

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і робототехніки
Кафедра метрології та інформаційно-вимірювальної техніки

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи

магістра

на тему: **Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку
та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі**

Виконав: студент 2 курсу, групи МТ-1м

Спеціальності: 152 «Метрологія та
інформаційно-вимірювальна техніка»

Стельмах М.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: професор кафедри М та ІВТ

д.е.н., к.т.н., професор

Єфіменко Н.А.

(науковий ступінь, вчене звання, посада, прізвище та ініціали)

Рецензент: к.т.н., доцент

Шавурський Ю.О.

(науковий ступінь, вчене звання, посада, прізвище та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і робототехніки
Кафедра метрології та інформаційно-вимірювальної техніки

Спеціальність 152 «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри метрології та
інформаційно-вимірювальної техніки
д.т.н., професор Подчашинський Ю.О.

« _____ » _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу магістра

Студент _____ Стельмах Микола Васильович

1. Тема роботи: Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі

Керівник роботи: професор кафедри М та ІВТ, доктор технічних наук,
професор Єфіменко Н.А.

затверджена наказом по університету від « 09 » листопада 2023 р. № 648/с

2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру « 17 » грудня 2023р.

3. Вихідні данні до роботи. Об'єкт вимірювань технологічний процес зберігання нафтопродуктів, отримання фізичних величин: витрати, тиск, рівень, температура. Галузь застосування - інформаційно вимірювальна система обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)
огляд та аналіз існуючих методів методів вимірювання маси нафти та нафтопродуктів у резервуарах, розробка структурної схеми та функціональної системи, вибір технічних засобів вимірювального каналу, розробка алгоритму роботи, створення метрологічного забезпечення, розрахунок метрологічних характеристик системи

5. Перелік графічного матеріалу

структурна схема інформаційно вимірювальної системи, функціональна схема інформаційно вимірювальної системи, блок-схема алгоритму роботи

6. Консультанти кваліфікаційної роботи магістра із зазначенням розділів роботи, що їх стосуються

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1-3	Єфіменко Н.А.		
1-3	Чепюк Л. О.		

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд та аналіз джерел інформації	01.10.23 – 05.10.23	Виконано
2	Формулювання завдань кваліф. роботи	06.10.23 – 10.10.23	Виконано
3	Порівняння методів вимірювання маси нафти та нафтопродуктів у резервуарах	25.10.23 – 09.11.23	Виконано
4	Розробка структурної схеми	11.10.23 – 15.10.23	Виконано
5	Вибір технічних засобів вим каналу системи та розробка функсхеми	16.10.23 – 24.10.22	Виконано
6	Розробка алгоритму роботи	10.11.23 – 22.11.23	Виконано
7	Розробка метрологічного забезпечення	23.11.23 – 03.12.23	Виконано
8.	Розрахунок метрологічних характеристик	04.12.23 – 10.12.23	Виконано
9	Оформлення пояснювальної записки та презентаційного матеріалу	11.12.23 – 17.12.23	Виконано

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Стельмах М.В.

(прізвище та ініціали)

Єфіменко Н.А.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В даній кваліфікаційній роботі розроблено комп'ютеризовану інформаційно-вимірювальну систему (КІВС) обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі, описано методи вимірювання маси нафти та нафтопродуктів у резервуарах. Виконано дослідження технологічного процесу зберігання нафтопродуктів; здійснено вибір контрольованих і регульованих параметрів і розробка на їх основі структури КІВС. Розроблено функціональну схему, структурну схему комп'ютеризованої ІВС, виконано розробку метрологічного забезпечення.

Ключові слова: комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система, програмований логічний контролер, метрологічне забезпечення, засоби вимірювання температури, рівня, тиску, витрат, похибка вимірювання.

ABSTRACT

In this qualification work, a computerized information-measuring system (CIMS) for accounting and monitoring the parameters of oil products at the oil depot was developed, the methods of measuring the mass of oil and oil products in tanks were described. A study of the technological process of storing petroleum products was carried out; the selection of controlled and regulated parameters and the development of the structure of the CIMS based on them were carried out. A functional diagram, a structural diagram of a computerized IMS has been developed, and the development of metrological equipment has been completed.

Key words: computerized information and measurement system, programmable logic controller, metrological support, means of measuring temperature, level, pressure, flow rate, measurement error.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. ОГЛЯД ПРОЦЕСУ ЗБЕРІГАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ.....	9
1.1. Типи нафтобаз, їх характеристика та призначення.....	9
1.2. Аналіз існуючих технічних рішень	14
1.2.1. Автоматизація нафтобаз та бензовозів: система управління і обліку	14
1.2.2. Система контролю для нафтобаз.....	16
1.3. Порівняння методів вимірювання маси нафти та нафтопродуктів у резервуарах	
1.3.1. Обчислення маси нафти в резервуарі об'ємно-масовим методом	16
1.3.2. Метод гідростатичного вимірювання рівня (ГВР)	21
1.2.3. Метод, заснований на застосуванні датчиків тиску MTG.....	23
1.4. Вимоги до комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі.....	24
1.5. Вимоги до наливних вимірювальних комплексів процесів наливу	26
2. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВІМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ НАФТОПРОДУКТІВ НА НАФТОБАЗІ	30
2.1. Опис технологічного процесу зберігання нафтопродуктів.....	30
2.2. Структурна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи.....	32
2.3. Функціональна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи.....	34
2.4. Програмований логічний контролер	35
2.5. Вимірювальні засоби системи.....	38
2.5.1. Датчик тиску PS326-016D-02-LI2UPN8-H1141	38
2.5.2. Датчик витрат GE Sentinel LCT4 (DN 76 – 700)	42
2.5.3. Датчик температури SensyTemp TSP411.....	47
2.5.4. Датчик рівня Rosemount 5300.....	48

2.6. Розробка алгоритму роботи системи	49
3. РОЗРОБКА МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ НАФТОПРОДУКТІВ НА НАФТОБАЗІ	54
3.1. Методи та засоби визначення маси та об'єму нафти і нафтопродуктів ..	54
3.1.1. Об'ємно-масовий статичний метод вимірювань	54
3.1.2. Об'ємно-масовий динамічний метод	55
3.1.3. Об'ємний метод вимірювань	55
3.2. Порядок здійснення вимірювань об'єму та маси нафти і нафтопродуктів	56
3.3. Калібрування комбінованих, встановлених на резервуарах на резервуарах систем для вимірювань маси нафтопродуктів	64
3.3. Розрахунок метрологічних характеристик	80
ВИСНОВКИ	82
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ	83

ВСТУП

Актуальність теми. Основними способами збільшення ефективності підприємств у нафтогазовій галузі є оптимізація і модернізація виробництва, зниження виробничих втрат і технологічної витрати енергоносіїв, збільшення вірогідності і швидкості одержання інформації, необхідної для прийняття управлінських рішень.

Застосування комп'ютеризованих інформаційно-вимірювальних систем (KIVC) в нафтогазовій галузі допомагає знизити вартість нафтопродуктів, зменшити використання енергоресурсів, а також знизити витрати на технічний персонал.

Основне призначення нафтобази - це приймання і зберігання нафти. KIVC резервуарним парком нафтобази допоможе значно зменшити роботу технічного персоналу, знизити витрати на ремонт обладнання за рахунок збільшення міжремонтного періоду, а також збільшити якість нафтопродуктів, за рахунок постійного контролю за технологічними процесами, а також швидкого усунення виниклих неполадок системи або в разі аварійних ситуацій.

Найважливішими параметрами зберігання нафти є рівень нафти в резервуарах, тиск в трубопроводі, а також температура. KIVC дозволяє стежити за даними показниками за допомогою сучасних польових датчиків і програмованих локальних контролерів, а також дозволяє регулювати ці параметри за допомогою виконавчих механізмів.

В даній роботі розроблено та досліджено нову KIVC, що дозволяє замінити застарілі плати апаратної логіки надійним обладнанням, що відповідає сучасним вимогам до вимірювальної і іспитової техніки, але в той же час цілком зберігає колишню функціональність і особливості роботи з механізмами керування. Функції формування аварійних повідомлень, сигналів захисту, що виконувалися раніше на апаратному рівні реалізовано програмно.

Для досягнення даної мети необхідно вирішити наступні задачі:

- дослідження технологічного процесу зберігання нафтопродуктів;

- вибір контрольованих параметрів і розробка на їх основі структури KIBC обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі;
- розробка алгоритму, структурної схеми, функціональної схеми схеми KIBC;
- розробка метрологічного забезпечення KIBC шляхом моделювання метрологічних характеристик (похибок);

Об'єкт дослідження – процеси вимірювання при зберіганні нафтопродуктів.

Предмет дослідження – комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі.

Методи дослідження базуються на аналітичному виведенні рівнянь математичної моделі вимірювального каналу, використанні обчислювальних блоків у вимірювальному каналі.

Наукова новизна даної роботи полягає в:

1. Сформульовано перелік фізичних величин, вимірювання яких дозволяє контролювати процес зберіганні нафтопродуктів;
2. Удосконалені методи вимірювання параметрів технологічного процесу:

Практична цінність даної роботи полягає в:

1. вибрано вимірювальні засоби та елементну базу KIBC обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі;
2. розраховано метрологічні характеристики KIBC каналу вимірювання тиску і витрат.
3. пропонується впровадити нову KIBC обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі.

Структура та обсяг роботи. Дана робота складається з анотації, вступу, 3 основних розділів, висновків, переліку використаних літературних джерел та додатку. Робота викладена на 84 сторінках основного тексту і містить 10 рисунків та 4 таблиці.

1. ОГЛЯД ПРОЦЕСУ ЗБЕРІГАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ

1.1. Типи нафтобаз, їх характеристика та призначення

Нафта і нафтопродукти – масові наливні вантажі, до систем зберігання яких ставляться такі вимоги: збереження кількості та якості продукту; вибухо- і пожежна безпека; мінімізація витрат на зберігання і дистрибуцію; зручність для споживачів.

Нафтосховище – штучний резервуар для зберігання нафти або продуктів її переробки. [1]

У галузі транспортування і зберігання нафти і нафтопродуктів використовуються кілька видів нафтосховищ:

- резервуарні парки насосних станцій та нафтопродуктопроводів;
- сировинні та товарні парки нафтопереробних заводів;
- резервуарні парки морських (річкових) та залізничних терміналів;
- резервуарні парки нафтопромислів;
- нафтобази.

Нафтобази є тим видом нафтосховищ, де найбільш повно представлені споруди і об'єкти, а також технологічні процеси і обладнання зберігання нафти і нафтопродуктів

Типи нафтобаз, їх характеристика та призначення

Нафтобазами називають підприємства, що складаються з комплексу споруд і установок, призначених для приймання, зберігання та відпуску нафтопродуктів споживачам.

Однією з різновидів нафтобаз є паливозаправочні комплекси для різних видів транспорту:

- автомобільного;
- залізничного;
- водного;
- повітряного.

Оскільки нафтобази становлять значну небезпеку в пожежному відношенні, а найбільш пожежонебезпечними об'єктами є резервуари, за

критерій пожежонебезпеки нафтобаз прийнятий сумарний об'єм резервуарного парку. Його величина, а також максимальний об'єм одного резервуара $V_{p.max}$, покладені в основу поділу нафтобаз на категорії:

I – загальний об'єм резервуарного парку понад 100 000 м³;

II – загальний об'єм резервуарного парку від 20 000 до 100 000 м³;

IIIа – загальний об'єм резервуарного парку від 10 000 до 20 000 м³, $V_{p.max} = 5000$ м³;

IIIб – загальний об'єм резервуарного парку від 2 000 до 10 000 м³, $V_{p.max} = 2000$ м³;

IIIв – загальний об'єм резервуарного парку до 2 000 м³ включно, $V_{p.max} = 700$ м³.

Залежно від категорії нафтобаз будівельними нормами і правилами встановлюються мінімально допустимі (з точки зору пожежної безпеки) відстані до сусідніх об'єктів. Наприклад, відстань від нафтобаз I категорії до житлових і громадських будівель повинна бути не менше 200 м, а від нафтобаз II і III категорій – не менше 100 м.

За величиною річного вантажообігу нафтобази поділяються на п'ять класів [1]:

1 – від 500 і більше тис. т/рік;

2 – від 100 до 500 тис. т/рік включно;

3 – від 50 до 100 тис. т/рік включно;

4 – від 20 до 50 тис. т/рік включно;

5 – від 20 і менше тис. т/рік.

За функціональним призначенням (за принципом оперативної діяльності) нафтобази поділяються на чотири види:

1. Перевалочні – призначені для перевантаження (перевалки) нафтопродуктів з одного виду транспорту на інший. Розміщують їх на берегах судноплавних річок і озер, поблизу морських портів, великих залізничних магістралей, проміжних перекачувальних станцій нафтопродуктопроводів. Роль кінцевого пункту магістрального нафтопродуктопроводу (МНПП) також зазвичай грає перевалочна нафтобаза.

2. Розподільні – використовують для нетривалого зберігання нафтопродуктів та їх постачання споживачам району, що обслуговується. Їх поділяють на оперативні, які обслуговують лише місцевих споживачів, і сезонного зберігання, що призначені як для задоволення місцевих потреб, так і для компенсації нерівномірності подачі нафтопродуктів на оперативні нафтобази, що входять у зону впливу нафтобази сезонного зберігання.

3. Перевалочно-розподільні – поєднують функції перевалочних і розподільних нафтобаз.

4. Бази зберігання – здійснюють приймання, зберігання і періодичне освіження нафтопродуктів.

За транспортними зв'язками нафтобази поділяються на:

- залізничні;
- водні (річкові, морські);
- водно-залізничні;
- трубопровідні;
- глибинні, що являють собою розподільні нафтобази, розташовані на значній відстані від залізниць і водних шляхів та отримують нафтопродукти в основному автомобільним транспортом, а в деяких випадках – водним.

За номенклатурою нафтопродуктів розрізняють нафтобази:

- загального призначення;
- тільки для легкозаймистих (світлих) нафтопродуктів;
- тільки для горючих (темних) нафтопродуктів.

Класифікація виробничих операцій. Усі виробничі операції, що проводяться на нафтобазах, поділяють на основні та допоміжні.

До основних операцій належать:

- приймання нафтопродуктів, що доставляються на нафтобазу залізничним, водним, автомобільним транспортом і по трубопроводах або відведеннях від них;
- зберігання нафтопродуктів у резервуарах і тарних сховищах;
- відпуск нафтопродуктів у залізничні та автомобільні цистерни, нафтоналивні судна або по трубопроводах;

- замір і облік нафтопродуктів.

До допоміжних операцій належать:

- очищення і зневоднення масел та інших в'язких нафтопродуктів;
- змішування масел і палив;
- регенерація відпрацьованих масел;
- виготовлення і ремонт тари;
- ремонт технологічного обладнання, будівель і споруд;
- експлуатація котелень, транспорту й енергетичних пристроїв.

Технічна оснащеність нафтобаз має відповідати таким вимогам:

а) резервуарний парк повинен забезпечувати прийняття, зберігання і відвантаження заданої кількості і асортименту нафтопродуктів;

б) технологічні трубопроводи мають дозволяти вести одночасне приймання і відвантаження різних марок нафтопродуктів без змішування і втрати якості;

в) наливні та зливні пристрої, а також насосне обладнання повинні забезпечувати дотримання нормативів часу щодо зливу і наливу нафтопродуктів.

Резервуарні парки нафтобаз грають дуже важливу роль. Основне їх призначення – виконання ролі буфера між постачальником і одержувачем, що компенсує перебої поставок і споживання нафтопродуктів. До числа інших функцій резервуарних парків відносять: створення запасів на випадок виникнення перебоїв у транспортному ланцюгу, доведення якості нафтопродуктів до необхідного рівня, їх облік.

Резервуарний парк – група (групи) наземних резервуарів, призначених для зберігання нафти і нафтопродуктів та розміщених на території, обмеженій по периметру насипом або огорожувальною стінкою.

Мінімальна відстань між резервуарами, розташованими в одній групі, – 30 м. Резервуари в групі слід розташовувати не більше ніж в 4 ряди об'ємом менше 1000 м³, не більше ніж в три ряди об'ємом від 1000 до 10 000 м³, не більше ніж у 2 ряди об'ємом 10 000 м³ і більше.

Відстань між стінками найближчих резервуарів, розташованих у сусідніх групах, має бути не менше 40 м при об'ємі резервуара до 20 000 м³.

За формою металеві резервуари можуть бути циліндричними (вертикальними і горизонтальними), сфероїдальними і спеціальних форм. У свою чергу вертикальні циліндричні резервуари розрізняються залежно від внутрішнього тиску і вакууму в газовому просторі, від форми даху – конічної і сферичної, від конструкції даху – плаваючі, підйомні, дихаючі, безмоментні [1].

Залежно від обсягу та місця розташування резервуари поділяють на три класи:

- I – особливо небезпечні резервуари об'ємом 10000 м³ і більше, а також резервуари об'ємом 5000 м³ і більше, розташовані безпосередньо на берегах річок, великих водойм, а також у межах міської забудови;
- II – резервуари підвищеної небезпеки об'ємом від 5000 до 10000 м³;
- III – небезпечні резервуари об'ємом від 100 до 5000 м³. Для скорочення втрат від випаровування ці резервуари обладнують дихальною арматурою (робочими і запобіжними клапанами), системою газової обв'язки, понтонами або використовують спеціальні конструкції з понтоном або плавучим дахом.

За конструкцією дахів вертикальних циліндричних резервуарів та умов експлуатації розрізняють:

- вертикальні циліндричні резервуари зі стаціонарним дахом, що працюють під надлишковим тиском 0,002 МПа і вакуумом 0,001 МПа;
- вертикальні циліндричні резервуари зі стаціонарним дахом, що працюють при підвищеному тиску 0,069 МПа;
- вертикальні циліндричні резервуари з понтоном або плавучим дахом, що працюють без тиску і вакууму.

