

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 система для вимірювання та контролю
якості нафтопродуктів**

Виконав: студент 2 курсу, групи ЗМТ-22м

Спеціальності: 152 «Метрологія та
інформаційно-вимірювальна техніка»

Радзієвський Б.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: завідувач кафедри М та ІВТ

доктор технічних наук, професор

Подчашинський Ю.О.

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

Рецензент: к.т.н., доцент,

доцент кафедри РЕА ім. проф. Б.Б.Самотокіна

Шавурський Ю.О.

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

Житомир – 2023

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 _____ Радзівський Богдан Васильович

1. Тема роботи: Комп'ютеризована система для вимірювання та контролю та якості нафтопродуктів

Керівник роботи: завідувач кафедри М та ІВТ доктор технічних наук,
професор Подчашинський Ю.О.

затверджена наказом по університету від « 09 » листопада 2023 р. № 649/с

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

3. Вихідні дані до роботи: об'єкт розробки – комп'ютеризована система вимірювання, параметр вимірювання тиск нафтопродукту в трубопроводі, температуру нафтопродукту в трубопроводі, щільність нафтопродукту, відсотковий вміст води в нафтопродукті, діапазон вимірювання щільності 0,5 ... 1 г/см³, точність вимірювання щільності – $\pm 0,2$ %; діапазон вимірювання температури 0... 100 °С; точність вимірювання температури $\pm 0,2$ %.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці):

Критерії якості нафтопродуктів. Загальні показники фізико-хімічних і експлуатаційних властивостей нафтопродуктів. Розробка структурної схеми комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів. Розробка функціональної схеми. Вимірювальні засоби системи. Програмований логічний контролер. Розробка метрологічного забезпечення комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів. Розробка програмно - алгоритмічного забезпечення комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів.

5. Перелік графічного матеріалу: структурна схема системи, функціональна схема системи, блок-схема алгоритму роботи системи.

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

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1-4	Подчашинський Ю.О.		
1-4	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 кваліфікаційної роботи	06.10.23 – 10.10.23	Виконано
3	Аналіз показників фізико-хімічних і експлуатаційних властивостей нафтопродуктів	25.10.23 – 09.11.23	Виконано
4	Розробка структурної схеми	11.10.23 – 15.10.23	Виконано
5	Вибір елементної бази системи	16.10.23 – 24.10.23	Виконано
6	Вибір вимірювальних засобів бази системи	10.11.23 – 22.11.23	Виконано
7	Розробка алгоритму роботи системи	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)

Радзієвський Б.С.

_____ (прізвище та ініціали)

Подчашинський Ю.О.

_____ (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В даній кваліфікаційній роботі розроблено комп'ютеризовану систему для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів.

Система може застосовуватись у системах контролю, управління та збору даних на різних нафтопереробних підприємствах. Дана система дозволить збільшити продуктивність, підвищити точність та надійність вимірів, скоротити кількість аварій. Область застосування: нафтогазова та хімічна галузі.

Ключові слова: комп'ютеризована система, нафтопродукти, вимірювання, програмований логічний контролер.

ABSTRACT

In this qualification work was developed a computerized system computerized system for measuring and controlling the quality of petroleum products. The system can be used in monitoring, control and data acquisition systems at various oil refineries. This system will increase productivity, increase the accuracy and reliability of measurements, and reduce the number of accidents. Scope: oil and gas and chemical industries.

Keywords: computerized system, oil products, measurements, programmable logic controller.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. АНАЛІЗ КРИТЕРІЇВ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ	10
1.1. Критерії якості нафтопродуктів	10
1.2. Основні методи аналізу нафтопродуктів	10
1.3. Завдання аналізу нафтопродуктів	11
1.4. Визначення якості нафтопродуктів	12
1.5. Загальні показники фізико-хімічних і експлуатаційних властивостей нафтопродуктів	19
2. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО- ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ	29
2.1. Установка для виміру вимірювання та контролю якості нафтопродуктів.....	29
2.2. Розробка структурної схеми	31
2.3. Розробка функціональної схеми	33
2.4. Вимірювальні засоби системи.....	35
2.4.1. Вибір витратоміра.....	35
2.4.2. Вибір датчика температури	37
2.4.3 Вибір термометра.....	39
2.4.4 Вибір датчика тиску.....	39
2.4.5 Вибір манометра	41
2.4.6. Вибір вологоміру	42
2.4.7 Вибір вимірювача щільності.....	44
2.5. Програмований логічний контролер	46
2.6. Вибір виконавчого механізму	48
2.7. Розробка схеми зовнішніх проводок	49
3. РОЗРОБКА МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ.....	51

3.1. Аналіз методів і засобів вимірювання щільності нафтопродуктів.....	51
3.2 Ультразвуковий (акустичний) метод вимірювання щільності	52
3.3 Вібраційний метод вимірювання щільності	55
3.4 Гідростатичний метод вимірювання щільності.....	57
3.5 Ємнісний метод вимірювання щільності	59
3.6 Об'ємно-ваговий метод вимірювання щільності	61
3.7 Поплавково-ваговий метод вимірювання щільності.....	64
3.8 Оптичний метод вимірювання щільності	66
3.9 Радіоізотопний метод вимірювання щільності.....	67
3.10 Розрахунок метрологічних характеристик.....	68
4. РОЗРОБКА ПРОГРАМНО - АЛГОРИТМІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ.....	74
4.1. Блок-схема алгоритму роботи системи	
4.2. Алгоритм управління регулюючим клапаном у середовищі Codesys	74
4.3 Розробка екранних форм.....	76
ВИСНОВКИ	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	78
ДОДАТКИ	81

ВСТУП

Актуальність теми. Контроль якості нафтопродуктів полягає у визначенні значень фізико-хімічних показників їхніх властивостей для встановлення відповідності вимогам стандартів, або технічних умов на даний продукт.

