	71	38.318	0.0569	117	64.514	0.0569
26	12.692	0.0569	72	38.888	0.0569	118	65.083	0.0569
27	13.262	0.0569	73	39.457	0.0569	119	65.653	0.0569
28	13.831	0.0569	74	40.027	0.0569	120	66.222	0.0569
29	14.401	0.0569	75	40.596	0.0569	121	66.792	0.0569
30	14.970	0.0569	76	41.166	0.0569	122	67.361	0.0569
31	15.540	0.0569	77	41.735	0.0569	123	67.931	0.0569
32	16.109	0.0569	78	42.305	0.0569	124	68.500	0.0569
33	16.679	0.0569	79	42.874	0.0569	125	69.070	0.0569
34	17.248	0.0569	80	43.444	0.0569	126	69.639	0.0569
35	17.817	0.0569	81	44.013	0.0569	127	70.209	0.0569
36	18.387	0.0569	82	44.583	0.0569	128	70.778	0.0569
37	18.956	0.0569	83	45.152	0.0569	129	71.348	0.0569
38	19.526	0.0569	84	45.722	0.0569	130	71.917	0.0569
39	20.095	0.0569	85	46.291	0.0569	131	72.487	0.0569
40	20.665	0.0569	86	46.860	0.0569	132	73.056	0.0569
41	21.234	0.0569	87	47.430	0.0569	133	73.626	0.0569
42	21.804	0.0569	88	47.999	0.0569	134	74.195	0.0569
43	22.373	0.0569	89	48.569	0.0569	135	74.764	0.0569
44	22.943	0.0569	90	49.138	0.0569	136	75.334	0.0569
45	23.512	0.0569	91	49.708	0.0569	137	75.903	0.0569
46	24.082	0.0569	92	50.277	0.0569	138	76.473	0.0569
47	24.651	0.0569	93	50.847	0.0569	139	77.042	0.0569
48	25.221	0.0569	94	51.416	0.0569	140	77.612	0.0569
49	25.790	0.0569	95	51.986	0.0569	141	78.181	0.0569
50	26.360	0.0569	96	52.555	0.0569	142	78.751	0.0569
51	26.929	0.0569	97	53.125	0.0569	143	79.320	0.0569
52	27.498	0.0569	98	53.694	0.0569	144	79.890	0.0569
53	28.068	0.0569	99	54.264	0.0569	145	80.459	0.0569
54	28.637	0.0569	100	54.833	0.0569	146	81.029	0.0569
55	29.207	0.0569	101	55.402	0.0569	147	81.598	0.0569
56	29.776	0.0569	102	55.972	0.0569	148	82.168	0.0569
57	30.346	0.0569	103	56.541	0.0569	149	82.737	0.0569
58	30.915	0.0569	104	57.111	0.0569			
59	31.485	0.0569	105	57.680	0.0569			