У більшості сталевих конструкцій нафтобаз і автозаправних станцій застосовується м'яка низьковуглецева сталь з вмістом вуглецю до 0,22 % різних марок (Ст.0 – Ст.5), яка добре зварюється, майже не гартується і тому є досить зручною для роботи в елементах конструкцій [1].

За способом виробництва сталь підрозділяється на мартенівську і конверторну. При спорудженні металевих конструкцій нафтобаз в основному застосовують мартенівську сталь, яка значно краще і чистіше конверторної.

Для важких конструкцій і нижніх поясів сталевих резервуарів використовуються низьколеговані сталі (НЛ), що мають більш високі механічні характеристики.

При виготовленні резервуарів, що працюють у помірній кліматичній зоні, застосовуються будівельні сталі, у той час як для виготовлення резервуарів, що застосовуються в умовах низьких температур, використовуються спеціальні сталі з вмістом нікелю, хрому та алюмінієві сплави.

При зберіганні нафтопродуктів з підвищеним вмістом сірки для запобігання корозії резервуари мають внутрішнє покриття з алюмінію та алюмінієво-магнієвих сплавів (до 1–4 % магнію). Перш за все з цих металів виконують верхній пояс і покрівлю, що контактують з сірчаними парами.

Сталеві листи з'єднуються зварюванням, але у резервуарів, побудованих до середини ХХ століття, листи можуть бути скріплені заклепками.

Сфера застосування резервуарів залежно від сорту нафти або нафтопродуктів визначається, головним чином, з урахуванням умов взаємодії рідини, що зберігається, з матеріалом, з якого виготовлено сховище. При цьому обов'язково враховується необхідність мінімальної витрати металу на його спорудження.

1.2. Аналіз існуючих технічних рішень

1.2.1. Автоматизація нафтобаз та бензовозів: система управління і обліку

Мета і завдання автоматизації нафтобази та бензовозів [2]:

- підвищення точності обліку,
- зниження втрат при відпустці палива
- зниження втрат при прийомі палива
- зниження впливу людського фактора на точність обліку

- скорочення часу відвантаження палива від виписки документів до наливу в бензовоз
- поліпшення документообігу на нафтобазі
- поліпшення загального документообігу на мережі нафтобаз
- перехід до об'ємно-масового обліку за результатами автоматичних вимірювань середньої температури і щільності при автоналивів в бензовози
- перехід до об'ємно-масового обліку за результатами автоматичних вимірювань середньої температури і щільності при Ж / Д зливів
- оперативне отримання інформації про фактичний баланс палива на нафтобазі (прихід / витрата палива)

Комп'ютерна система управління (КСУ) являє собою програмно-апаратний комплекс для управління стояками автоналиву на НБ, їх відпуск та облік (рис. 1.1) .Метою створення системи послужила необхідність мінімізації праці оператора, полегшення роботи керівництва, підвищення точності обліку НП, виняток зловживань.

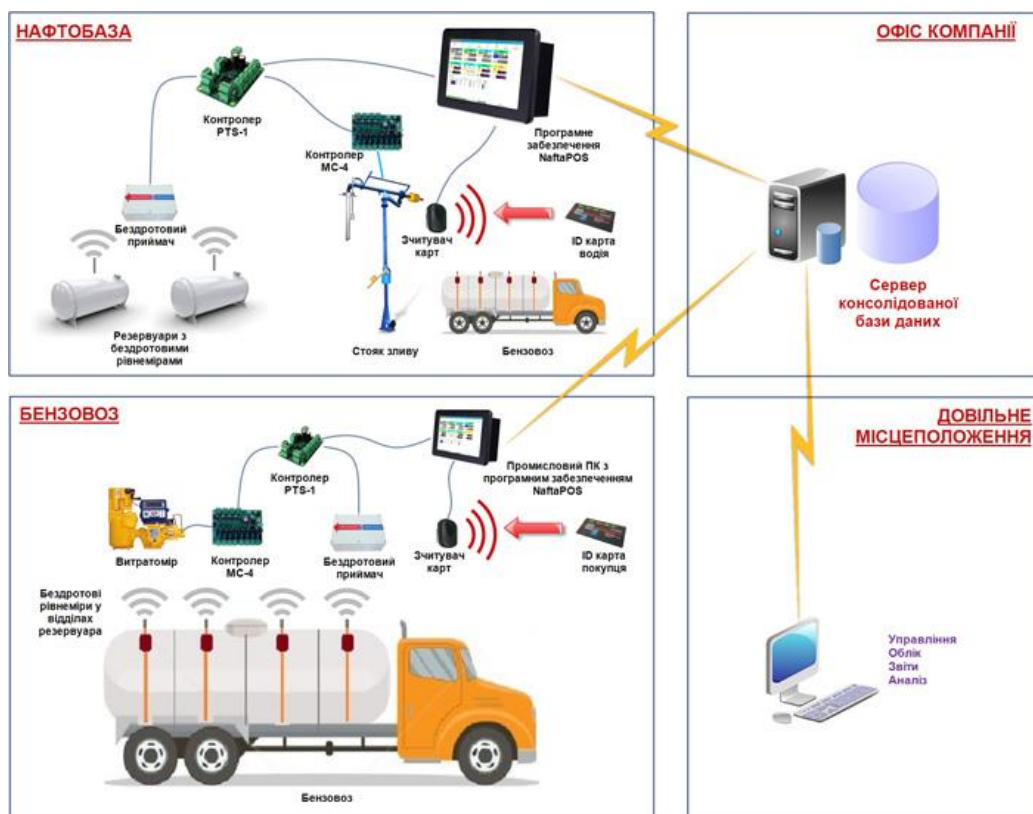


Рис. 1.1. Комп'ютерна система управління нафтобазою

Функціональні можливості:

1. Управління процесом відвантаження нафтопродукту через стояк автоналиву.
2. Управління процесом зливу нафтопродукту на З/Д зливів.
3. Обробка інформації, що надходить від системи вимірювання рівня в резервуарах.
4. Приведення прийнятого через витратомір об'єма до 15° С через Пристрій температурної корекції обсягу нафтопродуктів до 15° С TVC . Обробка інформації, що надходить від системи вимірювання рівня в резервуарах.
5. Обробка Реєстру ТТН.
6. Обробка ТТН на багатосекційних бензовозах.
7. Формування журналу відпустки по кожній транзакції. Журнал відпустки: № ТТН, № стояка, Вид нафтопродукту, фактично відпущені обсяги в літрах, поточна температура і щільність, лічильники нафтопродукту.
8. Управління технологічним обладнанням стояків наливу за допомогою контролерів керування (КУ) та схем релейного автоматики.
9. Управління технологічним обладнанням З/Д зливу за допомогою контролерів керування (КУ) та схем релейного автоматики.
10. Ведення Журналу щільності на автоналивів.
11. Ведення Журналу щільності на З/Д зливів.
12. Формування змінного звіту (акта інвентаризації).

1.2.2. Система контролю для нафтобаз

Забезпечення вузлів перекачування між резервуарами та стояків наливу (авто/залізничний) об'ємними витратомірами, контролерами та іншим допоміжним обладнанням, що дозволяє КОНТРОЛЮВАТИ усі виконані транзакції та формувати базу даних для подальшого формування звіту до органів ДФС [3].

Все це дозволяє КЕРУВАТИ процесом виконання операцій з приймання, зберігання (у тому числі переміщення між резервуарами) та видачі (транзакційні операції) з подальшим формуванням бази даних (звітності, бухгалтерської звітності, іншої документації) і відправкою звітів до органів ДФС.

Базові комплектуючі, що можуть входити до системи КОНТРОЛЮ видачі, на стояку авто наливу (верхній або нижній налив):

1. Контролер (призначений для керування процесом відпуску нафтопродукту, подальшої обробки та передачі інформації про транзакцію до бази даних) виробництво Smith Meter GmbH (Німеччина), моделі « microLoad.NET » (сертифікат відповідності Технічному регламенту України № UA.TR.001_197-18_Rev.0 виданий 22.11.2018, діє до 22.11.2028) – може бути замінений контролерами українського виробництва;

2. Захисний фільтр (призначений для захисту системи обліку від попадання сторонніх предметів) виробництво F.A.SENING GmbH та Smith Meter GmbH Німеччина (модель – в залежності від моделі та виробника витратоміра, конфігурації системи та інших параметрів);

3. Газовідділювач (призначений для видалення газу розчиненого у нафтопродукті, та недопущення його попадання до вимірювальної камери витратоміра) виробництво F.A.SENING GmbH та Smith Meter GmbH Німеччина (модель – в залежності від моделі та виробника витратоміра, конфігурації системи та інших параметрів);

4. Витратомір об'ємного типу (призначений для обліку об'єму рідини, що пройшла через вимірювальну камеру сталого об'єму) та передачі інформації на контролер за допомогою датчика імпульсів вмонтованого в корпус витратоміра, виробництво F.A.SENING GmbH та Smith Meter GmbH Німеччина (модель – в залежності від пропускної здатності витратоміра, конфігурації системи та інших параметрів) сертифікати відповідності Технічному регламенту України № UA.TR.001_87-18_Rev.0 виданий 25.06.2018, діє до 25.06.2028, та № UA.TR.001_87-18_Rev.1 виданий 19.02.2020, діє до 25.06.2028;

5. Клапан останову видачі продукту (призначений для контролю за початком та кінцем видачі продукту за заданою дозою, контролем швидкості початку та зупинки потоку) виробництво F.A.SENING GmbH та Smith Meter GmbH Німеччина (модель – в залежності від моделі та виробника витратоміра, конфігурації системи та інших параметрів);

6. Температурний сенсор – датчик температури типу PT100 (призначений для вимірювання фактичної температури продукту та передачі даних до контролера для подальшого використання в формуванні транзакційного звіту);

7. Гусак автоналиву (для «верхнього» або «нижнього» наливу) – вибір виробника за бажанням замовника.

1.3. Порівняння методів вимірювання маси нафти та нафтопродуктів у резервуарах

1.3.1. Обчислення маси нафти в резервуарі об'ємно-масовим методом

Обчислення маси нафти об'ємно-масовим методом проводиться в декілька етапів [10].

1. На першому етапі проводиться вимірювання рівня нафти і нафтопродуктів у резервуарі за допомогою рулетки з лотом або автоматичної системи заміру рівня (СЗР). Для товарно-комерційних операцій (ТКО), похибка вимірювання рівня не повинна перевищувати ± 1 мм.

Якщо лінія змочування більша за половину міліметрової поділки рулетки, то результат округлюють у більший бік, якщо менше 0,5 мм, то результат округляють у менший.

Відповідно до ДСТУ 4179-2003 під час вимірювань за допомогою рулетки при температурах, відмінних від 20°C, вводиться поправка t на температурний коефіцієнт лінійного розширення, що розраховується за формулою:

$$\Delta t = \alpha L_{\text{и}} (t - 20) t,$$

де α - коефіцієнт лінійного розширення матеріалу вимірювальної стрічки (для вуглецевої сталі $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$, для нержавіючої сталі $\alpha = 2,0 \cdot 10^{-5}$);

L_t - довжина за шкалою рулетки, виміряна за температури t ;

t - температура повітря під час вимірювання, °C.

1.2 За градуовальною таблицею резервуара визначається об'єм продукту, згідно з вимірюваннями рівня продукту в резервуарі, приведений до нормальних умов (20 °C).

Резервуар вертикальний циліндричний сталевий (РВС) відградуваний із похибкою $\Delta K = \pm 0,1 \%$, за вказаної температури відповідно до ГОСТ 8.570-00.

За довідниками визначають:

- коефіцієнт лінійного розширення матеріалу стінки резервуара:

$$\alpha = 12 \cdot 10^{-6} 1/^{\circ}\text{C};$$

- коефіцієнт об'ємного розширення продукту:

$$\beta = 8 \cdot 10^{-4} 1/^{\circ}\text{C}.$$

1.3 Проводиться відбір проби відповідно до ДСТУ 4488:2005, при цьому вимірюється температура.

1.4 Потім у лабораторії, за об'єднаною пробой, визначають густину нафти. Густина нафти вимірюють ареометричним, пікнометричним або вібраційним методом за стандартної температури (20 °C або 15 °C) відповідно до ГОСТ 3900-85 ареометром (нафтоденсиметром) з абсолютною похибкою $\Delta \rho = 0,5 \text{ кг/м}^3$ і термометром з абсолютною похибкою $\Delta t = \pm 1^{\circ}\text{C}$.

1.5. Температуру випробуваної проби вимірюють до і після вимірювання густини та підтримують постійною, з похибкою не більше 0,2 °C.

1.6. Наступним етапом обчислюють масу нафти за формулою:

$$m_1 = \rho_t * V_t.$$

Оброблення результатів вимірювань проводиться на ЕОМ, з відносною похибкою $\Delta M = \pm 0,1 \%$.

Для визначення похибки методу обчислюють:

- відносну похибку вимірювання густини продукту:

$$\Delta\rho = \frac{\delta\rho}{\rho_{min}} * 100\%;$$

- абсолютну похибку вимірювання різниці температур:

$$\Delta\delta_t = \pm \sqrt{t_E^2 + \Delta t_{np}^2}.$$

При визначенні похибки методу враховують, що вона досягає максимуму за максимального для даного резервуара значення H_i , зазначеного в паспорті на резервуар, а також за мінімальної різниці $(H_i - H_{i+1})_{min}$ і максимальному перевищенні температури t_v над температурою t_p , які повинні вказуватися в МВВ.

Межі відносної похибки методів вимірювання маси повинні бути не більше:

$\pm 0,25 \%$ - при вимірюванні маси бруто нафти;

$\pm 0,35 \%$ - при вимірюванні маси нетто нафти;

$\pm 0,5 \%$ - при вимірюванні маси нетто нафтопродуктів від 100 т і вище;

$\pm 0,8 \%$ - під час вимірювання маси нетто нафтопродуктів до 100 т і відпрацьованих нафтопродуктів.

Існуючі методи відбору проб із мір місткості не дають змоги визначити розподіл значень густини і температури по висоті резервуара, що ускладнює визначення цих параметрів в об'єднаній пробі та призводить до неточностей у розрахунку маси продукту в ємності. При отриманні об'єму враховуються додаткові похибки, які виникають від температурного розширення конструкцій резервуара. Точність вимірювання маси бруто продукту при застосуванні цього методу безпосередньо залежить від похибки градувальної таблиці та похибок приладів, що використовуються під час вимірювання рівня, температури та густини.

1.3.2. Метод гідростатичного вимірювання рівня (ГВР)

Вимірювання маси бруто нафти і нафтопродукту в резервуарі гідростатичним методом проводиться в кілька етапів [10].

2.1 На першому етапі проводиться вимірювання тиску за шарами продукту P_K .

2.2 Так само, під час вимірювання тиску за шарами, вимірюється температура за шарами продукту t_k .

2.3 Далі необхідно обчислити середню температуру t_{cp} .

2.4 На наступному етапі обчислюється густина по кожному шару продукту..

2.5 Потім необхідно провести розрахунок середньої густини.

2.6 Рівень наливу продукту: обчислюється таким чином.

Перший датчик, що знаходиться під рівнем рідини, показує тиск:

$$P_1 = p_1 \cdot g \cdot H.$$

Наступний датчик показує тиск, який дорівнює:

$$P_2 = p_1 \cdot g \cdot h.$$

З P_2 виразимо величину густини:

$$P_1 = \frac{p_2}{g \cdot h}.$$

Підставимо значення густини у формулу і виразимо величину H :

$$H = \frac{P_1}{P_2}.$$

Таким чином, ми можемо обчислити рівень зливу в резервуарі:

$$L_{tcr} = h_0 + h \times (n - 1) + H$$

де: h_0 - відстань від вимірювального столика, розташованого на днищі резервуара, до першого датчика;

h - калібрована відстань між датчиками;

n - число датчиків;

H - відстань від рівня наливу до першого датчика під рівнем продукту.

При визначенні похибки методу враховують, що вона досягає максимуму при максимальному для даного резервуара значення H_{imax} , зазначеного в паспорті на резервуар, а також за мінімального значення відпущеного продукту m_{min} і його максимальної густини ρ_{max} , які мають зазначатися в МВВ.

2.7 На наступному етапі, з градуювальної таблиці визначається об'єм V , згідно з вимірюваннями рівня продукту в резервуарі, при температурі градуювання - t_2

2.8 Далі необхідно провести розрахунок об'єму продукту V , за нормальних умов 20°C .

Об'єм продукту, приведений до температури 20°C , обчислюється так само, як зазначено в описі об'ємно-масового методу.

2.9 Далі обчислюється об'єм продукту за середньої температури вимірювання V .

2.10 На наступному етапі обчислюється маса брутто.

Межі допустимої відносної похибки вимірювань маси продукту при непрямому гідростатичному методі, δm_2^c , %, обчислюють за формулою

$$\delta m_{11}^c = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_\phi - \delta H)^2 + G^2(\delta p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta T p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta T_v^2 + \delta N^2}$$

де: δK - відносна похибка складання градуювальної таблиці міри місткості, %.

Метод гідростатичного вимірювання рівня (ГВР) фундаментально відрізняється від інших методів гідрометрування резервуарів. В основі своїй він є методом вимірювання маси нафти.

У методі ГВР використовуються три датчики тиску - у нижній, середній і верхній частині резервуара, і датчик температури. Датчик, що знаходиться у верхній частині резервуара, вимірює тиск газу всередині резервуара і забезпечує компенсацію його впливу. Датчик у середній частині резервуара

спільно з нижнім датчиком визначає густину нафтопродукту (за умовою, датчики мають перебувати в рідині).