Якість паливо-мастильних матеріалів систематично контролюють, починаючи з моменту їхнього виробництва і закінчуючи заправленням у баки машин. Об'єм аналізів і термін їхнього проведення на різних етапах системи контролю регламентуються відповідними інструкціями та розпорядженнями.

Перевірка якості нафтопродуктів дозволяє забезпечити виконання таких заходів щодо їхнього раціонального використання:

- визначення відповідності фізико-хімічних показників якості нафтопродуктів вимогам діючої нормативно-технічної документації;
- визначення сорту та виключення застосування некондиційних паливо-мастильних матеріалів;
- попередження погіршення властивостей нафтопродуктів при їхньому транспортуванні, зберіганні, заправленні і застосуванні;
- своєчасне відновлення якості і властивостей нафтопродуктів;
- встановлення необхідності проведення технічного обслуговування і ремонту техніки;
- пред'явлення претензій нафто збитовим організаціям, які не відповідають вимогам стандартів або технічним умовам.

Періодичний контроль якості нафтопродуктів проводять у суворій відповідальності з діючими стандартами і технічними умовами у спеціально обладнаних лабораторіях. В таких лабораторіях повинні бути стандарти і технічні умови на нафтопродукти, хімотологічні карти автотракторної і сільськогосподарської техніки.

В даній роботі розроблено та досліджено нову КІВС, 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. розрахунок та удосконалення КІВС.

Для досягнення даної мети необхідно вирішити наступні задачі:

- дослідження показників якості нафтопродуктів;
- вибір контрольованих параметрів і розробка на їх основі структури КІВС для вимірювання та контролю та якості нафтопродуктів;
- розробка алгоритму, структурної схеми, функціональної схеми КІВС;
- розробка метрологічного забезпечення КІВС шляхом моделювання метрологічних характеристик (похибок);

Об'єкт дослідження – процеси вимірювання показників якості нафтопродуктів.

Предмет дослідження – комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система для вимірювання та контролю та якості нафтопродуктів.

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 оцінювати якість нафтопродуктів;
2. Удосконалені методи вимірювання показників якості нафтопродуктів:

Практична цінність даної роботи полягає в:

1. вибрано вимірювальні засоби та елементну базу КІВС для вимірювання та контролю та якості нафтопродуктів;
2. розраховано метрологічні характеристики КІВС каналу вимірювання щільності.
3. пропонується впровадити нову КІВС для вимірювання та

контролю та якості нафтопродуктів.

Структура та обсяг роботи. Дана робота складається з анотації, вступу, 3 основних розділів, висновків, переліку використаних літературних джерел та додатку. Робота викладена на 81 сторінці основного тексту і містить 25 рисунків та 16 таблиць.

1. АНАЛІЗ КРИТЕРІЇВ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ

1.1 Критерії якості нафтопродуктів

Нафтопродукти вимагають ретельного контролю на всіх ланках ланцюжка отримання нафти – нафтопереробка - перекачування. Чи то бензин, дизельне паливо, мазут чи що-небудь інше, для того, щоб оцінити їх стан та трансформацію властивостей, важливо використовувати низку критеріїв:

- густина. Позначає вагу речовини на одиницю її об'єму, визначається в конкретному температурному режимі;
- в'язкість найважливіша характеристика кожного нафтопродукту. Велика в'язкість негативно впливає на подачу та розпилювання пального, зменшена – провокує передчасне зношення паливних конструкцій;
- фракційний склад. Це присутність в нафті домішок механічної природи і води;
- колір та прозорість. Дуже важливо відслідковувати ці критерії. Наприклад для бензину і гасу прозорі рідкі речовини і каламутність в них – це ознака забруднення. Найпростіше зрозуміти забрудненість таких речовин це фільтрація білим папером. Складаємо його в конус, і через невеликий отвір проціджуємо 1л. бензину. Якщо аркуш залишився білим – продукт чистий, але якщо сформувалася пляма до 2 см, забруднення не значні. Якщо більше – обсяг забруднення значний.

Отримання загальної картини по перерахованим вище критеріям дозволяє забезпечити експлуатаційну ефективність техніки, для якої будуть задіяні нафтопродукти.