Під час використання цього методу вимірюють величину гідростатичного тиску стовпа продукту, визначають середню площу заповненої частини резервуара на рівні, відносно якого проводять вимірювання, і розраховують масу продукту як добуток значень цих величин, поділених на прискорення сили тяжіння. При цьому формула для обчислення маси нафтопродукту M (у кг) має вигляд:

$$M = \frac{PF_{\text{ен}}(H_p)}{g}.$$

Похибка вимірювання за гідростатичного методу має бути не більше ніж більше:

$\pm 0,5 \%$ - маси нетто нафти, нафтопродуктів від 100 т і вище;

$\pm 0,8 \%$ - маси нетто нафтопродуктів до 100 т і відпрацьованих нафтопродуктів.

Забезпечення такого рівня точності може бути досягнуто лише поєднанням різних засобів вимірювань.

Модель похибки гідростатичного методу в разі застосування формули має вигляд:

$$\Delta M = \pm 1,1 \sqrt{\Delta V^2 + \Delta p^2 + \left(\beta \frac{\Delta \delta_1}{1 + \beta \delta_t} 100\right)^2 + \Delta m^2}.$$

1.3.3. Метод, заснований на застосуванні датчиків тиску MTG

Система Multifunction Tank Gauge (MTG) здатна обчислювати масу нафтопродукту, рівень, об'єм, приведений об'єм, пошарову і усереднену густину, середнє значення температури, рівень підтоварної води, а також параметри парів над продуктом. Прилад являє собою пристрій, що монтується на фланець на даху резервуара від 3 і більше дюймів, який не має жодних рухомих частин, не залежить від руху даху резервуара, що не

потребує виведення резервуара з процесу експлуатації під час його інсталяції та введення в роботу [10].

У системі MTG щільність і маса продукту розраховується залежно від від гідростатичного тиску і температури, вимірювання яких позбавляє від вимірювання густини продукту і приведення всіх вимірювань до єдиної температури при об'ємно-масовому обліку. Тому система MTG дає змогу з високою точністю обчислювати масу продукту в резервуарі, незалежно від розшарування продукту та інших чинників.

У системі MTG, як правило, використовується від 4-х до 12-ти сенсорів тиску. Точність системи MTG можна підвищити збільшенням числа встановлених датчиків. На теперішній час жоден з існуючих методів кількісного обліку не надає подібних можливостей.

1.4. Вимоги до комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі

Передбачити реалізацію автоматизації роботи систем обліку нафтопродуктів із наступними значеннями похибок:

1. Системи наливу автоцистерн:

- відносна похибка вимірювання об'єму: не більше $\pm 0,15\%$;
- відносна похибка вимірювання маси: не більше $\pm 0,20\%$;

Вищевказані параметри підлягають метрологічній повірці, як засіб комерційного обліку.

- абсолютна похибка вимірювання густини: не більше $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$;
- абсолютна похибка вимірювання температури: не більше $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

2. Системи обліку нафтопродуктів в резервуарному парку:

- відносна похибка вимірювання рівня нафтопродуктів: не більше $\pm 2 \text{ мм}$;
- відносна похибка вимірювання густини: не більше $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$;
- відносна похибка вимірювання температури: не більше $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Загальні вимоги до системи:

Засоби вимірювальної техніки, що встановлені на устаткуванні і заданими яких формується інформаційна складова, повинні бути сертифікованими по відповідним необхідним технічним параметрам, і проходити перевірку у термін, вказаний у Сертифікаті затвердження/перевірки типу.

Основні технічні вимоги до системи:

Підсистема повинна містити наступні компоненти

Компонент підсистеми – Вимір рівня, густини і температури палива стаціонарний (резервуарний парк)

До складу Підсистеми повинні входити прилади виміру рівня, густини та температури палива в горизонтальних та вертикальних резервуарах.

Сертифікована метрологічно-значуща частина програмного забезпечення Підсистеми, на основі калібрувальної таблиці резервуара і поточних даних автоматизованого виміру рівня, густини та температури нафтопродукту в ньому, повинна забезпечувати розрахунок поточної маси нафтопродукту, та його приведений об'єм до 15°C.

Компонент підсистеми повинен забезпечувати оперативний контроль наступних параметрів палива в парку зберігання:

- Вимірювання рівня наповнення резервуару в діапазоні від 100 мм до 12000 мм з похибкою виміру не більше ніж ± 2 мм;
- Вимірювання (встановлення) рівня (границі) розділу двох середовищ (під товарна рідина) з похибкою не більшою за ± 2 мм;
- Вимірювання густини нафтопродукту в резервуарі не менше ніж у трьох точках стовпа рідини, незалежно від рівня наповнення резервуару, з похибкою виміру не більшою за $\pm 0,5$ кг/м³;
- Вимірювання температури нафтопродукту в діапазоні від -40°C до +50°C у 6-ти рівновіддалених точках по висоті резервуара з похибкою не більшою за $\pm 0,5$ °C.

Компонент підсистеми – вимір об'єму, густини і температури палива поточний (вузол обліку)

Компонент підсистеми поточного виміру об'єму, густини і температури палива при видачі нафтопродукту повинен забезпечити:

- Окремі/незалежні виміри об'єму і густини;
- Вимірювання об'єму з похибкою не більшою ніж $\pm 0,15\%$, та індикацію об'єму що видається з дискретністю 1 л;
- Вимірювання та індикацію густини нафтопродукту з похибкою не більшою ніж $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$;
- Визначення маси з похибкою не більшою за $\pm 0,20\%$;
- Вимірювання температури в інтервалі від -40°C до $+50^\circ\text{C}$ з похибкою $\pm 0,5^\circ\text{C}$, та індикацію з дискретністю 1°C ;
- Інформаційну взаємодію з іншими технічними та програмними засобами.

Умови роботи (використання) системи:

Прилади підсистеми повинні бути працездатними за таких умов навколишнього середовища:

- В інтервалі температур від $+5^\circ\text{C}$ до $+40^\circ\text{C}$ (для устаткування, що встановлюється в приміщенні);
- В інтервалі температур від -40°C до $+50^\circ\text{C}$ (для устаткування, що встановлюється на відкритому повітрі);
- Вологість повітря – до 100% (для устаткування, що встановлюється на відкритому повітрі).

1.5. Вимоги до наливних вимірювальних комплексів процесів наливу

Функції системи:

- Забезпечення наливу нафтопродуктів в паливовози по заданій оператором дозі.
- Вимірювання і отримання даних про нафтопродукти, що відпускаються: (заміри об'єму, густини, температури, обчислення маси нафтопродуктів з похибками не гірше наведених вище).

- Забезпечення безпеки проведення наливу палив овозів за допомогою пристроїв автоматичного заземлення.

- Сигналізація про вихід параметрів за задані межі.

- Візуалізація процесу наливу, архівування основних технологічних параметрів.

Кожен з постів відпуску нафтопродуктів повинен включати обладнання, до складу якого входить:

- сітчастий фільтр грубої очистки – 1 шт.;

- електронасосний агрегат (використати існуючі на об'єктах)- 1 шт;

- газовідділювач – 1 шт. (бажано імпортного виробництва);

- вимірювальний модуль відпущеної дози нафтопродуктів у якому знаходиться: витратомір-лічильник, гідравлічний керуючий клапан, автоматичний густиномір, датчик температури, пост керування, електротехнічне обладнання, прилади контролю тиску (манометр, запобіжний клапан);

- пульт керування з дисплеєм, який показує: задану дозу відпуску нафтопродукту, а після відпуску об'єм налитого продукту, густину, температуру та масу.

- Програма відпуску нафтопродуктів має бути побудована на базі сучасного програмного забезпечення і керуючих контролерах. Обмін інформацією між ПЕОМ і контролерами повинен відбуватися через стандартний програмний модуль. Всі отримані дані повинні зберігатися у архіві

- У зоні відпуску нафтопродуктів програма контролера повинна виконувати наступні функції:

- - Відпуск нафтопродуктів в автоцистерни через наливні стояки;

- - Зупинку процесу відпуску при досягненні заданої дози;

- - Вимір об'єму відпущеного нафтопродукту;

- - Вимір температури і її усереднення;

- - Обчислення маси відпущеного нафтопродукту;

- - Вимір густини і її усереднення;

- - Відслідковування технологічного процесу, контроль за станом датчиків;

- - Обмін даними з АРМ оператора;

- - Зупинення процесу відпуску при загрозі виникнення аварійної ситуації з повідомленням на моніторі оператора (перелив, заземлення).

- Для організації повного обліку кількості нафтопродуктів в програмі контролера забезпечити приведення поточних значень густини при температурі відпуску до значень приведеної густини при температурі 15°C. Після відпуску нафтопродуктів у паливовози значення приведеної густини до 15°C, значення маси, об'єму приведенного до 15°C (згідно Постанови КМУ № 891 від 22.11.2017 р.) і температури архівується. Взаємодія користувача з системою може відбуватися через ручний ввід даних з метою видачі команд керування технологічним обладнанням, а також для відслідковування зворотного зв'язку аварійних повідомлень, вводу нових значень уставок і параметрів конфігурування.

- АРМ оператора повинно забезпечувати виконання алгоритмів процесу відпуску нафтопродуктів, здійснювати візуалізацію даних технологічного процесу у вигляді схематичних зображень, мнемонічних схем і діаграм, відображати журнал подій, а також історію дій, пов'язаних з конфігуруванням, адмініструванням комплексу, отриманням нормативно-довідкової інформації.

- Візуалізація технологічного процесу повинна бути виконана для кожного окремого стояка і відображати наступну інформацію:

- - перелив нафтопродукту;

- - стан заземлення паливовоза;

- - готовність стояка до наливу;

- - середню густину, температуру, об'єм, масу, приведений об'єм та густину до 15°C;

- - аварійні ситуації.

- Програмне забезпечення АРМ оператора повинно включати в себе програми діагностики системних програмних і технічних засобів комплексу і контролю вхідної інформації.

2. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ НАФТОПРОДУКТІВ НА НАФТОБАЗІ

2.1 Опис технологічного процесу зберігання нафтопродуктів

Схема резервуарного парку перевалочної нафтобази наведена на на рис.

2.1.

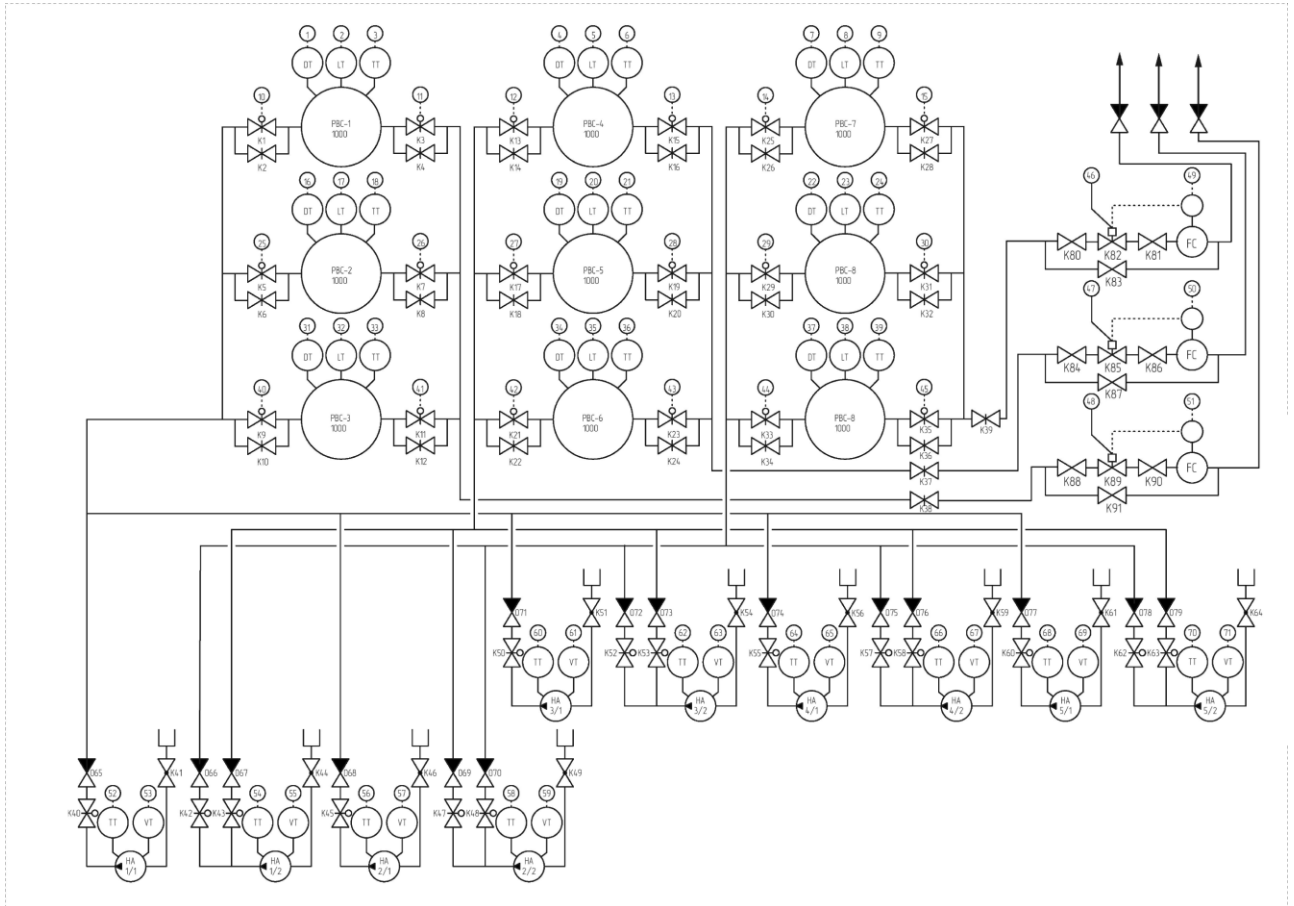


Рис. 2.1 Схема резервуарного парку перевалочної нафтобази

Перевалочна нафтобаза має у своєму складі кілька основних об'єктів, таких як:

- залізнична естакада прийому нафтопродуктів (місце прийому нафтопродуктів);
- Резервуарний парк (місце зберігання нафтопродуктів);
- насосний блок (місце розташування насосних агрегатів для прийому нафтопродуктів);

- вузол обліку нафтопродуктів (комплекс приладів та пристроїв, що забезпечують облік нафтопродуктів);
- майданчик наливу нафтопродуктів (майданчик, що забезпечує безпеку та зручність для роботи оператора при процесі наливу нафтопродуктів).

Резервуарний парк у своєму складі має 3 групи резервуарів. На території резервуарного парку відбувається зберігання трьох видів нафтопродуктів: бензин моторний марки АІ-92-К5, бензин моторний марки АІ-95-К5 та палив про дизельне Дт-Л-К5. Підключення трубопроводів до резервуарів ведеться за паралельною схемою. На прийомі резервуара встановлюються 2 засувки, основна засувка з електроприводом для дистанційного керування під час прийому нафтопродуктів та резервна засувка з ручним управлінням. На відпустці резервуара засувки встановлені аналогічно до приймальних.

У процесі прийому нафтопродуктів основна електрозасувка на прийомі відкривається, засувки на відпустці нафтопродуктів так само, як і засувка з ручним управлінням на прийомі резервуара повинні бути закриті. При процесі відпуску нафтопродуктів відкривається основна електрозасувка на відпустку нафтопродуктів відкривається решта засувки у закритому положенні. У стандартному режимі роботи за наявності додаткового резервуара під певний вид нафтопродуктів відпустка та прийом в один резервуар одночасно не провадиться. При прийомі нафтопродуктів до резервуару необхідно стежити за рівнем нафтопродуктів для цього з метою безпеки при досягненні максимального рівня нафтопродуктів у резервуарі відбувається зупинка насосних агрегатів на прийомі. При зберіганні нафтопродукту у резервуарі всі засувки повинні бути у закритому положенні.

Насосний блок призначений прийому нафтопродуктів, доставлених на нафтобазу в залізничних цистернах. Фронт вивантаження має 10 насосних агрегатів, з яких 5 насосних агрегатів призначені для зливу бензину і 5 насосних агрегатів призначені для зливу дизельного палива. Така схема дозволяє одночасно зливати нафтопродукти різних марок.

На виході насосного агрегату встановлено зворотний клапан. Для вимірювання вібрації корпусу насосного агрегату, а також температури

обмоток двигуна встановлено датчики. При виході за діапазон нормальної роботи відбувається вимкнення насосного агрегату.

Вузол обліку та регулювання у своєму складі має три витратоміри, по одному витратоміру на кожен вид нафтопродуктів. При наливі нафтопродуктів дані вимірювальних пристроїв передаються на контролер, а потім відображаються в SCADA-системі. У разі виходу з ладу витратоміра існує резервна лінія для наливу.

2.2. Структурна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи

Проектування комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи (KIBC) виконано за принципом чотирирівневої ієрархії:

- нижній рівень контрольно-вимірювальні прилади (КВП) та виконавчі органи АСУ;
- середній рівень - пристрої комунікації ПЛК KIBC та локальної обчислювальної мережі;
- Рівень MES системи (MES – система збору і управління) (автоматизоване робоче місце (АРМ) диспетчера/оператора);
- Рівень логістичного збору (БД MES) та обробки інформації.

Перший рівень системи – нижній або польовий. На польовому рівні встановлено прилади за місцем, а також первинні засоби вимірювань та виконавчі механізми. З метою контролю технологічних параметрів об'єкта використовуються контрольно-вимірювальні прилади та автоматика (КВПі А).

На середньому рівні відбувається збір та обробка первинної інформації з першого рівня системи.

На основі отриманої на середній рівень інформації утворюються керуючі команди. У системі, що розробляється, середній рівень має розподілену систему управління, яка в свою чергу складається з 2 шаф

(введення - виведення та управління), дані шафи створені на базі програмованих логічних контролерів.

На рівні MES системи відбувається розв'язання задач синхронізації, координації, аналізу та оптимізації процесу. Автоматизоване робоче місце оператора служить для надання оператору результативної інформації, у зручній для оператора формі, і навіть на вирішення завдань управління.