1.2. Основні методи аналізу нафтопродуктів

На кожному нафтопереробному підприємстві мають бути лабораторії, які безпосередньо займаються аналізом нафтопродуктів. Дослідження проводять згідно з нормами та стандартами для кожного конкретного виду нафтопродуктів на основі різних аналітично-інструментальних методик:

- просвічування ультрафіолетовими променями довжиною хвилі 254/366 нм;
- атомний спектральний аналіз;
- спектроскопія в ІЧ, УФ та видимому діапазоні спектру;
- тонкошарова, або планарна хроматографія (ТШХ);
- рідинна хроматографія (РХ);
- різні варіанти оптичної (світлової) мікроскопії.

1.3 Завдання аналізу нафтопродуктів

Проведення аналізу нафтопродуктів відбувається залежно від сфери використання та ситуативної необхідності. Перед експертом, який проводить дослідження поставлені такі задачі:

- ідентифікація матеріалу, чи є він нафтопродуктом або паливно-мастильним матеріалом. Визначити вид речовини, його рецепт та сферу залучення і використання;
- встановлення хімічного складу. Визначити чи належить ця речовина до легкозаймистих.
- аналіз суміші. Полягає у визначенні кількості нафтопродуктів або паливно-мастильних матеріалів в суміші (вимірюється у відсотках);
- визначення присутності в паливі інших рідких фракцій. Обчислення домішок у заявленому сорті бензину, і відсоткова наявність бензину нижчого ґатунку;
- дослідження об'єктів на предмет наявності слідів нафтопродуктів або паливно-мастильних матеріалів;
- визначення терміну зберігання при дотриманні необхідних умов. Визначити коли надійшла речовина, чи підходить сфера використання речовини до об'єкту на який вона прибула, також чи є домішки або забруднення;
- з'ясування, чи не контактували різні об'єкти, на яких присутня та ж речовина.

1.4. Визначення якості нафтопродуктів

Як було сказано вище, якість нафтопродуктів аналізують у спеціальних лабораторіях, використовуючи різні методи. Обов'язковим критерієм є наявність специфічного обладнання.

Тобто можемо зробити висновок, що аналіз нафтопродуктів на підприємстві є основним. Він дозволить отримувати об'єктивну оцінку проби згідно вимог нормативної документації.

Також є і специфічні дослідження:

- арбітражні (здійснюються в незалежних лабораторіях). Використовують, коли між постачальником і споживачем виникають спірні питання;
- приймально-здавальні.
Перевірка відповідності продукції до заявлених в документації;
- експрес-аналіз (швидка, але приблизна оцінка в місці роботи).

Стосовно необхідного для аналізу нафтопродуктів обладнання, є широкий асортимент. Тут не можна обійтися, головним чином, без пробовідбірників. Взагалі, взяття проб – невід'ємний етап будь-якого аналізу в зазначеній сфері.

Загальні види відбору проб:

- арбітражні (контрольні для незалежного аналізу);
- точкові (взяті за один раз);
- об'єднані (представляють собою сукупність низки точкових);
- донні (отримані з дна ємності, в якій розміщуються нафтопродукти);
- контрольні (у вигляді елемента точкової або об'єднаної проб, які використовуються лабораторією для аналізів).

Процес пробо відбору проходить нвступним чином:

Відповідний посуд, в якому розміщується продукт, ставиться вгору кришкою або днищем (залежно від конструктивних особливостей). Місце відкривання добре протирається з метою очищення. Потім ємність

відкривають і знімають п'ятнадцяти-двадцяти міліметровий шар, після чого в неї занурюють щуп (пробовідбірник) і, власне, вилучають зразок.

У невеликих масштабах можливе виконання досліджень декількома способами без відбору проб за допомогою щупа. Серед найпростіших прийомів оцінки якості: відстоювання продукту в чистій тарі протягом двох-трьох годин (результати оцінюються за обсягом відстою), фільтрація із залученням фільтрувального паперу.

Інші пристосування, які можуть знадобитися для виконання тих чи інших досліджень: метрошки, термометри, віскозиметри, фотоколориметри, іоніметри, ареометри, електроплити, пробірки, лійки тощо.

За допомогою цього та іншого обладнання можна не тільки визначати достовірний склад НП, а й створювати, контролювати умови проведення досліджень. Також можна обчислювати температуру спалаху і займання, встановлювати сорт, унеможлиблювати використання некондиційних продуктів, попереджати погіршення якості при перевезенні, зберіганні та експлуатації, своєчасно виправляти недоліки, а також складати претензії нафтобазам.

У таблиці 1.1. наведено перелік показників якості, що визначаються під час приймально-здавальних і контрольних випробувань нафти і нафтопродуктів

Таблиця 1.1. Перелік показників якості, що визначаються під час приймально-здавальних і контрольних випробувань нафти і нафтопродуктів

N з/п	Найменування нафти або нафтопродукту	Приймально-здавальні випробування	Контрольні випробування
1	2	3	4
1	Товарна нафта	1. Густина за температури 20° С 2. Концентрація	1. Густина за температури 20° С 2. Концентрація хлористих солей 3. Масова частка води

		хлористих солей 3. Масова частка води 4. Масова частка механічних домішок 5. Масова частка сірки	4. Масова частка механічних домішок 5. Тиск насиченої пари 6. Масова частка сірки 7. Фракційний склад 8. Масова частка парафіну
2	Палива для реактивних двигунів	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально)	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Кінематична в'язкість 4. Фракційний склад 5. Температура спалаху в закритому тиглі 6. Вміст водорозчинних кислот і лугів 7. Концентрація фактичних смол 8. Випробування на мідній пластинці 9. Температура початку кристалізації
3	Паливо для авіаційних двигунів	1. Густина за температури 20° С 2. Колір і прозорість 3. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 4. Фракційний склад	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Фракційний склад 4. Наявність водорозчинних кислот і лугів 5. Концентрація фактичних смол 6. Октанове число за дослідницьким і моторним

			методом 7. Колір і прозорість
4	Бензин автомобільний	1. Густина за температури 20° С 2. Колір 3. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 4. Фракційний склад 5. Октанове число*	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Фракційний склад 4. Концентрація фактичних смол 5. Октанове число за дослідницьким і моторним методом 6. Колір 7. Масова частка бензолу 8. Вміст ароматичних вуглеводнів 9. Випробування на мідній пластинці 10. Масова частка кисневмісних сполук
5	Паливо дизельне	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Температура спалаху в закритому тиглі 4. Фракційний склад 5. Масова частка сірки*	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок (якісно) 3. Вміст води* 4. Температура спалаху в закритому тиглі 5. Фракційний склад 6. Масова частка сірки 7. Температура застигання (для марки З) 8. Гранична температура

		6. Температура застигання (для марки 3)*	фільтрованості (для марки 3) 9. Концентрація фактичних смол 10. Випробування на мідній пластинці
6	Паливо моторне	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Температура спалаху в закритому тиглі 4. Фракційний склад 5. Масова частка сірки*	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (якісно) 3. Температура спалаху в закритому тиглі 4. Фракційний склад 5. Масова частка сірки 6. Наявність водорозчинних кислот і лугів 7. Температура застигання (для марки 3)
7	Паливо пічне побутове	1. Густина за температури 20° С 2. Колір 3. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 4. Температура спалаху в закритому тиглі 5. Фракційний склад 6. Масова частка сірки*	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води 3. Температура спалаху в закритому тиглі 4. Фракційний склад 5. Масова частка сірки 6. Наявність водорозчинних кислот і лугів 7. Температура застигання (для використання з 1 жовтня до 1 квітня)
8	Мазут топковий і	1. Густина за температури 20° С	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка води

	флотський	2. Масова частка води 3. Температура спалаху 4. Масова частка сірки*	3. Масова частка механічних домішок 4. В'язкість умовна 5. Температура спалаху 6. Наявність водорозчинних кислот і лугів 7. Масова частка сірки
9	Розчинник нафтовий	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально)	1. Густина за температури 20° С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Фракційний склад 4. Випробування на утворення оливної плями (у разі, якщо передбачено нормативним документом) 5. Температура спалаху (у разі, якщо передбачено нормативним документом)
10	Гас освітлювальний і для технічних цілей	1. Колір 2. Густина за температури 20° С 3. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 4. Температура спалаху в закритому тиглі	1. Колір 2. Густина за температури 20° С 3. Масова частка механічних домішок і води 4. Температура спалаху в закритому тиглі 5. Фракційний склад 6. Наявність водорозчинних кислот і лугів 7. Висота некіптявого полум'я (для гасу освітлювального)

			8. Концентрація фактичних смол 9. Випробування на мідній пластинці 10. Масова частка сірки
11	Олива	1. Густина за температури 20° С 2. Вміст води (якісно) 3. Прозорість (для турбінної і трансформаторної оливи) 4. Температура спалаху 5. В'язкість кінематична	1. Густина за температури 20° С 2. Вміст води 3. Масова частка механічних домішок 4. Прозорість (для турбінної і трансформаторної оливи) 5. Температура спалаху 6. В'язкість кінематична 7. Індекс в'язкості 8. Лужне число 9. Кислотне число 10. Тангенс кута діелектричних втрат (для трансформаторної оливи) 11. Температура застигання
12	Нафтопродукт відпрацьований	В обсязі вимог ДСТУ ГОСТ 21046:2019	В обсязі вимог ДСТУ ГОСТ 21046:2019
13	Мастила	Не визначається	Не визначається
14	Робоча рідина для гідравлічних систем	1. Зовнішній вигляд 2. В'язкість кінематична 3. Густина за температури 20° С 4. Наявність води	1. Зовнішній вигляд 2. Густина за температури 20° С 3. Вміст води 4. Масова частка механічних домішок 5. Температура спалаху

		(якісно)	6. Температура застигання 7. В'язкість кінематична 8. Індекс в'язкості 9. Кислотність
--	--	----------	--

1.5. Загальні показники фізико-хімічних і експлуатаційних властивостей нафтопродуктів

Для успішного вирішення проблем якості та ефективного використання паливно-змащувальних матеріалів першочергове значення має оцінка їх властивостей. Вимоги до якості паливно-змащувальних матеріалів визначаються показниками якості, які вказані у нормативно-технічній документації. В хімотології усі властивості нафтопродуктів поділяють за найважливішими ознаками на фізико-хімічні та експлуатаційні.