На рівні логістичного збору відбувається зосередження, обробка та впорядкування (формування бази даних) інформації з нижніх рівнів. Також передбачається індикація необхідних параметрів, реєстрація та зберігання інформації.

Структурна схема системи представлена на рис. 2.2.

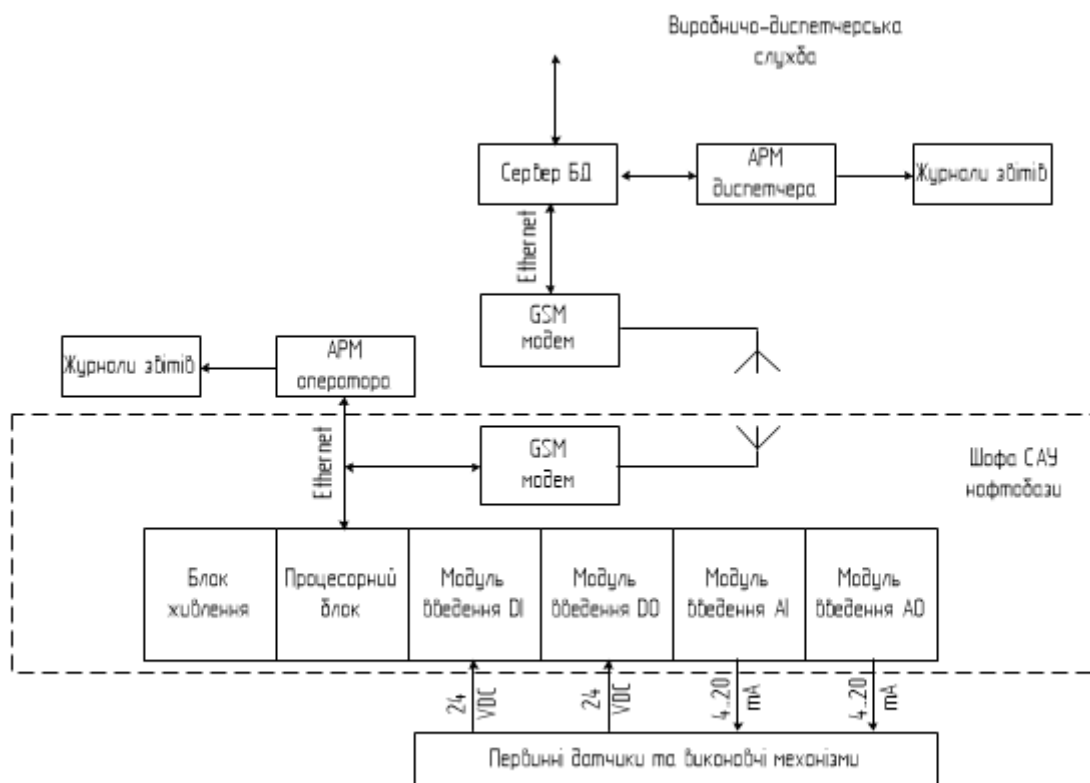


Рис. 2.2. Структурна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи

2.3. Функціональна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи

На функціональній схемі відображається основне технологічне обладнання, системи автоматичного регулювання, системи дистанційного керування, системи сигналізації та сполучні компоненти автоматизованої системи.

Функціональна схема системи представлена на рис. 2.3.

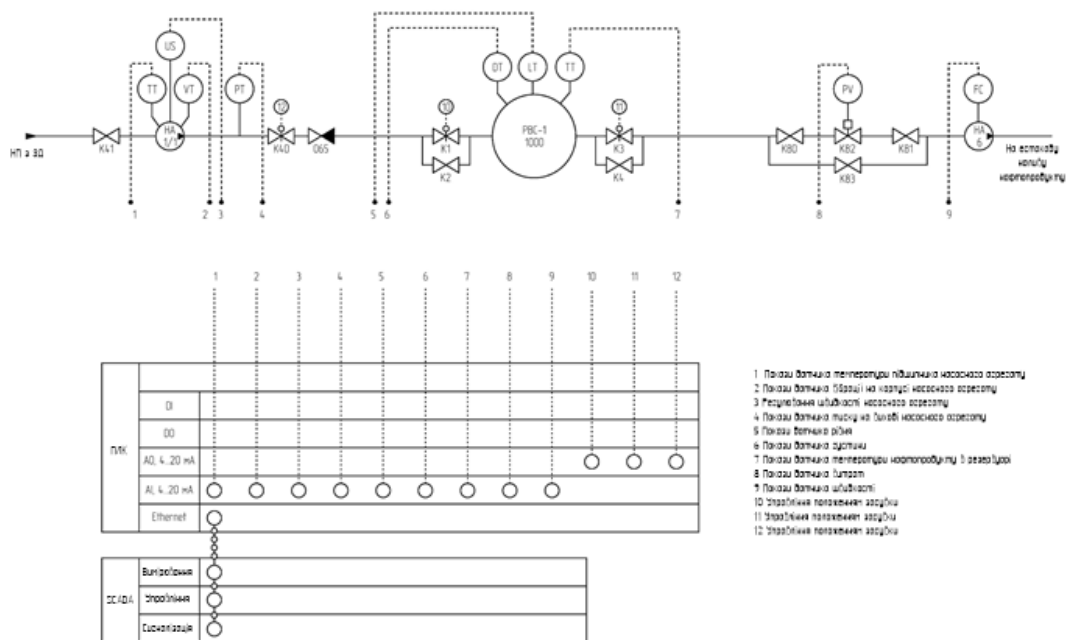


Рис. 2.3 Функціональна схема комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи

На функціональній схемі нафтобази представлено:

Датчики віддаленого контролю:

- рівень нафтопродукту в резервуарах;
- густина нафтопродукту в резервуарах;
- температура нафтопродуктів у резервуарах;
- температура обмотки насосного агрегату;
- значення вібрації корпусу насосного агрегату;
- витрата нафтопродукту;

- перемикач кранів.

Сигналізація:

- перевищення рівня нафтопродукту у резервуарі;
- перевищення показання вібрації насосного агрегату;
- перевищення температури обмотки насосного агрегату.

2.4. Програмований логічний контролер

Для комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи резервуарного парку нафтобази було обрано програмований логічний контролер SIMATIC S7-300 від компанії Siemens. SIMATIC S7-300 має модульну конструкцію. Ці контролери широко застосовуються у виробничих організаціях. Зв'язок між контролерами здійснюється за допомогою інтерфейсу Ethernet. На рис. 2.4 представлено зовнішній вигляд програмованого логічного контролера SIMATIC S7-300 [5].



Рис. 2.4. Програмований логічний контролер SIMATIC S7-300

SIMATIC S7-300 призначений для автоматизованих систем з середнім або низьким ступенем складності.

Модульна конструкція SIMATIC S7-300 складається з наступних

елементів:

- центральний процесор;
- блок живлення;
- модуль комунікації;
- функціональні модулі;
- модулі інтерфейсу.

Як процесорний модуль використовується модуль CPU315-2PN/DP. У таблиці 2.1 подано технічні дані модуля.

Таблиця 2.1 Технічні дані CPU315-2 PN/DP

Технічні дані	Значення
Версія ОС	V3.2
Напруга живлення, В	24
Номінальний споживаний струм,	750
Вбудована робоча пам'ять, Кбайт	384
Час виконання логічних операцій, мкс	0.05
Кількість S7 лічильників	256
Кількість S7	256
Дискретні канали введення	16384
Дискретні канали виведення	16384
Аналогові канали введення	1024
Аналогові канали виведення	1024
Інтерфейси	1x MPI/PROFIBUS DP + 1x Ethernet (2 комутованих порти)
Діапазон робочих температур, °C	від -25 до +60
Габарити (Ш * В * Г), мм	40 * 125 * 130
Маса, г	340

Як модуль введення і виведення дискретних сигналів використовується модуль SM 323 (технічні дані модуля наведено у таблиці 2.2). Як модуль введення та виведення аналогових сигналів використовується модуль SM 331 (технічні дані модуля наведено у таблиці 2.3).

Таблиця 2.2 Технічні дані модуля введення та виведення дискретних сигналів SM 323

Технічні дані	Значення
Напруга живлення, В	24
Номінальний споживаний струм,	50
Система з'єднань	20-смугова
Кількість аналогових входів	8
Наявність можливості підключення датчиків за 2-х провідною схемою	+
Наявність можливості підключення датчиків за 4-х провідною схемою	+
Випробувальна напруга ізоляції, В DC	500
Індикація входних сигналів	1 світлодіод на 1 канал
Індикація вихідних сигналів	1 світлодіод на 1 канал
Габарити (Ш * В * Г), мм	40 * 125 * 120
Маса, г	260

Таблиця 2.3 Технічні характеристики модуля введення та виведення аналогових сигналів SM 331

Технічні дані	Значення
Напруга живлення, В	24
Номінальний споживаний струм,	80
Система з'єднань	40-смугова
Кількість дискретних входів	16
Кількість дискретних виходів	16

Частота комутації, Гц	100
Випробувальна напруга ізоляції, В DC	500
Індикація вхідних сигналів	1 світлодіод на 1 канал
Індикація вихідних сигналів	1 світлодіод на 1 канал
Габарити (Ш * В * Г), мм	40 * 125 * 120
Маса, г	200

2.5. Вимірювальні засоби системи

2.5.1. Датчик тиску PS326-016D-02-LI2UPN8-H1141

В якості датчика тиску вибираємо датчик тиску PS326-016D-02-LI2UPN8-H1141 [6] (рис. 2.5).



Рис. 2.5. Датчик тиску PS326-016D-02-LI2UPN8-H1141

- диференційний тиск: 0... 16 бар
- 4-розрядний 2-колірний 12-сегментний дисплей з поворотом на 180°

- Корпус із можливістю повороту після приєднання до технологічного з'єднання
- Діапазон тиску 0...16 бар дифф.
- 18...33 В =
- Н.Р./Н.З. контакт, вихід PNP/NPN, аналоговий вихід (сила струму/напруга), IO-Link
- Тип L
- Технологічне з'єднання 1/4" NPT-18, внутрішнє різьблення
- З'єднувач, M12 × 1

Принцип дії

Давачі диференціального тиску PS325/6 мають два з'єднання тиску до керамічних вимірювальних мембран для вимірювання тисків, з яких формується різниця. В результаті тиску, що діє на керамічну вимірювальну мембрану, генерується та обробляється сигнал, пропорційний тиску. Залежно від варіанта виконання датчика доступні аналогові або дискретні сигнали. Крім того, усі варіанти PS325/6 мають IO-Link. Датчики PS325/6 працюють у широкому діапазоні позитивного тиску до диференціального в 250 бар. З'єднання під вищим тиском налаштовується через меню (High-site switch).

Технічні характеристики

Тип: датчик тиску PS326-016D-02-LI2UPN8-H1141

Прикладна область: Рідини та гази

Діапазон тиску

- Тип тиску: Диференційний тиск
- Діапазон тиску: 0...16 бар / 0...232.06 psi / 0...1.6 МПа
- Допустиме перевищення тиску ≤ 80 бар
- Тиск розриву ≥ 80 бар

Час відгуку ≤ 3 мс

Електричні параметри

- Робоча напруга 18...33 В =
- Заходи захисту SELV; PELV відповідно до EN 50178

- Коротке замикання/захист від неправильної полярності – так/циклічна/так (напруга живлення)
- Ємне навантаження 100 nF
- Клас захисту III

Виходи

- Вихід 1: Вихід або режим IO-Link, що перемикає
- Вихід 2: Аналоговий або перемикаючий вихід
- Перемикаючий вихід
- Протокол передачі: IO-Link
- Вихідна функція: АЛЕ/НЗ контакт, PNP/NPN
- Номінальний робочий струм 0.25 А
- Частота перемикання ≤ 300 Гц
- Діапазон точок перемикання ≥ 0.5 %
- Точка перемикання: (мін. + $0,005 \times$ діапазон) до 100% всього діапазону
- Точка відключення: Мін. до ($SP - 0,005 \times$ діапазон)
- Цикли перемикання ≥ 100 млн.

Аналоговий вихід

- Струмовий вихід 4...20 мА
- Макс. рівень струму сигналу 20,5 мА
- мін. рівень струму сигналу 3,8 мА
- Опір навантаження струмового виходу ≤ 0.5 кОм
- Вихід за напругою 0...10 В
- Опір навантаження вольтового виходу ≥ 8 к Ω

Точність LHR (лінійність, гістерезис, повторюваність) ± 0.5 % FS BSL

IO-Link

- Специфікація IO-Link V 1.1
- IO-Link Порт: Class A
- Transmission physics Соотв. 3-провідні. фіз. (PHY2)
- Тип кадру 2,2
- Transmission rate COM 2/38,4 кбіт/с
- Мінімальний час циклу 3 мс

- Ширина даних 16 біт
- Інформація про виміряне значення 14 біт
- Інформація про точку перемикання 2 біт
- Parameterization FDT/DTM
- Включено в SIDI GSDML – так

Програмований

Опції програмування – Початкове/кінцеве значення аналогового виходу; точки включення/вимикання; PNP/NPN; Н.Р./Н.З.; гістерезис/режим вікна; демпфування; величина тиску; пам'ять пікових значень тиску

Механічні характеристики

- Матеріал корпусу Нержавіюча сталь/пластик, 1.4404 – (AISI 316L)/TR90 UV
- Матеріали (зв'язок із каналом передачі даних) – нержавіюча сталь 1.4404 (AISI 316L), Al₂O₃, FKM
- Підключення до процесу – 1/4" NPT-18, внутрішнє різьблення
- Розмір гайкового ключа з'єднання/гайки – 24
- Макс. момент затягування корпусної гайки – 35 Нм
- Електричне підключення Роз'єм, M12 × 1
- Клас захисту: IP66/IP67/IP69K

Умови навколишнього середовища

- Удароміцність: 50 г (11 мс), DIN EN 60068-2-27
- EMV: EN 61000-4-2 ESD: 4 кВ CD / 8 кВ AD Стійкість до радіочастотного електромагнітного поля EN 61000-4-3: 15 В/м. Стійкість до швидких електричних перехідних процесів або сплесків EN 61000-4-4: 2 кВ. Захищеність від перешкод по ланцюгу живлення, наведених радіочастотними полями, EN 61000-4-6: 10 В EN 61000-6-2: 0,5 кВ, 42 Ом / EN 61326-2-3
- Еталонні умови IEC 61298-1
- температура 15...+25 °C
- атмосферного тиску 860...1030 hPa абс.
- Вологість 45 ... 75% відн.

Додаткового живлення 24 В =

Функції дисплея

- 4-розрядний 12-сегментний дисплей з поворотом на 180°, червоний або зелений
- Індикація стану перемикачів 2 х світлодіод, жовтий
- Одиниці вимірювання, що відображаються: 5-ть зел. світлодіодів (бар, psi, кПа, МПа, ін.)

Середнє напруження до відмови – 100 років відповідно до SN 29500-(вид. 99) 40 °С

2.5.2. Датчик витрат GE Sentinel LCT4 (DN 76 – 700)

В якості датчика витрат вибираємо ультразвуковий витратомір нафтопродуктів GE Sentinel LCT4 (DN 76 – 700) [7] (рис. 2.6).



Рис. 2.6. Ультразвуковий витратомір нафтопродуктів
GE Sentinel LCT4 (DN 76 – 700)

Ультразвуковий високоточний витратомір нафтопродуктів GE Sentinel LCT4 (DN 76 – 700) – новий продукт в лінійці ультразвукових витратомірів рідини від компанії GE Panametrics. Розроблений спеціально для високоточного вимірювання витрати сирої нафти та інших рідких нафтопродуктів. Дозволяє отримати достовірні результати витрати нафтопродуктів, відповідає жорстким вимогам стандарту OIML R117-1 і Глави 5.8. API MPMS.

моделі витратоміра-лічильника LCT4 були вдосконалені характеристики достовірності попередньої моделі, Sentinel LCT, які тепер втілені в витонченому, компактному корпусі витратоміра з вбудованими кабелями. Буфери і розподільні коробки відсутні. У приладі реалізовані всі переваги ультразвукової технології вимірювання, а саме:

- Виключена необхідність періодичного калібрування
- Виключена втрата тиску
- Відсутні обмеження, пов'язані з трубою
- Відсутні рухомі компоненти і фільтри

Справжній мультів'язкістний витратомір

У витратомірі LCT4 реалізований ряд алгоритмів власної розробки для зменшення впливу ефекту в'язкості, що робить модель повністю несприйнятливою до в'язкості. При зміні в'язкості не потрібно додаткової проливки або зміни налаштувань. При вимірюванні різних ступенів в'язкості за допомогою однієї градуйованою кривої ступінь похибки витратоміра залишається незмінною.

Області застосування

- Вимірювання при передачі нафти споживачеві
- Вимірювання при розподілі рідин
- Визначення витоків в трубопроводах
- Сира нафта і рідкі нафтопродукти
- Будь-яке рідке середовище, що вимагає високої точності вимірювань

Калібрування

Калібрування LCT4 в лабораторних умовах проводиться, в залежності від подальшого застосування пристрою, з використанням або одного середовища, або декількох. Кожен витратомір калібрується відповідно до міжнародного стандарту OIML R117-1. За запитом може бути надана спеціальна калібрування. При заміні передавачів або електронних компонентів перекалібровка не потрібно. Це було доведено шляхом проведення незалежних випробувань NMI в рамках сертифікації OIML.

Удосконалена електроніка

До складу електроніки Sentinel LCT4 входять цифрові процесори сигналів, що представляють собою втілення значної потужності всередині простого корпусу. У стандартній комплектації є кілька входів і виходів поряд з каналами зв'язку MODBUS і HART. Електроніка є невід'ємною частиною корпусу вимірювального ділянки в рамках одного блоку, але також може бути встановлена віддалено за допомогою адаптера і кабелю. Місцеве програмування і доступ для проведення діагностики забезпечуються за допомогою магнітної індукції, з тим щоб зберегти цілісність небезпечної зони. З'єднання USB і RS232 надані для з'єднання з програмним забезпеченням Panaview.