Фізико-хімічні властивості нафтопродуктів визначаються стандартними методами аналізів у лабораторних умовах. До цих показників відносять густину, випарність, температури спалаху, помутніння, застигання, вміст механічних домішок, води тощо.

Якість нафтопродуктів залежить не тільки від їх елементного і групового хімічного складів, способу одержання і очистки, але й від їх фізико-хімічних та експлуатаційних властивостей. Не всі показники якості є рівноцінними. За одними можна проконтролювати відповідність даного нафтопродукту вимогам стандарту, а за іншими – реально уявити, якими будуть результати його застосування в експлуатації. Кожний з цих показників по-своєму важливий, тому сукупність їх дозволяє оцінити якість нафтопродуктів. Нижче наведені лише загальні показники якості фізико-хімічних та експлуатаційних властивостей нафтопродуктів.

Густина – це маса речовини, яка міститься в одиниці об'єму. В системі СИ густина вимірюється у г/см^3 , але на практиці найчастіше мають справу з безмірною величиною – відносною густиною, що є відношенням маси речовини, за температури визначення, до маси води за 4°C , коли їх об'єми є

однаковими. Густина води за температури 4°C прийнята за одиницю.

У стандартах передбачається визначати відносну густину за 20°C (ρ_4^{20}). У тих випадках, коли температура визначення густини відрізняється від 20°C одержане значення густини за t°C, приводять до стандартної за формулою:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \nu(t - 20) \quad (1.1)$$

де ν – температурна поправка на 1°C (знаходять за розрахунковими таблицями; змінюється у межах 0,000515-0,000910).

Визначають густину у виробничих умовах за допомогою нафтоденсиметрів, але існують й інші методи, які застосовують під час лабораторних випробувань (за допомогою пікнометрів, гідростатичних терезів).

Для визначення густини в'язких рідин, коли неможливий безпосередній замір за допомогою нафтоденсиметра, готують суміш рідини, густину якої досліджують, з розчинником відомої густини у відповідному співвідношенні (наприклад 1:2). Визначають густину суміші, а потім перераховують густину в'язкої рідини за формулою

$$\rho_x = 3\rho_{\text{рід}} - 2\rho_{\text{роз}}, \quad (1.2)$$

де ρ_x , $\rho_{\text{сум}}$ і $\rho_{\text{роз}}$ – густина відповідно в'язкої рідини, суміші та розчинника.

Густина нафтопродукту – важливий його показник, її необхідно знати для обліку витрати і нормування нафтопродуктів у господарствах, оскільки отримують їх з нафтобази в одиницях маси (кг, т), а під час заправляння видають в об'ємних одиницях (л). Окрім того за густиною можна судити про вид нафтопродуктів та їх змішування між собою.

У табл. 1.2 подано значення густини деяких нафтопродуктів.

Таблиця 1.2 Густина нафтопродуктів

Вид нафтопродуктів	Густина, г/см ³
Авіаційний бензин	0,70-0,725
Автомобільний бензин	0,735-0,750
Лігроїн	0,750-0,770
Тракторний керосин	0,820-0,835
Освітлювальний керосин	0,840
Дизельне паливо	0,835-0,860
Солярне масло	0,860-0,880
Дизельне моторне масло	0,890-0,920
Авіаційне масло	0,880-0,905
Карбюраторне моторне масло	0,910-0,930

В'язкість – це властивість рідини чинити опір взаємному переміщенню її шарів під дією зовнішньої сили. Зовнішньою ознакою в'язкості є ступінь рухомості рідини: чим меншою є в'язкість, тим рідина є рухомішою, і навпаки. В'язкість залежить головним чином від хімічного складу і температури нафтопродуктів. Розрізняють динамічну, кінематичну і умовну в'язкості.

Динамічна в'язкість (η) – коефіцієнт внутрішнього тертя. Одиницею вимірювання є Паскаль·секунда (Па·с), яка чисельно дорівнює опору, що виникає під час взаємного переміщення двох шарів рідини площею 1 м², віддалених на 1 м один від одного, зі швидкістю 1 м/с під дією сили в 1 Н. Допускається застосовувати одиницю Пуазу – П(г/см²·с), 1 П = 0,1 Па·с.

Динамічну в'язкість вимірюють у ротаційному або капілярному віскозиметрах. Під час визначення динамічної в'язкості у капілярному віскозиметрі заміряють час витікання рідини через капіляр віскозиметра під дією певного тиску (не нижче 13,3 кПа). Динамічну в'язкість розраховують за формулою:

$$\eta_t = c_\tau P \quad (1.3)$$

де c – постійна віскозиметра; τ – час витікання рідини; P – середнє значення тиску за манометром.

Кінематична в'язкість – питомий коефіцієнт внутрішнього тертя, відношення динамічної в'язкості до густини, за тієї ж температури. Одиниця вимірювання – $\text{м}^2/\text{с}$ або $\text{мм}^2/\text{с} = 10^{-6} \text{м}^2/\text{с}$.

Таким чином, якщо динамічна в'язкість є коефіцієнтом внутрішнього тертя, то кінематична в'язкість є питомим коефіцієнтом внутрішнього тертя.

Кінематичну в'язкість нафтопродуктів зазвичай визначають за допомогою капілярних віскозиметрів ВПЖ-1, ВПЖ-2 та віскозиметра Пінкевича. Перший віскозиметр рекомендується для прозорих рідин за позитивних температур, а другий – для різних рідин у широкому діапазоні температур. Кінематична в'язкість палив дизельних швидкохідних двигунів нормується за 20°C , тихохідних – за 50°C , змащувальних моторних масел – за 100°C .

Визначення кінематичної в'язкості у капілярних віскозиметрах засновано на тому, що в'язкість рідин прямо пропорційна часу протікання однакових їх кількостей через капіляр, який забезпечує ламінарність потоку.

Загальний вид віскозиметра Пінкевича показано на рис. 1.1. Для кожного віскозиметра, що відрізняються один від іншого діаметром капіляра, зазначається його постійна C , яка є відношенням в'язкості ν_{k20} (сСт) калібрувальної рідини за 20°C до часу T_{k20} (с) протікання цієї рідини під дією власної маси також за 20°C з об'єму 1 від мітки a до мітки b через капіляр 2 в розширення 3

$$C = \frac{\nu_{k20}}{T_{k20}} \quad (1.4)$$

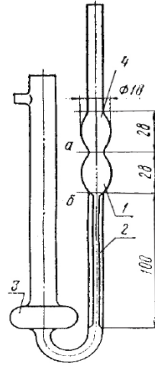


Рис. 1.1. Схема капілярного віскозиметра Пінкевича

Для визначення в'язкості заданого нафтопродукту за температури t за допомогою даного віскозиметра, необхідно його постійну C помножити на час T_t (с) протягом якого рідина з об'єму розширення 1 перетече від мітки a до мітки b , тобто

$$\nu_t = CT_t \quad (1.5)$$

Кількість нафтопродукту для віскозиметра береться в об'ємі двох розширень 1 та 4 .

Умовна в'язкість – величина, яка показує у скільки разів в'язкість нафтопродукту за температури вимірювання більша або менша за в'язкість дистильованої води за температури 20°C . Умовна в'язкість вимірюється у градусах умовної в'язкості ($^\circ\text{ВУ}$).

Для переходу від умовної в'язкості до кінематичної використовують спеціальні таблиці або формулу

$$\nu_t = 10^{-4} \left(0,0731^\circ \text{ВУ}_t - \frac{0,0631}{^\circ \text{ВУ}_t} \right) \quad (1.6)$$

Умовну в'язкість знаходять за допомогою віскозиметра умовної в'язкості. Визначення базується на замірюванні часу витікання 200 мл нафтопродукту за певної температури. Умовну в'язкість підраховують за формулою

$$^\circ \text{ВУ}_t = \frac{\tau''}{c''}, \quad (1.7)$$

де τ'' – час витікання рідини, с; c'' – постійна віскозиметра, с.

Від в'язкості палива залежать його прокачуваність, сумішоутворення і економічність роботи двигуна, а від в'язкості масла – втрати потужності на тертя та спрацювання (зношування) деталей, що труться.

Механічні домішки і вода потрапляють у нафтопродукти під час виготовлення, транспортування, зберігання та видавання. Механічні домішки – тверді частинки органічного і неорганічного походження, які залишаються на паперовому фільтрі після фільтрування певної кількості палива.

Механічні домішки (грунтовий пил, продукти корозії резервуарів, трубопроводів, продукти спрацювання елементів системи живлення тощо) потрапляючи у камери згоряння двигунів, спричиняють інтенсивне спрацювання поршневих кілець, стінок циліндрів. Тому стандартами не допускається наявність механічних домішок у рідких і газоподібних паливах, а в маслах суворо обмежується.

Вода у нафтопродуктах може знаходитися в розчиненому і у вільному станах. Кількість води в розчиненому стані залежить від вуглеводневого складу нафтопродукту і її дуже мало. Як правило, вода потрапляє ззовні та знаходиться у вільному стані. Наявність води в нафтопродуктах є небажаною, тому що вона підсилює корозію металів, прискорює розкладання, спрацювання і вимивання присадок. У зимовий період вода, що знаходиться в нафтопродуктах, утворюючи кристалики льоду, може припинити їх подачу. Тому стандартами не допускається наявність води в рідких і газоподібних паливах, а в маслі її повинно бути не більше 0,03%.

Вміст води у нафтопродуктах визначають за допомогою приладу, показаного на рис. 1.2. Пробу масла в об'ємі 50 мл розчиняють такою ж кількістю бензину, температура кипіння якого близька до температури кипіння води (близько 100°C). Розчин заливають у колбу 1 і туди ж поміщають кілька шматочків пористої речовини (пемзи) для вирівнювання температури кипіння. Під час нагрівання відбувається одночасне випаровування бензину та води, яка знаходиться в маслі. Виникаючі пари конденсуються у холодильнику 3, і рідина стікає у відстійник 2. Вода,

щільність якої є більшою за щільність розчинника, збирається внизу відстійника, а розчинник – над нею. Коли рівень води у відстійнику буде постійним, за градуванням відстійника визначають кількість води, а потім перераховують на процентний вміст.