Діагностика за допомогою ПО PANAVIEW

Програмне забезпечення Panaview спрощує передачу даних між пристроєм Sentinel LCT4 і ПК. Це програмне забезпечення не тільки надає дані по витраті в реальному часі, а й дає можливість відстежувати архівні дані діагностики та ознайомитися з повним контрольним журналом конфігурації.

Типи середовищ	рідкі вуглеводні
Вимірювання витрати	Режим кореляції часу проходження
точність	Менш $\pm 0,15\%$ вимірюваного обсягу для витрати від 2 футів в секунду до 30 футів в

	секунду (від 0,5 м / с до 10 м / с)
Сходимість	$\pm 0,02 \%$
Невизначеність	Менше $\pm 0,027 \%$, згідно API MPMS 5.8
Стабільність нуля	Менше 0,003 фути в секунду (0,0009 м / с)
Діапазон в'язкості	Від 0 до 500 сСт. При більшій в'язкості слід звертатися на завод-виготовлювач
Діапазон чисел Рейнольдса	Більш $Re \ 5000$; якщо число Рейнольдса нижче, слід звертатися на завод-виготовлювач
Температура процесу	- Від $-40^{\circ}C$ до $+120^{\circ}C$ - стандартна - Від $-200^{\circ}C$ до $+120^{\circ}C$ - СПГ - Від $-200^{\circ}C$ до $+600^{\circ}C$ - розширений діапазон, звертатися на завод-виготовлювач
Температура навколишнього середовища	від $-40^{\circ}C$ до $+60^{\circ}C$
Температура зберігання	від $-40^{\circ}C$ до $+80^{\circ}C$
Конфігурація тракту сигналу	Чотири тракту Robust Path Configuration™
Матеріали корпусу витратоміра	- Вуглецева сталь A105 / A350LF2 - Нержавіюча сталь A182, марка 304 / 304L - Нержавіюча сталь A182, марка 316 / 316L. Інші на замовлення
Діаметри труб	Від 4 дюймів (100 мм) до 36 дюймів (900 мм). Інші на замовлення
Номінали фланців	150 # 300 # 600 # - інші
Сортамент труб	40S

	• STD • 80S • XS • інші
Діаметри труб	Від 4 дюймів (100 мм) до 36 дюймів (900 мм). Інші на замовлення
Номінали фланців	• 150 # • 300 # • 600 # • інші
Сортамент труб	• 40S • STD • 80S • XS • інші
Діаметри труб	Від 4 дюймів (100 мм) до 36 дюймів (900 мм). Інші на замовлення
Номінали фланців	• 150 # • 300 # • 600 # • інші
Сортамент труб	• 40S • STD • 80S • XS • інші
Діаметри труб	Від 4 дюймів (100 мм) до 36 дюймів (900 мм). Інші на замовлення

2.5.3. Датчик температури SensyTemp TSP411

В якості датчика температури вибираємо датчик температури SensyTemp TSP411[8] (рис. 2.7) для важких умов експлуатації.



Рис. 2.7. Датчик температури SensyTemp TSP411

Датчик для нафтогазової галузі. TSP411 пропонує рішення датчика температури, призначене для потреб цієї найвибагливішої галузі, високоякісні компоненти, створені для забезпечення високої точності, надійності та безпеки. Він обмінюється даними з FOUNDATION Fieldbus, PROFIBUS PA, HART, 4...20 мА або прямим виходом датчика.

Датчики серії SensyTemp TSP411 дозволяють виміряти заміну вставки під час роботи. Завдяки короткому часу відгуку та високій вібростійкості ці пристрої задовольняють найсуворішим вимогам технологічного процесу.

Цей продукт можна комбінувати із суцільною просвердленою захисною гільзою TSW400, щоб забезпечити повне рішення

Датчики температури для нафтогазової промисловості

— Захисна гільза TSW400, подовжувальна трубка, сполучна головка, перетворювач

- Змінна вимірювальна вставка

Сполучні головки

— AGL: Алюміній, з кришкою, що пригвинчується.

— AGLH: Алюміній, з верхньою кришкою, що нагвинчується.

— AGLD: Алюміній, з кришкою, що пригвинчується, і РК-індикатором, тип A/AS

- AGS: Нержавіюча сталь, з пригвинчуванням кришка

- AGSH: нержавіюча сталь, з верхньою кришкою, що нагвинчується.

- AGSD: нержавіюча сталь, з кришкою, що накручується, і РК-індикатором типу A/AS

Перетворювач у сполучній головці

- від 4 до 20 мА, HART

- PROFIBUS PA 3.01

- FOUNDATION Fieldbus ITK 5.2

Підходить для вибухозахисту та іскробезпеки.

2.5.4. Датчик рівня Rosemount 5300

В якості датчика рівня вибираємо рівнемір Rosemount 5300 (рис. 2.8).

Рівнеміри Rosemount 5300 – це двопровідні хвилеводні рівнеміри для вимірювання рівня та рівня межі розділу рідин [9].



Рис. 2.8. Датчик рівня Rosemount 5300

Принцип дії рівнемірів 5300 заснований на технології рефлектометрії з тимчасовою роздільною здатністю (TDR – Time Domain Reflectometry). Мікрохвильові наносекундні радарні імпульси малої потужності прямують вниз зондом, зануреним у технологічне середовище. Коли радарний імпульс досягає середовища з іншим коефіцієнтом діелектричної проникності, частина енергії імпульсу відображається у зворотному напрямку. Різниця у часі між моментом передачі радарного імпульсу та моментом прийому луна-сигналу пропорційна відстані, згідно з якою розраховується рівень рідини або рівень межі розділу двох середовищ. Інтенсивність відбитого луна-сигналу залежить від діелектричної проникності середовища.

Характеристики Rosemount 5300

Вимірювані середовища	газ, рідина, нафтопродукти
Діапазон вимірювань	0,1 – 50 м
Абсолютна похибка вимірів	±3 мм
Температура навколишнього середовища	Температура навколишнього середовища
Робоча температура	-40 ... +150 ° C
Вихідні сигнали	4-20 мА із цифровим сигналом на базі HART-протоколу (RS-485)

2.6. Розробка алгоритму роботи системи

Схема інформаційних потоків складається з трьох рівнів збирання та зберігання інформації.

Рівні збору та зберігання інформацією:

- корпоративні інформаційні системи та верхній рівень;
- Середній рівень (рівень зберігання інформації);
- нижній рівень (рівень збору інформації).

Нижній рівень (польовий) являє собою рівень обладнання, який складається з контрольованих і керованих параметрів вимірювальних систем,

виконавчих пристроїв, які регулюють параметри, електроприводів. На польовому рівні відбувається збір інформації про фізичні параметри системи, а також збір інформації про процес роботи технологічного обладнання, на цьому рівні відбувається перетворення інформації в електричний сигнал для подальшої передачі даних на середній рівень.

Середній рівень являє собою рівень програмованого логічного контролера (ПЛК), на цьому рівні відбувається прийом та обробка даних, що прийшли з нижнього рівня, відправлення команд управління виконавчими механізмами, а також поєднання з верхнім рівнем.

Верхній рівень представляє рівень візуального відображення інформації, моніторингу та збору даних. На цьому рівні відбувається контроль ходу виробництва, збір та обробка інформації, а також об'єднання в базу даних інформації з нижнього рівня. Тут відбувається індикація необхідних параметрів та процесів, а також реєстрація та зберігання інформації.

Цей рівень поділяється на:

1. АРМ оператора що включає:

- операційна система;
- SCADA-система;
- система безпеки на виробництві;
- база даних у режимі реального часу.

2. Серверна частина.

АРМ оператора є робоче місце, обладнане ПК та спеціалізованим програмним забезпеченням, призначене для відображення необхідної інформації в простому для сприйняття вигляді, а також для прийому команд управління від оператора.

Усі елементи контролю та управління повинні мати свій ідентифікатор (ТЕГ). Шифр має таку форму подання AAAA_BBB_CCC, де у свою чергу:

AAAA - тип сигналу

BBB – тип обладнання;

CCC – номер обладнання.

У таблиці 2.4 представлений перелік вхідних сигналів обладнання, включаючи позначення змінних, тип даних та опис.

Таблиця 2.4 Перелік вхідних та вихідних сигналів

ТЕГ	Тип	Опис
DATA_DT_11	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-1/1
DATA_VB__11	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-1/1
DATA_DT_12	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-1/2
DATA_VB_12	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-1/2
DATA_DT_21	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-2/1
DATA_VB_21	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-2/1
DATA_DT_22	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-2/2
DATA_VB_22	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-2/2
DATA_DT_31	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-3/1
DATA_VB_31	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-3/1
DATA_DT_32	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-3/2
DATA_VB_32	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-3/2
DATA_DT_41	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-4/1
DATA_VB_41	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-4/1
DATA_DT_42	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-4/2
DATA_VB_42	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-4/2
DATA_DT_51	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-5/1

DATA_VB_51	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-5/1
DATA_DT_52	REAL	Температура обмоток електродвигуна насосного агрегату НА-5/2
DATA_VB_52	REAL	Вібрація корпусу насосного агрегату НА-5/2
DATA_DL_01	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №1
DATA_DL_02	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №2
DATA_DL_03	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №3
DATA_DL_04	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №4
DATA_DL_05	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №5
DATA_DL_06	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №6
DATA_DL_07	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №7
DATA_DL_08	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №8
DATA_DL_09	REAL	Рівень нафтопродуктів у РВС №9
DATA_DTR_01	REAL	Покази датчика температури РВС 1
DATA_DTR_02	REAL	Покази датчика температури РВС 2
DATA_DTR_03	REAL	Покази датчика температури РВС 3
DATA_DTR_04	REAL	Покази датчика температури РВС 4
DATA_DTR_05	REAL	Покази датчика температури РВС 5
DATA_DTR_06	REAL	Покази датчика температури РВС 6
DATA_DTR_07	REAL	Покази датчика температури РВС 7
DATA_DTR_08	REAL	Покази датчика температури РВС 8
DATA_DTR_09	REAL	Покази датчика температури РВС 9

DATA_DP_01	REAL	Покази датчика густини PBC 1
DATA_DP_02	REAL	Покази датчика густини PBC 2

Блок-схема алгоритму опитування датчиків рівня представлена на рис. 2.9.

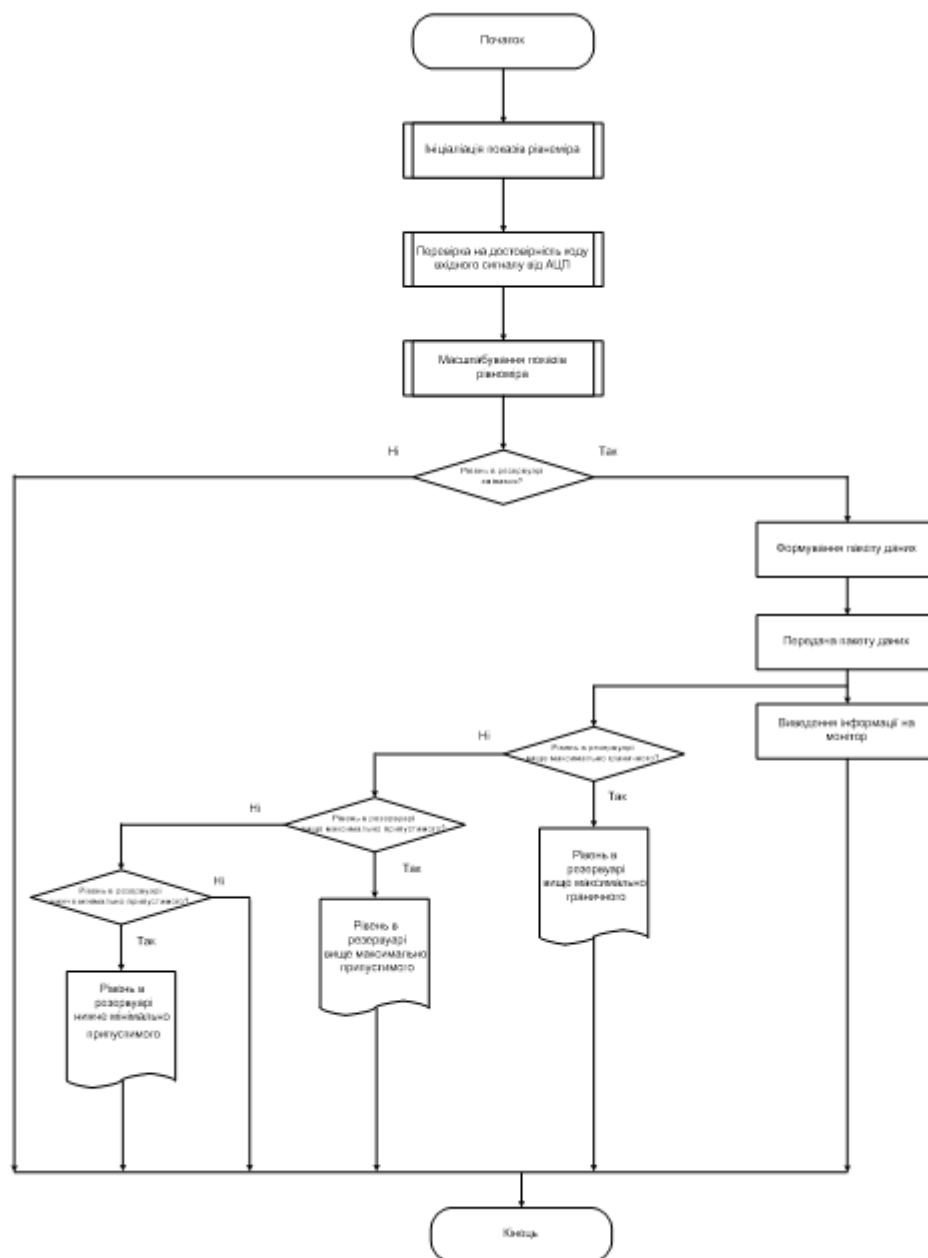


Рис. 2.9. Блок-схема алгоритму опитування датчиків рівня

3. РОЗРОБКА МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ НАФТОПРОДУКТІВ НА НАФТОБАЗІ

3.1. Методи та засоби визначення маси та об'єму нафти і нафтопродуктів

Облік нафти і нафтопродуктів на НПЗ, підприємствах із забезпечення нафтопродуктами, підприємствах нафтопровідного і нафтопродуктопровідного транспорту, наливних пунктах ведеться в одиницях маси, а на АЗС - одиницях об'єму.

Для визначення маси та об'єму нафти і нафтопродуктів можуть використовуватися об'ємно-масовий статичний, об'ємно-масовий динамічний, прямий масовий (статичне зважування та зважування під час руху) і об'ємний методи вимірювань відповідно до вимог ГОСТ 26976.

3.1.1. Об'ємно-масовий статичний метод вимірювань

Об'ємно-масовим статичним методом визначається маса нафти і нафтопродукту за їх об'ємом, густиною та температурою. Об'єм нафти і нафтопродуктів визначається за допомогою градуйованих резервуарів та засобів вимірювань рівня нафти і нафтопродуктів у резервуарах, залізничних цистернах, танках суден або за повною місткістю мір (автоцистернах, причепах-цистернах, напівпричепах-цистернах) [10].

Границі відносної похибки методу не мають перевищувати:

$\pm 0,5 \%$ - під час вимірювання маси нетто нафти, нафтопродуктів від 100 т і більше;

$\pm 0,8 \%$ - під час вимірювання маси нетто нафти, нафтопродуктів до 100 т і відпрацьованих нафтопродуктів.

Значення відносної похибки методу в конкретних випадках його застосування мають визначатись відповідно до ГОСТ 26976. Похибка методу не поширюється на визначення об'єму нафти і нафтопродукту в мірах повної місткості (автоцистернах, причепах-цистернах, напівпричепах-цистернах).

3.1.2. Об'ємно-масовий динамічний метод

Об'ємно-масовим та масовим динамічним методами визначається маса нафти і нафтопродуктів безпосередньо у нафто- і нафтопродуктопроводах, а також при відпуску нафтопродуктів до автоцистерн та залізничних цистерн на автоматизованих системах наливу. За цими методами об'єм або масу нафти і нафтопродуктів вимірюють із застосуванням об'ємних або масових лічильників. [10]

Границі допустимої відносної похибки методу не мають перевищувати:

$\pm 0,25 \%$ - під час вимірювання маси бруто нафти;

$\pm 0,35 \%$ - під час вимірювання маси нетто нафти;

$\pm 0,5 \%$ - під час вимірювання маси нетто нафтопродуктів від 100 т і більше;

$\pm 0,8 \%$ - під час вимірювання маси нетто нафтопродуктів до 100 т і відпрацьованих нафтопродуктів.

Границі допустимої відносної похибки методу в конкретних випадках його застосування мають визначатись відповідно до ГОСТ 26976.

Похибка методу не поширюється на визначення об'єму нафтопродукту в транспортних мірах повної місткості.

3.1.3 Об'ємний метод вимірювань

Об'ємним методом вимірюється лише об'єм нафтопродукту. Для вимірювань об'єму нафтопродуктів на АЗС використовуються ПРК і ОРК, що мають відлікові пристрої для індикації ціни, об'єму та вартості виданої дози.

Під час реалізації споживачам світлих нафтопродуктів та олив споживачам на АЗС мають застосовуватись лише паливороздавальні колонки з допустимою відотною похибкою в умовах експлуатації в усьому діапазоні температур не гіршою, ніж $\pm 0,5 \%$ та оливороздавальні колонки з допустимою основною відотною похибкою не гіршою, ніж $\pm 1,0 \%$ з реєстраторами розрахункових операцій відповідно до вимог Закону України "Про застосування реєстраторів розрахункових операцій у сфері торгівлі, громадського харчування та послуг".

Об'єм нафтопродукту під час його відпуску власникам автомобільного транспорту вимірюється у режимах дистанційного і місцевого керування ПРК і ОРК.

3.2. Порядок здійснення вимірювань об'єму та маси нафти і нафтопродуктів

Об'єм та маса нафти і нафтопродуктів визначаються у стаціонарних резервуарах, залізничних цистернах, танках суден, мірах повної місткості та технологічних трубопроводах, градуйованих відповідно до вимог чинних нормативних документів Держспоживстандарту України, та/або за допомогою об'ємних та масових лічильників.

Здійснення вимірювань у стаціонарних резервуарах

Резервуари вертикальні сталеві зі стаціонарними покрівлями, покрівлями, що плавають, і понтонами місткістю від 100 м^3 до 50000 м^3 підлягають повірці згідно з ДСТУ 4147-2003 (ГОСТ 8.570-2000, IDT) Метрологія. Резервуари сталеві вертикальні циліндричні. Методика повірки (далі - ДСТУ 4147), резервуари вертикальні циліндричні залізобетонні зі збірною стінкою місткістю до 30000 м^3 - згідно з РД 50-156-79 "Методические указания. Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 м^3 геометрическим методом", резервуари горизонтальні сталеві місткістю від 5 м^3 до 100 м^3 - згідно з ДСТУ 4218:2003 (ГОСТ 8.346-2000, MOD) Метрологія. Резервуари сталеві горизонтальні циліндричні. Методика повірки (далі - ДСТУ 4218).

Міжповірочний інтервал для всіх типів горизонтальних та вертикальних резервуарів, за результатами вимірювань яких проводяться приймання та відпуск нафти і нафтопродуктів, становить 5 років, для інших резервуарів - 10 років. Для об'ємних та масових лічильників міжповірочний інтервал становить 2 роки.

Повірка (у тому числі градуювання, розрахунки та оформлення градуювальних таблиць) вертикальних резервуарів здійснюється згідно з ДСТУ 4147, горизонтальних резервуарів - ДСТУ 4218.

Програми для розрахунку градуювальних таблиць горизонтальних і вертикальних резервуарів на електронно-обчислювальних машинах під час градуювання резервуарів об'ємним та/або геометричним методами підлягають атестуванню в порядку, установленому ДСТУ 4218 і ДСТУ 4147 відповідно.

Градуювальні таблиці на резервуари, що перебувають в експлуатації, затверджує керівник територіального органу Держспоживстандарту України або керівник повірочної лабораторії, уповноваженої на здійснення повірки резервуарів.

Періодична повірка резервуара виконується після завершення терміну дії градуювальної таблиці, після капітального ремонту та за умов внесення до резервуара конструктивних змін, які впливають на місткість резервуара.

До замірного люка горизонтальних та вертикальних резервуарів прикріплюють табличку відповідно до вимог, установлених ДСТУ 4218 і ДСТУ 4147. Табличку замінюють після кожної періодичної повірки резервуара.

Базова висота резервуара має замірятись щороку згідно з ДСТУ 4147, ДСТУ 4218 зі складанням акта, який додається до градуювальної таблиці. Акт вимірювання базової висоти резервуара затверджується керівником підприємства - власником резервуара та погоджується з територіальним органом Держспоживстандарту України або повірочною лабораторією, що проводила повірку резервуара.

У разі змінення базової висоти понад 0,1 % щодо значення, яке було встановлено під час повірки резервуара, операції, пов'язані з прийманням, відпуском та обліком нафти і нафтопродуктів, припиняються до завершення дій, передбачених ДСТУ 4147 і ДСТУ 4218.

При зміні базової висоти вертикальних резервуарів щодо значення, яке встановлено під час повірки резервуара, понад 0,1 % здійснюють заміри місткості "мертвої" порожнини і ступеня нахилу резервуара та

коригування градуовальної таблиці. Результати вимірювання "мертвої" порожнини і ступеня нахилення резервуара оформлюються актами, які додаються до градуовальної таблиці.

При зміні базової висоти горизонтальних резервуарів понад 0,1 % здійснюють їх позачергову перевірку.

Відповідальність за правильність нанесення значення базової висоти на табличку резервуара покладається на вповноважену особу підприємства і матеріально відповідальну особу, яка визначає масу нафти і нафтопродуктів у резервуарі.

Рівень нафти, нафтопродукту та підтоварної води або льоду в резервуарах має вимірюватись металевими рулетками з вантажем, метроштоками, стаціонарними рівнемірами або іншими засобами вимірювання, допущеними до застосування Держспоживстандартом України. Границі допустимої похибки вимірювання рівня світлих нафтопродуктів та підтоварної води не повинні перевищувати ± 2 мм, нафти та газового конденсату - ± 4 мм, мазуту - ± 5 мм, інших нафтопродуктів - ± 2 мм.

Перед кожним вимірюванням рівня нафти і нафтопродукту у вертикальних і горизонтальних резервуарах здійснюється перевірка базової висоти згідно з підпунктом 4.3.2.6 цієї Інструкції.

Після завершення приймання нафти і нафтопродуктів вимірювання здійснюється при закритих входних і вихідних засувках після 30-хвилинного відстоювання в горизонтальних резервуарах і годинного - у вертикальних резервуарах.

Щоб уникнути спотворення лінії змочування на стрічці рулетки або на шкалі метроштока при вимірюванні рівня, стрічку рулетки або метрошток необхідно опускати повільно, поки вантаж рулетки чи метрошток не торкнеться дна, не допускаючи при цьому відхилення від вертикального положення, не торкаючи внутрішнє обладнання і зберігаючи спокійний стан поверхні нафти або нафтопродукту. Відлік на стрічці рулетки або шкалі метроштока здійснюють з точністю до 1 мм одразу після появи змоченої частини стрічки рулетки чи метроштока над замірним люком. Для визначення

рівня світлих нафтопродуктів допускається застосування спеціальних чутливих паст.

У разі вимірювання рівня нафтопродуктів у горизонтальних циліндричних резервуарах нижній кінець метроштока чи вантажу рулетки має потрапляти на нижню твірну резервуара.

Вимірювання рівня нафти або нафтопродукту здійснюються двічі. У разі виявлення розбіжностей між результатами двох вимірювань понад допустиму похибку (± 2 мм) вимірювання необхідно повторювати доти, доки різниця між результатами трьох поспіль проведених вимірювань не буде в границях допустимої похибки вимірювання. При цьому за результат вимірювань береться середнє арифметичне значення результатів трьох найближчих вимірювань.

Одночасно з перевіркою базової висоти резервуара визначається рівень підтоварної води за допомогою водочутливої пасти, яка наноситься на поверхню вантажу рулетки або нижній кінець метроштока з двох протилежних боків тонким шаром. Використання пасти дає змогу визначати рівень підтоварної води за 1 - 2 хвилини. Перед застосуванням водочутливої пасти необхідно перевірити її придатність.

Вимірювання рівня підтоварної води необхідно повторити, якщо на пасті рівень позначається нечітко, косою лінією або на неоднаковій висоті з двох боків, що свідчить про похиле положення стрічки рулетки або метроштока під час вимірювання.

У зимовий час за низької температури навколишнього середовища в резервуарах можуть одночасно міститись лід і підтоварна вода. Товщину льоду визначають як різницю між значенням базової висоти, зазначеним на таблиці резервуара, і фактичним результатом вимірювання відстані від верхнього зрізу замірного люка (або спрямовального патрубка) до поверхні льоду.

Визначивши рівень підтоварної води та/або льоду, за градуовальною таблицею резервуара визначають їх об'єм.

Об'єм нафти або нафтопродукту в резервуарі визначають за різницею загального об'єму та об'єму підтоварної води та/або льоду.

Для розрахунку маси нафти і нафтопродукту визначають їх густину у відібраних пробах за фактичної температури.

Для відбирання проб із стаціонарних резервуарів застосовують знижені пристрої для відбирання проб згідно з ГОСТ 13196-93 "Устройства автоматизации резервуарных парков. Средства измерения уровня и отбора проб нефти и нефтепродуктов. Общие технические требования и методы испытаний", а в разі їх відсутності - ручні пробовідбірники для відбирання проб згідно з ДСТУ 4488:2005 Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб (далі - ДСТУ 4488).

Температура нафти і нафтопродуктів у пробі вимірюється термометрами з границями допустимої похибки $\pm 0,5$ °C.

Густина у відібраних пробах визначається ареометрами з границями допустимої похибки $\pm 0,5$ кг/м³.

Температуру і густину нафти і нафтопродукту вимірюють одночасно з вимірюванням рівня за допомогою стаціонарних пристроїв або шляхом вимірювання їх у відібраній пробі.

Для визначення з належною точністю температури та густини нафти і нафтопродукту безпосередньо на місці відбирання проби обладнуються робочі місця з рівною горизонтальною площадкою, яка не піддається струсам, коливанням і є зручною для виконання вимірювань. ЗВТ мають бути повністю захищені від впливу вітру, атмосферних опадів та сонячних променів.

Для визначення густини і температури нафти і нафтопродукту їх наливають до скляного або металевого циліндра відповідного розміру. Перед цим необхідно перевірити чистоту циліндра й ареометра та за потреби ретельно протерти їх. Ареометр занурюють у рідину плавно і вертикально, утримуючи його за верхню частину і пильнуючи за тим, щоб він не торкався стінок та дна циліндра.

Після того, як шкала ареометра прийме стійке положення, виконується відлік значень густини та температури згідно з вимогами ГОСТ 3900-85

"Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности" (далі - ГОСТ 3900) або ДСТУ ГОСТ 31072:2006 Нафта і нафтопродукти. Метод визначення густини, відносної густини та густини в градусах API ареометром (далі - ДСТУ ГОСТ 31072).

Вимірювання температури і густини за допомогою інших ЗВТ здійснюють відповідно до інструкцій з їх експлуатації.

Температура і густина вимірюються відразу ж після відбирання кожної точкової проби або в сукупній пробі, яку відібрано зниженим пристроєм для відбирання проб. Термометр і ареометр слід занурювати в нафту або нафтопродукт на глибину, зазначену в технічному паспорті на даний засіб вимірювання, і витримувати в пробі одну-три хвилини.

Температура і густина обчислюються як середнє арифметичне значення температур і густин точкових проб, які взяті у співвідношенні, прийнятому для складання сукупної проби згідно з ДСТУ 4488.

Точкові проби нафти і нафтопродукту з вертикального резервуара відбираються з трьох рівнів (верхнього, середнього та нижнього) і змішуються у співвідношенні 1:3:1.

У цьому разі середня температура і густина обчислюються за формулами

$$t_{\text{сер.}} = \frac{t_B + 3t_C + t_H}{5} \quad (3.1)$$

t_B - температура точкової проби верхнього рівня, °C;

t_C - температура точкової проби середнього рівня, °C; t_H - температура точкової проби нижнього рівня, °C;

$$\rho_{\text{сер.}} = \frac{\rho_B + 3\rho_C + \rho_H}{5} \quad (3.2)$$

ρ_B - густина точкової проби верхнього рівня, кг/м³;

ρ_C - густина точкової проби середнього рівня, кг/м³;

ρ_H - густина точкової проби нижнього рівня, кг/м³.

Точкові проби за висотою рівня нафти чи нафтопродукту в резервуарі не вище 2000 мм відбирають з верхнього і нижнього рівнів. Середня температура і густина нафти або нафтопродукту обчислюються за формулами

$$t_{сер.} = \frac{t_B + t_H}{2} \quad (3.3)$$

t_B - температура точкової проби верхнього рівня, °С;

t_H - температура точкової проби нижнього рівня, °С;

$$\rho_{сер.} = \frac{\rho_B + \rho_H}{2} \quad (3.4)$$

ρ_B - густина точкової проби верхнього рівня, кг/м³;

ρ_H - густина точкової проби нижнього рівня, кг/м³.

За висотою рівня нафти або нафтопродукту в резервуарі менше 1000 мм відбирається одна точкова проба з нижнього рівня, за якою визначаються густина і температура продукту.

Для горизонтальних циліндричних резервуарів діаметром понад 2500 мм температура і густина нафти або нафтопродукту обчислюються за формулою

$$t_{сер.} = \frac{t_B + 6t_C + t_H}{8} \quad (3.5)$$

t_B - температура точкової проби верхнього рівня, °С; t_C - температура точкової проби середнього рівня, °С; t_H - температура точкової проби нижнього рівня, °С.

$$\rho_{сер.} = \frac{\rho_B + 6\rho_C + \rho_H}{8} \quad (3.6)$$

де ρ_B - густина точкової проби верхнього рівня, кг/м³;

ρ_C - густина точкової проби середнього рівня, кг/м³;

ρ_H - густина точкової проби нижнього рівня, кг/м³.

Для горизонтальних циліндричних резервуарів діаметром менше 2500 мм незалежно від ступеня заповнення, а також резервуарів діаметром понад

2500 мм, заповнених до половини і менше, густина та температура нафти або нафтопродукту, що міститься в резервуарі, розраховуються за формулами

$$t_{сер.} = \frac{3t_C + t_H}{4} \quad (3.7)$$

t_C - температура точкової проби t_H - температура точкової проби нижнього рівня, °С.

$$\rho_{сер.} = \frac{3\rho_C + \rho_H}{4} \quad (3.8)$$

де ρ_B - густина точкової проби середнього рівня, кг/м³;

ρ_H - густина точкової проби нижнього рівня, кг/м³.

За висотою рівня нафтопродукту в резервуарі менше 500 мм відбирається одна точкова проба з нижнього рівня, за якою визначаються його густина та температура.

Масу нафти і нафтопродукту в ємності визначають за формулою

$$M = V \cdot \rho \quad (3.9)$$

де M - маса нафти або нафтопродукту, кг;

V - об'єм нафти або нафтопродукту за фактичної температури, м³;

ρ - густина нафти або нафтопродукту за фактичної температури, кг/м³.

Масу виданої (прийнятої) нафти або нафтопродукту в ємності визначають за формулою

$$M = M_1 - M_2 \quad (3.10)$$

де M_1 - маса нафти або нафтопродукту в ємності, кг;

M_2 - маса залишку нафти або нафтопродукту в тій самій ємності до їх приймання або після відпуску, кг.

Об'єм визначають за результатами вимірювань рівня нафти або нафтопродуктів із застосуванням градуювальної таблиці місткості.

Маса нетто нафти визначається за формулою

$$(3.11)$$

$$M_{\kappa} = M_{\text{бp}} - m = M_{\text{бp}} \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{e}} + W_{\text{мч}} + M_{\text{хс}}}{100} \right)$$

$M_{\text{бp}}$ - маса бруто нафти, кг; m - маса баласту, кг; W_{e} - масова частка води в нафті, %; $W_{\text{мч}}$ - масова частка механічних домішок в нафті, %; $M_{\text{хс}}$ - масова частка хлористих солей в нафті, %, яка вираховується за формулою

$$M_{\text{хс}} = 0,1 \frac{F_{\text{хс}}}{\rho} \quad (3.12)$$

де $F_{\text{хс}}$ - концентрація хлористих солей в нафті, мг/дм³;

ρ - густина нафти за температури визначення об'єму нафти, кг/м³.

Процес вимірювання маси нафти і нафтопродуктів об'ємно-масовим методом може бути автоматизований шляхом застосування у резервуарах вимірювального устаткування з використанням лічильників, автоматизованих густиномірів, об'єднаних до системи вимірювань маси нафти (вузли обліку нафти) або нафтопродукту.

3.3. Калібрування комбінованих, встановлених на резервуарах на резервуарах систем для вимірювань маси нафтопродуктів

Проблему підвищення точності обліку нафти та нафтопродуктів важко переоцінити. Одним із шляхів вирішення цієї проблеми є створення автоматизованих систем контролю й обліку кількості нафти та нафтопродуктів на стаціонарних вимірювальних резервуарах (систем). Найважливішим питанням забезпечення надійної експлуатації таких систем є розроблення дієвих методів вимірювань у процесах оцінювання їх відповідності та калібрування в експлуатації, а також методів опрацювання результатів цих вимірювань. Складність організації процесу вимірювань під час калібрування полягає в тому, що вимірювання необхідно виконати без демонтажу приладів, що входять до системи, на резервуарі за реальних умов їх експлуатації [11].

Одним із методів вимірювань маси нафти та нафтопродуктів у резервуарах є регламентований OIML R 125 [12], ISO 15169 [17] та ДСТУ 7094 (ГОСТ 8.587) [20] непрямий метод вимірювань у стаціонарних резервуарах, заснований на гідростатичному принципі. Для його реалізації на резервуарі повинні бути встановлені стаціонарний рівнемір, який відповідає вимогам [14] і [17], та вимірювач тиску стовпа рідини, який відповідає вимогам [17]. Для введення до результатів вимірювань та обчислень певних поправок на температуру та обчислення об'єму рідини, приведеного до температури 15 чи 20 °С, повинна бути встановлена низка датчиків температури, що вимірюють температури рідини та пароповітряної суміші за всією висотою резервуара з кроком, наприклад, один метр.

Густина рідини при цьому визначається за виміреними тиском стовпа рідини над чутливим елементом убудованого в резервуар вимірювача тиску та рівнем рідини над чутливим елементом, виміреним стаціонарним рівнеміром, змонтованим на резервуарі. За рівнем рідини визначається її об'єм за градуовальною таблицею резервуара. Маса визначається множенням фактично виміреної густини рідини на приведений до температури вимірювань її об'єм (формула (3.13)).

Перевагою застосування такого комплексу приладів та такого методу вимірювань є постійне й оперативне визначення температури, об'єму (в тому числі приведенного), густини і маси рідини, що в певний момент міститься в резервуарі, але для задоволення прийнятної невизначеності вимірювань маси такою системою необхідно виконання ряду вимог до неї. Представимо основні з них.

1. Усі засоби вимірювальної техніки, що використовуються в системі, повинні мати відповідні метрологічні характеристики (див., наприклад, [17]), щоби забезпечити необхідну точність обчислення маси рідини у 0,5 % за [12] та [20].