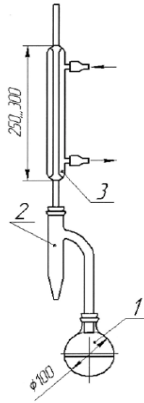


Рис. 1.2. Прилад для знаходження вмісту води у нафтопродуктах

Стабільність нафтопродуктів. Під стабільністю нафтопродуктів розуміють їх здатність зберігати свої властивості в допустимих межах для конкретних експлуатаційних умов. Умовно розрізняють фізичну та хімічну стабільність.

Фізичну стабільність нафтопродуктів визначають як можливість зберігати фракційний склад (зміни викликаються втратою найлегших фракцій в результаті випаровування) і однорідність. Фізичну стабільність оцінюють і контролюють періодично, визначаючи густину, фракційний склад, тиск насиченої пари, температуру помутніння і застигання, вміст механічних домішок і води, а також інші показники.

Під хімічною стабільністю нафтопродуктів розуміють їх здатність зберігати без зміни свій хімічний склад, бо в умовах експлуатації та довготривалого зберігання деякі зі сполук (сірчисті, азотисті, кисневі, металоорганічні) можуть вступати в реакції окислення, полімеризації, конденсації, кінцевим результатом яких є накопичення смолистих речовин, лакових відкладень, нагарів.

Хімічна стабільність нафтопродуктів залежить від складу і будови їх

вуглеводнів. Найбільш схильними до окислення ненасичені вуглеводні, а парафінові, нафтенові та ароматичні вуглеводні окислюються в умовах зберігання порівняно повільно. Кислі сполуки, що утворилися в результаті окислення, самі є каталізаторами подальшого окислення нафтопродуктів. Тому цей процес оцінюють як самоприскорювальний або автокаталітичний. Окислення з підвищенням температури нафтопродуктів прискорюється. В той же час зі збільшенням молекулярної маси вуглеводнів, що входять до складу нафтопродуктів, їх схильність до окислення зменшується, а схильність до конденсації і полімеризації зростає.

Схильність нафтопродуктів до окислення підвищується в присутності води, наявність якої призводить до накопичення речовин, що діють на процес окислення як каталізатори (солі нафтових кислот, оксиди заліза тощо). Каталітичну дію на смолоутворення здійснюють також деякі кольорові метали (свинець, мідь).

В результаті окислення нафтопродуктів утворюються розчинні органічні та смолисті речовини. Розрізняють смоли: фактичні та потенціальні.

Фактичні смоли – це смолисті речовини, які уже присутні в нафтопродуктах. Вміст фактичних смол нормується стандартами і визначається випаровуванням гарячих повітрям певної кількості нафтопродукту (100 мл) за підвищеної температури (для бензину 150°C, дизельного палива 250°C) за залишком в мг, одержаним після випаровування.

Потенціальні смоли – це смолисті речовини, які можуть утворюватися в процесі окислення і полімеризації, головним чином ненасичених вуглеводів нафтопродукту. Визначення вмісту цих смол у нафтопродуктах ще не має загальноприйнятого методу, тому про потенціальні можливості їх до смолоутворення свідчить лише показник стабільності, який оцінюється індукційним періодом. Індукційним періодом називають час, протягом якого нафтопродукт, що знаходиться в умовах сприятливих до окислення, не поглинає кисень.

Для підвищення стабільності нафтопродуктів до них додають спеціальні речовини (присадки) – антиокислювачі (стабілізатори), які здатні обривати

ланцюгові реакції окислення, тим самим збільшуючи індукційний період. Для зменшення каталітичної дії металів у нафтопродукт додають речовини – деактиватори. Це спеціальні сполуки які нейтралізують каталітичну дію кольорових металів.

Корозійні властивості. Одна з основних вимог до нафтопродуктів – це мінімальна корозія металів з якими вони контактують. Під корозією розуміють самовільне руйнування твердих тіл внаслідок хімічних і електрохімічних процесів, що розвиваються на поверхні тіл під час їх взаємодії із зовнішнім середовищем. Корозія металів відбувається внаслідок їх взаємодії з хімічно активними речовинами, що містяться у нафтопродуктах (водорозчинні кислоти, луги, органічні кислоти тощо). Від вуглеводнів нафтопродукту метали не кородують.

Водорозчинні кислоти і луги. В нафтопродуктах наявність водорозчинних (мінеральних) кислот і лугів не допускається. Однак вони можуть потрапити в нафтопродукти під час їх транспортування, зберігання, а також послаблення контролю за процесом очищення. У таких випадках не виключена присутність в нафтопродуктах сірчаної кислоти і сульфокислот та лугів, які спричиняють сильну корозію чорних і кольорових металів (луги спричиняють корозію алюмінію).

Органічні кислоти. Основу органічних кислот складають нафтенові кислоти $R-COOH$, які потрапляють в нафтопродукт з важкими фракціями під час перегонки нафти або продукти, що утворилися внаслідок окислювальних процесів під час зберігання нафтопродуктів. Нафтенові кислоти спричиняють корозію тільки кольорових металів, а утворені ними кислі продукти, діють практично на всі метали.