2. Резервуар повинен бути повірений (відкалібрований) за [22], що забезпечить визначення його інтервальних місткостей відносно точки

торкання днища вантажем рулетки (термін із [22]), що те ж саме відносно *drop point* (терміни із [15] та [18]).

3. Потрібно з достатньою невизначеністю вимірити базові висоти рівнеміра і вимірювача тиску як відстані за вертикаллю від точки торкання днища вантажем рулетки до реперної точки стаціонарного рівнеміра та до чутливого елемента вимірювача тиску стовпа рідини.

4. Резервуар повинен бути достатньо жорстким, щоби перераховані у п. 3 відстані не змінювалися за його наповнення та у часі в період експлуатації системи.

Щоби не розпилювати уваги і зосередитися на викладені методики калібрування системи, в межах цієї публікації приймається, що зміна температури як рідини, так і повітря за калібрування незначна, і впливом від цієї зміни на кінцевий результат калібрування системи можна знехтувати. Питання впливу зміни температури в межах діапазону температури експлуатації системи підлягає окремому розгляду. На цьому етапі розгляду також можна вважати, що зміни тиску пароповітряної суміші в резервуарі та атмосферного тиску враховуються з належною точністю.

Досвід показує, що п. 4 наведеного вище переліку виконується далеко не завжди і може призвести до значного збільшення невизначеності вимірювань маси. Виконання п. 3 з достатньою точністю, само по собі, не є надто простою задачею навіть під час введення резервуара в експлуатацію, а в процесі експлуатації резервуара з системою стає простою неможливою без опорожнення, зачистки і дегазації резервуара. Але навіть після таких зусиль результати прямих визначень за п. 3 можуть бути спотворені деформаціями резервуара під вагою наливої у нього рідини і у часі від нерівномірного осідання його основи.

У OIML R 125 [12] наводяться загальні метрологічні та технічні вимоги щодо визначення маси рідин вимірювальними системами, встановленими на резервуарах. Фактично в [12] йдеться стосовно непрямого методу вимірювань маси у стаціонарних резервуарах, заснованого на гідростатичному принципі, шляхом застосування рівнеміра і вимірювача тиску стовпа рідини. Ніякої

мови щодо калібрування описаної в [12] системи не йдеться. Не йдеться також стосовно строгого, з точки зору методу найменших квадратів (МНК), методу опрацювання результатів вимірювань та оцінювання невизначеності. Є наближені формули для обчислення маси рідини у резервуарі та спрощені формули для обчислення її відносної невизначеності. Установлено допустиме значення визначення маси рідини в резервуарі у 0,5 %. В [12] є суттєва неточність у загальній формулі обчислення маси. Необхідно, замість зазначених там площ горизонтального поперечного перетину на висоті рівня наливої в резервуар рідини та на висоті рівня вимірювача тиску, в формулу обчислення маси підставляти усереднену за всією висотою на певну висоту площу поперечного перетину. Ця площа, власне, може бути легко визначена з градуовальної таблиці резервуара діленням зазначеної там місткості на висоту рівня рідини в резервуарі.

ISO 15169 [17], більш докладно ніж [22], викладає відомості та вимоги щодо визначення об'єму, густини та маси рідини у вертикальних циліндричних резервуарах за допомогою комбінованих резервуарних вимірювальних систем, склад яких описано вище. Указано максимальні допустимі похибки вимірювань висоти рівня, гідростатичного тиску та температури.

У [17] описано організацію повірки (застосовується термін «верифікація», який також має сенс налаштування) окремих складових системи під час введення її в експлуатацію та в процесі експлуатації, наприклад, для рівнемірів щодо повірки в процесі експлуатації йде посилання на [19].

Наведено більш докладні ніж в [12] формули для обчислення об'єму та маси рідини. Велику увагу приділено оцінюванню невизначеності результатів вимірювань для вертикальних та горизонтальних циліндричних, а також сферичних резервуарів, але наведені у [17] формули не передбачають використання результатів калібрування системи та не враховують корельованості параметрів системи та результатів вимірювань. Для вимірювачів тиску стовпа рідини передбачено процедуру визначення похибки

нуля (zero error) та похибки лінеаризації (linearity error) перетворювачів тиску (pressure transmitter). Разом з тим за ходом викладення ці поняття у [17] чітко не розділяються на систематичні зміщення (biases) та їх невизначеності, й не ясно, як вони визначаються, але йде посилення на [20]. Саме стосовно їх визначення і йтиметься у цій роботі.

В ДСТУ 7094 (ГОСТ 8.587) [21] коротко описано непрямий метод вимірювань маси у стаціонарних резервуарах, заснований на гідростатичному принципі. Наведено також формули для обчислення маси рідини та границь допустимої відносної похибки вимірювань маси і встановлені границі допустимої похибки вимірювань маси таким методом у 0,5 %, але не йдеться щодо будь-яких методів калібрування вимірювальних систем.

Незважаючи на те, що у наведених вище роботах застосовується різна термінологія, фактично йдеться стосовно тих самих систем для вимірювань маси, які надалі в тексті узагальнено називатимуть системами.

Із докладного аналізу означених вище й інших чинників випливає, що демонтаж рівнеміра і вимірювача тиску й їх окреме калібрування (півірка) не має сенсу. Хіба що перед установленням і введенням в експлуатацію на резервуарі, але це не виключає означені нижче процедури перед введенням в експлуатацію на резервуарі. Виходячи з вимоги калібрування без демонтажу пропонуються такі еталони і методика вимірювань ними.

Для виконання оцінювання відповідності, півірки чи калібрування системи необхідно мати еталонний рівнемір, який установлюється на люку над точкою торкання днища вантажем рулетки, і еталонний густиномір, установлений на іншому люку (можлива комбінація двох приладів в одному). Обидва прилади можуть мати еталонний канал вимірювання температури. Під час калібрування резервуар наповнюється рідиною чи рідина із нього зливається. На певних висотах рівня рідини наливання (зливання) зупиняється, і вимірюється висота рівня рідини від точки торкання днища вантажем рулетки до поверхні еталонним рівнеміром, густина в декількох шарах рідини еталонним густиноміром, а також відстань від реперної точки стаціонарного рівнеміра до поверхні рідини та тиск стовпа рідини, вимірений

вимірювачем тиску. Таких точок вимірювань повинно бути не менше 10, рівномірно розташованих за висотою вимірювань рівня в діапазоні вимірювань системою. Якщо за попереднім досвідом рідина однорідна, то можна допустити вимірювання густини в лабораторії за відібраним зразком та виміреною температурою, як це рекомендовано у [17].

Зважаючи на наведене вище, математичну модель вимірювань маси нафти чи нафтопродукту в резервуарі потрібно записати в такому виді:

$$M_i = \rho_i \cdot V_i, \quad (3.12)$$

де ρ_i – густина рідини, вимірена системою;

V_i – об'єм рідини, проінтерпольований системою за вимірем рівнем рідини в резервуарі за градуювальною таблицею введеною в неї, приведений до середньої температури рідини в резервуарі за формулами із [17].

Для спрощення у формулі (3.12) на цьому етапі не розділяється обчислення маси над чутливим елементом (наприклад, мембраною) вимірювача тиску та нижче нього, як це зроблено, наприклад, у [12].

Густина рідини в резервуарі в процесі його експлуатації обчислюється за результатами вимірювань тиску та рівня рідини над чутливим елементом вимірювача тиску. Теоретично густина рідини в резервуарі ρ_i повинна розраховуватися за формулою:

$$\rho_i = P_i / g \cdot H_i, \quad (3.13)$$

де H_i – висота рівня рідини, вимірена рівнеміром, установленим на резервуарі над чутливим елементом вимірювача тиску;

P_i – тиск стовпа рідини, вимірений вимірювачем тиску, встановленим на резервуарі, коли рівень рідини в резервуарі був ;

g – прискорення вільного падіння, яке беруть таким, що дорівнює $9,8066 \text{ м/с}^2$.

Унаслідок зазначених вище й інших причин рівняння (2) непридатне для обчислення густини рідини в резервуарі з достатньою точністю. З метою уточнення рівняння (3.13) за результатами калібрування вимірювальної системи пропонується така модель вимірювань у виді системи двох рівнянь:

$$\tilde{\rho}_i = \frac{P_i - (P_0 + c_p \cdot P_i)}{g \cdot ((H_L + c_{H_L} \cdot L_i) - (H_P + c_{H_P} \cdot L_i) - L_i)}, \quad (3.14)$$

$$\tilde{H}_{G_i} = (H_L + c_{H_L} \cdot L_i) - L_i, \quad (3.15)$$

де у формулах є дві групи величин:

1) вимірені для кожної висоти рівня рідини величини:

H_i – висота рівня рідини в резервуарі, вимірена еталонним рівнеміром над точкою торкання днища резервуара вантажем рулетки, яка співпадає з нулем градуовальної таблиці резервуара за результатами його калібрування;

$\tilde{\rho}_i$ – середня густина рідини в резервуарі, вимірена еталонним густиноміром, коли рівень рідини в резервуарі був ;

L_i – вимірена стаціонарним рівнеміром відстань від реперної точки рівнеміра (точка рівнеміра, з якою співпадає нуль його шкали) до поверхні рідини;

P_i – вимірений вимірювачем тиск стовпа рідини;

2) невідомі параметри системи:

P_0 – адитивне систематичне зміщення (bias) результатів вимірювань тиску вимірювачем тиску стовпа рідини, встановленим на резервуарі (аналог того, що у [17] названо похибкою нуля);

c_p – мультиплікативне систематичне зміщення (bias) результатів вимірювань тиску вимірювачем тиску стовпа рідини в резервуарі (аналог того, що у [17] названо похибкою лінеарізації);

H_L – базова висота рівнеміра – висота реперної точки рівнеміра над точкою торкання днища резервуара вантажем рулетки за рівня рідини, що дорівнює нулю;

c_{H_L} – мультиплікативне систематичне зміщення (bias) висоти реперної точки стаціонарного рівнеміра відносно точки торкання днища вантажем рулетки;

H_p – базова висота вимірювача тиску – висота чутливого елемента вимірювача тиску стовпа рідини в резервуарі над точкою торкання днища резервуара вантажем рулетки за рівня рідини, що дорівнює нулю;

c_{H_p} – мультиплікативне систематичне зміщення (bias) висоти чутливого елемента вимірювача тиску відносно точки торкання днища вантажем рулетки;

$i = 1, \dots, n$ – номер рівня рідини, на якому виконувалися вимірювання;

n – кількість рівнів рідини, на яких виконувалися вимірювання.

Невідомі i характеризують зміну за лінійним законом базових висот рівнеміра та вимірювача тиску залежно від висоти рівня наливої в резервуар рідини.

Зважаючи на те, що всі вимірювання виконуються з певною невизначеністю, а необхідні для коректної роботи системи параметри точно невідомі, рівняння (3.14) і (3.15) точно виконуватися не будуть. Ці рівняння залежні між собою, оскільки в обох фігурують вимірене рівнеміром системи значення відстані до поверхні рідини і базова висота рівнеміра системи над точкою торкання днища вантажем рулетки та його мультиплікативне систематичне зміщення. Зважаючи на це, виникає складний випадок вирівнювання результатів вимірювань за МНК.

Для складання рівнянь поправок необхідно розкласти функції (3.14) і (3.15) в ряд Тейлора, обмежившись першими лінійними членами. Фактично операція зводиться до взяття частинних похідних від функцій по виміремим величинам і визначуваним параметрам.

Вихідні функції (3.14) і (3.15), що пов'язують вимірені величини та визначувані геометричні та інші параметри системи, в загальному випадку мають вид:

$$\begin{aligned} y_{1i} &= \varphi_{1i}(x_1, \dots, x_m, \tau_1, \dots, \tau_k); \\ y_{2i} &= \varphi_{2i}(x_1, \dots, x_m, \tau_1, \dots, \tau_k) \end{aligned} \quad (3.16)$$

де y_{1i} та y_{2i} – результати вимірювань густини та висоти рівня рідини еталонними приладами;

$x_1, \dots, x_m$ – результати вимірювань відстані від реперної точки рівнеміра до поверхні рідини і тиску стовпа рідини вимірювачем тиску системи;

$\tau_1, \dots, \tau_k$ – визначувані геометричні та інші параметри системи (систематичні зміщення);

k – кількість визначуваних геометричних та інших параметрів системи;

m – кількість вимірювань, які виконуються системою на одному рівні рідини.

Система рівнянь поправок для функції (3.16) у загальному матричному виді записується так:

$$A \cdot V = B \cdot \delta\tau + l, \quad (3.17)$$

де A – матриця частинних похідних від вихідних функцій (3.16) по виміреном величинам;

B – матриця частинних похідних від вихідних функцій (3.16) по параметрах системи, що визначаються;

V – матриця поправок до вимічених величин;

$\delta\tau$ – вектор поправок до наближених значень параметрів системи, що визначаються;

l – вектор вільних членів.

Для складання системи нормальних рівнянь уведемо деякі узагальнені проміжні величини u_{i1} та u_{i2} . Вони відповідають кожній парі рівнянь (3.14) і (3.15). Тоді маємо в загальному виді (3.16):

$$A \cdot V = U = \begin{pmatrix} u_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ u_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & u_{i1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & u_{i2} & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & u_{n1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & u_{n2} \end{pmatrix}, \quad (3.18)$$

де

$$\begin{vmatrix} u_{i1} \\ u_{i2} \end{vmatrix} = A_i \cdot V_i = \begin{vmatrix} a_{i11} & 0 & a_{i13} & a_{i14} \\ 0 & a_{i22} & 0 & a_{i24} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} v_{\tilde{p}_i} & 0 \\ 0 & v_{\tilde{H}_i} \\ v_{P_i} & 0 \\ v_{L_i} & v_{L_i} \end{vmatrix}. \quad (3.19)$$

Коефіцієнти лівої частини рівнянь поправок (3.17) та у формулі (3.19) такі:

$$a_{i11} = 1; a_{i13} = \frac{\tilde{\rho}_i}{P_i}; a_{i14} = \frac{\tilde{\rho}_i}{H_i};$$

$$a_{i22} = 1; a_{i24} = 1$$

де $H_i = H_L^0 - H_P^0 - L_i$ – наближене значення рівня рідини над чутливим елементом вимірювача тиску стовпа рідини;

$v_{\tilde{\rho}_i}$, $v_{\tilde{H}_i}$, v_{P_i} , v_{L_i} – поправки до вимічених значень густини, рівня, тиску та відстані до поверхні рідини.

Тоді рівняння (3.17) матиме вид $U = B \cdot \delta\tau + l$. Більш докладно частину рівняння поправок стосовно визначуваних невідомих параметрів, для кожної висоти рівня, на якій виконувалися вимірювання, можна записати так:

$$B_i \cdot \delta\tau = \begin{vmatrix} b_{i11} & b_{i12} & b_{i13} & b_{i14} & b_{i15} & b_{i16} \\ 0 & 0 & b_{i23} & b_{i24} & 0 & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \delta P_0 \\ \delta c_P \\ \delta H_L \\ \delta c_{H_L} \\ \delta H_P \\ \delta c_{H_P} \end{vmatrix}, \quad (3.20)$$

де коефіцієнти правої частини рівнянь поправок (3.17)

$$b_{i11} = -\tilde{\rho}_i / P_i; b_{i12} = \tilde{\rho}_i; b_{i13} = \tilde{\rho}_i / H_i;$$

$$b_{i14} = (\tilde{\rho}_i / H_i)L_i; b_{i15} = -\tilde{\rho}_i / H_i; b_{i16} = -(\tilde{\rho}_i / H_i)L_i;$$

$$b_{i23} = 1; b_{i24} = L_i.$$

Вільні члени рівнянь поправок отримуємо, підставляючи у рівняння (3.14) і (3.15) безпосередньо вимірені величини та наближені значення

визначуваних параметрів системи, зважаючи, що чотири із них можна прийняти такими, що дорівнюють нулю:

$$\begin{aligned} l_{1i} &= P_i / g \cdot (H_L^0 - H_P^0 - L_i) - \tilde{\rho}; \\ l_{2i} &= H_L^0 - L_i - \tilde{H}_{G_i}. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Нульовий верхній індекс визначуваних параметрів у рівняннях (3.21) означає, що беруться наближені значення параметрів.

Для виключення викривлень під час опрацювання треба коректно, з точки зору МНК, розрахувати ваги величин u_{i1} та u_{i2} .

Обернена вага пари узагальнених поправок та обчислюється за формулою:

$$\begin{aligned} Q_{u_i} &= A_i \cdot q_i \cdot A_i^T = \begin{vmatrix} Q_{u_{i1}} & K_{u_i} \\ K_{u_i} & Q_{u_{i2}} \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} a_{i11} & 0 & a_{i13} & a_{i14} \\ 0 & a_{i22} & 0 & a_{i24} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} q_{\tilde{P}_i} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & q_{\tilde{H}_i} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & q_{P_i} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & q_{L_i} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} a_{i11} & 0 \\ 0 & a_{i22} \\ a_{i13} & 0 \\ a_{i14} & a_{i24} \end{vmatrix} \end{aligned} \quad (3.22)$$

де q_i – діагональна матриця обернених ваг для вимірених величин у точці вимірювань (на висоті рівня рідини) з номером i .

Діагональні члени матриці q_i обчислюються за формулами:

$q_{\tilde{\rho}_i} = u^2(\tilde{\rho}_i) / \sigma^2(\tilde{\rho}_0)$ – обернена вага виміреної еталонним густиноміром густини;

$q_{\tilde{H}_i} = u^2(\tilde{H}_i) / \sigma^2(\tilde{H}_0)$ – обернена вага виміреного еталонним рівнеміром рівня рідини від точки торкання днища вантажем рулетки;

$q_{P_i} = u^2(P_i) / \sigma^2(P_0)$ – обернена вага виміреного тиску стовпа рідини в резервуарі вимірювачем тиску системи;

$q_{L_i} = u^2(L_i) / \sigma^2(L_0)$ – обернена вага виміреної рівнеміром системи відстані від його реперної точки до поверхні рідини,

де $\sigma^2(\tilde{\rho}_0)$, $\sigma^2(\tilde{H}_0)$, $\sigma^2(P_0)$, $\sigma^2(L_0)$ – дисперсії деяких узагальнених вимірювань, вага яких прирівнюється одиниці.

Матриця ваг величин u_{i1} та u_{i2} , розміром 2 на 2, обчислюється оберненням матриці Q_{ui} за формулою:

$$P_{ui} = \begin{bmatrix} Q_{u1i} & K_{ui} \\ K_{ui} & Q_{u2i} \end{bmatrix}^{-1}. \quad (3.23)$$

Матриця ваг P_U для всієї сукупності вимірювань має діагональний вид і складається з блоків (3.23) розміром 2 на 2, розташованих на її діагоналі.

Система нормальних рівнянь матиме відомий вид: $N \cdot \delta\tau + L = 0$, де $N = B^T P_U B$ – квадратна матриця коефіцієнтів нормальних рівнянь, $L = B^T P_U l$ – вектор вільних членів нормальних рівнянь.

Нормальні рівняння у загальному виді розв'язуються за схемою:

$$\delta\tau = -N^{-1} \cdot L = -Q \cdot L. \quad (3.24)$$

де $N^{-1} = Q$ – матриця, обернена до матриці нормальних рівнянь.

Нормальні рівняння розв'язуються за головною умовою МНК:

$$U^T P_U U = \min \text{ або } V^T P_U V = \min \quad (3.25)$$

де P_U – матриця ваг безпосередніх вимірювань, яка складається із блоків, обернених до q_i . Після розв'язання нормальних рівнянь поправки до вимірюваних величин обчислюються за формулою:

$$V_i = q_i \cdot A_i \cdot P_{u_i} \cdot \begin{bmatrix} u_{1i} \\ u_{2i} \end{bmatrix}$$

або

$$\begin{bmatrix} v_{\tilde{\rho}_i} \\ v_{\tilde{H}_i} \\ v_{P_i} \\ v_{L_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} q_{\tilde{\rho}_i} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & q_{\tilde{H}_i} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & q_{P_i} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & q_{L_i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a_{i11} & 0 \\ 0 & a_{i22} \\ a_{i13} & 0 \\ a_{i14} & a_{i24} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Q_{u_{1i}} & K_{u_i} \\ K_{u_i} & Q_{u_{2i}} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} u_{1i} \\ u_{2i} \end{bmatrix}. \quad (3.26)$$

У [16] описано найбільш простий випадок оцінювання невизначеності результатів вимірювань.

Опрацювання й оцінювання за МНК є складним випадком, який потребує ретельного, заснованого на [16], розроблення для кожного окремого випадку, такого, як наведено нижче.

Оцінювання невизначеності за МНК розпочинається з оцінювання стандартного відхилення одиниці ваги σ_u за формулою:

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{U^T P_U U}{2n - k}} = \sqrt{\frac{V^T P V}{2n + nm - k}} \quad (3.27)$$

Значення $V^T P V$ у числівнику правої частини формули (3.27) можна обчислити за виразом:

$$V^T P V = \sum_{i=1}^n \begin{vmatrix} v_{\hat{p}_i} & v_{\hat{H}_i} & v_{P_i} & v_{L_i} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} p_{\hat{p}_i} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & p_{\hat{H}_i} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & p_{P_i} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & p_{L_i} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} v_{\hat{p}_i} \\ v_{\hat{H}_i} \\ v_{P_i} \\ v_{L_i} \end{vmatrix} \quad (3.28)$$

Стандартне відхилення σ_u – це відхилення такого вимірювання, вага якого дорівнює одиниці:

$$p_i = 1/q_i = \sigma^2(x_0)/u^2(x_i) = 1. \quad (3.29)$$

Таке значення стандартного відхилення включає як невизначеності еталонів, застосованих для калібрування, так і невизначеності вимірювань самою системою за калібрування.

Оцінки невизначеності за типом А визначуваних параметрів системи обчислюються за формулою:

$$\sigma_A(\tau_i) = \sigma_u \sqrt{Q_{jj}} \quad (3.30)$$

де Q_{jj} – діагональні члени матриці, оберненої до матриці нормальних рівнянь із (3.24), що відповідають шести визначуваним параметрам системи.

Параметри системи, під якими розуміються її систематичні зміщення, обчислені за розв'язанням наведеної вище системи рівнянь, повинні бути занесені до вимірювальної системи як поправки. Математична модель, за якою працює система в експлуатації, повинна відповідати математичній

моделі, за якою проводилося калібрування, тобто повинна відповідати формулам (3.14) та (3.15). Для повноти викладення повторимо ці формули з корекцією, необхідною в експлуатації:

$$\rho_t = \frac{P_t - (P_0 + c_p \cdot P_t)}{g \cdot ((H_L + c_{H_L} \cdot L_t) - (H_P + c_{H_P} \cdot L_t) - L_t)}, \quad (3.31)$$

$$H_{G_t} = (H_L + c_{H_L} \cdot L_t) - L_t, \quad (3.32)$$

де ρ_t – вимірена (обчислена із правої частини рівняння (3.31)) густина;

H_{G_t} – вимірена (обчислена із правої частини рівняння (3.32)) висота рівня рідини;

t – індекс, який вказує на порядковий номер вимірювання маси рідини у резервуарі в експлуатації.

Формули (3.31) і (3.32) відрізняються від (3.14) і (3.15) тим, що в них підставляються визначені із калібрування параметри системи та вимірені в експлуатації величини, а обчислені ліві частини вважаються результатами вимірювань системою.

Для оцінювання невизначеності вимірювання системою маси рідини, що міститься в резервуарі, повинна бути складена математична модель для такого оцінювання. Як було вже зазначено вище, в [12] та [17] наведено спрощені апріорні моделі оцінювання невизначеності вимірювань маси системами, які не враховують результатів калібрування системи і корельованості параметрів системи та результатів вимірювань нею.

На першому етапі оцінювання невизначеності вимірювань маси необхідно оцінити невизначеності вимірювань густини і рівня рідини, які обчислюються за формулами (3.31) і (3.32). Для цього необхідно отримати кореляційну матрицю результатів вимірювань густини та рівня з урахуванням результатів калібрування за формулами:

$$K_{\rho H} = \begin{bmatrix} u_A^2(\rho_t) & K_{12} \\ K_{21} & u_A^2(H_{G_t}) \end{bmatrix} = B_t \cdot K_\tau \cdot B_t^T + A_t \cdot K_x \cdot A_t^T \quad (3.33)$$

$$A_t \cdot K_x \cdot A_t^T =$$

$$= \begin{vmatrix} a_{t13} & a_{t14} \\ 0 & a_{t24} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} u^2(P_t) & 0 \\ 0 & u^2(L_t) \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} a_{t13} & 0 \\ a_{t14} & a_{t24} \end{vmatrix} \quad (3.34)$$

$$B_t = \begin{vmatrix} b_{t11} & b_{t12} & b_{t13} & b_{t14} & b_{t15} & b_{t16} \\ 0 & 0 & b_{t23} & b_{t24} & 0 & 0 \end{vmatrix} \quad (3.35)$$

де $K_x = \sigma_u^2 \cdot Q$ – кореляційна матриця визначених із калібрування параметрів системи;

B_t – вектор коефіцієнтів вагової функції, який збігається з матрицею коефіцієнтів рівнянь поправок (3.20), обчислених для висоти рівня рідини в резервуарі, позначеного індексом t ;

a_{t13} , a_{t14} , a_{t24} – коефіцієнти із матриці коефіцієнтів (3.19), обчислені для висоти рівня рідини в резервуарі, позначеного індексом t ;

$u(P_t)$, $u(L_t)$ – невизначеності вимірювань системою тиску стовпа рідини та відстані до поверхні рідини під час експлуатації для висоти рівня рідини в резервуарі, позначеного індексом t .

Для оцінювання невизначеності вимірювань маси рідини в резервуарі запишемо формулу (1) у виді:

$$M_t = \rho_t \cdot V_t = \rho_t \cdot H_{G_t} \cdot S_t, \quad (3.36)$$

де S_t – усереднена за всією висотою на певну висоту площа поперечного перетину резервуара, отримана діленням місткості з градууювальної таблиці на висоту рівня рідини H_{G_t} .

Для обчислення невизначеності вимірювань маси рідини із урахуванням кореляції необхідно скласти вагову функцію:

$$u^2(M_t) = F_M \cdot K_{\rho H} \cdot F_M^T =$$

$$= \begin{vmatrix} f_{t1} & f_{t2} & f_{t3} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} u_A^2(\rho_t) & K_{12} & 0 \\ K_{21} & u_A^2(H_{G_t}) & 0 \\ 0 & 0 & u_A^2(S_t) \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} f_{t1} \\ f_{t2} \\ f_{t3} \end{vmatrix} \quad (3.37)$$

$$|f_{t1} \quad f_{t2} \quad f_{t3}| = |H_{G_t} \cdot S_t \quad \rho_t \cdot S_t \quad \rho_t \cdot H_{G_t}|, \quad (3.38)$$

де f_{t1} , f_{t2} , та f_{t3} – коефіцієнти вагової функції, отримані як частинні похідні від рівняння (24) по вимірюваним густині, рівню і площі горизонтального перетину резервуара;

$u^2(S_t)$ – невизначеність площі, яка визначається з рівняння $u^2(S_t)/S_t^2 = u^2(V_t)/V_t^2$, тобто відносна невизначеність площі дорівнюється відносній невизначеності місткості із повірки (калібрування) резервуара.

Якщо невизначеність маси записати у відносній мірі у виді очевидної та відомої формули:

$$\frac{u^2(M_t)}{M_t^2} = \frac{u^2(\rho_t)}{\rho_t^2} + \frac{u^2(V_t)}{V_t^2} + \frac{u^2(H_{G_t})}{H_{G_t}^2}, \quad (3.39)$$

то треба мати на увазі, що це наближена формула, яка не враховує корельованості вимірювань.

Реальна модель вимірювань буде складнішою, адже вона може бути нелінійною, можливо прийдеться враховувати гістерезис, що виникатиме під час наливання та зливання рідини, та враховувати вплив температури рідини, наприклад, на вимірювач тиску.

Запропонована методика дозволяє виконати калібрування без демонтажу складових системи на місці експлуатації та строго, з точки зору МНК, оцінити параметри вимірювальної комбінованої системи у складі рівнеміра та вимірювача тиску стовпа рідини, призначеної для вимірювання маси нафти та нафтопродуктів у резервуарах.

Методика також дозволяє строго за МНК, із урахуванням корельованості, оцінити невизначеність параметрів вимірювальної комбінованої системи та невизначеність обчислення густини та маси нафти чи нафтопродукту в резервуарі під час експлуатації.

Параметри системи, визначені із калібрування, є, фактично, її систематичними зміщеннями, які повинні вводитися у систему як поправки, що значно поліпшить результати вимірювань маси в експлуатації.

Можуть бути запропоновані інші математичні моделі вимірювань, які більш адекватно описують фактичні параметри системи, але запропонована методика вимірювань та оцінювання за МНК може бути універсальною для будь-яких моделей.

3.3. Розрахунок метрологічних характеристик

Нормування похибки каналу вимірювання виконується відповідно до ДСТУ-Н РМГ 62:2006 "Забезпечення ефективності вимірювань під час керування технологічними процесами. Оцінювання похибки вимірювань при обмеженій вихідної інформації" [22].

Розглянемо приклад розрахунку похибки каналу вимірювання. Як канал вимірювання виберемо канал вимірювання витрати. Вимога до похибки каналу вимірювання не більше 0,2%. Розрядність АЦП становить 16 розрядів.

Розрахунок допустимої похибки вимірювань витратоміра здійснюється за формулою (6.1):

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2 + \delta_7^2)}, \quad (6.1)$$

де $\delta = 0,2\%$ - необхідна сумарна похибка вимірювання каналу вимірювань при довірчій ймовірності 0,95;

δ_2 – похибка передачі по каналу вимірювань;

δ_3 – похибка, яку вносить АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6, \delta_7$ – додаткові похибки, що вносяться температурою навколишнього повітря, перешкодами різного виду, тиском вимірюваного середовища та іншими факторами відповідно.

Похибка передачі по каналу вимірювань встановлюється рекомендаціями [22]:

$$\delta_2 = \frac{0,2 \cdot 4}{100} = 0,008 \text{ \%}.$$

Похибка, що вноситься 16-ти розрядним АЦП, розраховується наступним чином:

$$\delta_3 = \frac{0,2 \cdot 100}{2^{16}} = 0,0003 \, \%.$$

При розрахунку також враховуються додаткові похибки, викликані впливом:

- температури навколишнього повітря;
- перешкод різного виду;
- тиску вимірюваного середовища;
- інших факторів.

Додаткова похибка, яку вносить вплив температури навколишнього повітря, встановлюється рекомендаціями [22]:

$$\delta_5 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \, \%.$$

Додаткова похибка, яку вносить перешкоди різного виду, встановлюється рекомендаціями [22]:

$$\delta_5 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \, \%.$$

Додаткова похибка, яку вносить тиск вимірюваного середовища, встановлюється рекомендаціями [22]:

$$\delta_6 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \, \%.$$

Додаткова похибка, яку вносять інші фактори, встановлюється рекомендаціями [22]:

$$\delta_7 = \frac{0,2 \cdot 36}{100} = 0,072 \, \%.$$

Таким чином, підставивши в формулу (6.1) отримані значення, розрахуємо допустиму основну похибку вимірювача щільності:

$$\delta_1 = \sqrt{0,2^2 - (0,008^2 + 0,0003^2 + 0,066^2 + 0,002^2 + 0,002^2 + 0,072^2)} = 0,17 \, \%.$$

В результаті розрахунку видно, що основна похибка обраного вимірювача витрат не перевищує допустимої розрахункової похибки. Отже, прилад придатний для використання.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи розроблено комп'ютеризовану інформаційно-вимірювальну систему обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі.

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було:

- досліджено технологічний процес зберігання нафтопродуктів;
- проведено вибір контрольованих параметрів та розробка на їх основі структури комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі;
- розроблено структурну схему, функціональну схему та алгоритм роботи комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі;
- вибрано вимірювальні засоби та елементну базу комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі
- розроблено метрологічне забезпечення комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи обліку та контролю параметрів нафтопродуктів на нафтобазі;

Застосування КІВС дозволить виконати безперервний збір первинної інформації від пристроїв нижнього рівня; обробку первинної інформації; керування стадіями процесу в автоматичному режимі; реєстрацію спрацьовування сигналізації й історичних даних; зберігання інформації з можливістю її обробки; візуалізацію інформації у вигляді мнемосхем і графіків.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1) Зберігання та дистрибуція нафти, нафтопродуктів і газу: Навчальний посібник / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаєв; НТУ – Д. : НТУ«ДП», 2019. – 306 с.
- 2) <https://www.technotrade.ua/avtomatizatsiia-naftobaz-ta-benzovoziv>
- 3) <https://www.technotrade.ua/avtomatizatsiia-naftobaz-ta-benzovoziv>
- 4) Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпропетровськ: НГУ, 2018. – 185 с.
- 5) <https://eleksun.com.ua/uk/blog/article/programnyy-kontroler-simatic-s7-300-siemens>.
- 6) <https://skifcontrol.com.ua/product/datchik-davleniya-ps326-016d-02-li2upn8-h1141/>
- 7) <https://vodomer.com.ua/shop/vysokotochnyj-ultrazvukovoj-rashodomer-nefteproduktov-sentinel-lct4/>
- 8) <https://skifcontrol.com.ua/ru/product/datchik-temperatury-sensytemp-tsp411/>
- 9) . <https://trade-control.com.ua/products/rosemount-5300>
- 10) Інструкція про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України, затверджена наказом Мінпаливенерго від 20.05.2008 р. № 281/171/578/155
- 11) Самойленко О. Калібрування комбінованих, встановлених на резервуарах систем для вимірювань маси рідин Метрологія та прилади : науково-виробничий журнал / М-во освіти і науки України, ХНУРЕ. – Харків : ВКФ "Фавор", 2017. – № 6 (68). – с. 3 – 9.
- 12) OIML R 125:1998 (E) Measuring systems for the mass of liquids in tanks.

- 13) OIML R 85:2008 Automatic level gauges for measuring the level of liquid in stationary storage tanks. Part 1: Metrological and technical requirements; Part 2: Metrological control and tests.
- 14) OIML R 71:2008 Fixed storage tanks. General requirements.
- 15) JCGM 100:2008 Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement.
- 16) ISO 15169:2003 Petroleum and liquid petroleum products – Determination of volume, density and mass of the hydrocarbon content of vertical cylindrical tanks by hybrid tank measurement systems.
- 17) ISO 7507-4:2010 Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 4: Internal electro-optical distance-ranging method.
- 18) ISO 4266-1:2002 Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 1: Measurement of level in atmospheric tanks.
- 19) ISO 11223-1:1995 Petroleum and liquid petroleum products – Direct static measurements – Contents of vertical storage tanks – Part 1: Mass measurement by hydrostatic tank gauging.
- 20) ДСТУ 7094:2009 Маса нафти та нафтопродуктів. Загальні вимоги до методик виконання вимірювань (ГОСТ 8.587-2006, MOD).
- 21) ДСТУ 7473:2016 Метрологія. Резервуари стаціонарні вимірювальні вертикальні. Методика повірки (калібрування) геометричним методом із застосуванням геодезичних приладів.
- 22) ДСТУ-Н РМГ 62:2006 "Забезпечення ефективності вимірювань під час керування технологічними процесами. Оцінювання похибки вимірювань при обмеженій вихідній інформації".