Органічні кислоти за корозійною активністю є значно слабкішими ніж водорозчинні, тому наявність їх в нафтопродуктах допускається і обмежується у паливах показником “кислотність”, а у змащувальних матеріалах – “кислотним числом”.

Кислотність – кількість (мг) лугу KOH , необхідна для нейтралізації 100 мл палива. Кислотне число – кількість лугу KOH (мг), що необхідна для

нейтралізації 1 г змащувального матеріалу. Кислотність (кислотне число) нафтопродукту визначають шляхом витяжки з нього органічних кислот киплячим етиловим спиртом і подальшим титруванням витяжки спиртовим розчином КОН.

Сірчисті сполуки за корозійною агресивністю поділяють на активні та неактивні. При згорянні як активні, так і неактивні сполуки утворюють сірчистий і сірчаний ангідриди. Дуже важливо під час експлуатації двигунів на паливі з високим вмістом сірки підтримувати оптимальний тепловий режим (рис. 1.3), оскільки в зоні високих температур проявляється газова корозія, а в зоні низьких температур – рідинна корозія.

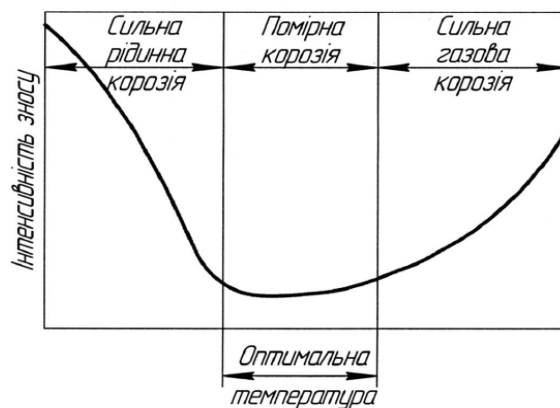


Рис. 1.3. Залежність корозійного зношування від теплового режиму роботи двигуна

Сірка є шкідливою не тільки з точки зору корозійного спрацювання деталей, а також і тому, що під час роботи двигунів на паливі з високим вмістом сірки утворюється більше твердого і щільного нагару, частинки якого, потрапляючи в масло, прискорюють зношування циліндро-поршневої групи та зменшують термін роботи самого масла.

2. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВІМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВІМІРЮВАННЯ ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ

2.1. Установка для виміру вимірювання та контролю якості нафтопродуктів

Розглянемо блок виміру показників якості нафтопродуктів (БВПЯН) установки, яка призначена для автоматизованого вимірювання та контролю якості нафтопродуктів. До складу блок виміру показників якості нафтопродуктів входять:

- вимірювальний перетворювач щільності нафтопродукту з можливістю відключення без зупинки блоку;
- вимірювальний перетворювач вмісту води в нафтопродукті з можливістю відключення без зупинки блоку;
- вимірювальний перетворювач температури в комплекті з термокишенькою з нержавіючої сталі, встановлений в безпосередній близькості від перетворювача щільності;
- термометр, що показує з термокишенню з нержавіючої сталі та із захисною гільзою, встановлений у безпосередній близькості від вимірювального перетворювача щільності;
- вимірювальний перетворювач надлишкового тиску, встановлений у безпосередній близькості від вимірювального перетворювача щільності;
- манометр, що показує;
- автоматичні пробовідбірники (робочий та резервний) з герметичними контейнерами, що забезпечують відбір проб за заданою програмою;
- пристрій для ручного відбору точкових проб;
- витратомір;
- запірні арматури на вході та виході установки для оперативного та аварійного відключення;
- вузли підключення пікнометрів або еталонних густиномірів до кожного вимірювального перетворювача густини.

Лінія вимірювання показників якості призначена для отримання та видачі інформації за такими технологічними параметрами нафтопродукту, як:

- тиску та температура нафти;
- щільності;
- відсоткового вмісту води в нафтопродукті;
- автоматичного або ручного відбору проб.

Вхідний нафтопровід блоку приєднується до щілинного пробовідбірної пристрою (ПВП), що знаходиться на вхідному колекторі установки.

На вході в блок передбачено пристрій, що перемішує – статичний змішувач для створення однорідності середовища. Витрату нафти через блок забезпечує регулюючий клапан.

У технологічній обв'язці блоку передбачено два кульових крани для підключення пікнометра. Пікнометр послідовно підключається до потокового вимірювача щільності і призначений для його перевірки.

Пікнометр – скляна посудина невеликої ємності (кілька см³) та спеціальної форми для визначення густини газоподібних, рідких або твердих речовин, один з найточніших вимірювальних приладів у хімічному світі.

Для вимірювання щільності нафти, що перекачується, встановлений потоковий щільномір. Щільномір складається з вимірювального датчика та блоку електроніки, що монтується всередині корпусу датчика. Електронна частина та вимірювальний датчик утворюють систему для безперервного вимірювання в оперативному режимі густини рідини.

Для контролю температури та тиску встановлені датчики тиску та температури, манометри та термометри.

Трубопровідна обв'язка у низьких точках має вентиля для скидання нафтопродукту в дренажну систему, у високих точках – для наповнення повітря при заповненні трубопроводів.

Блок вимірювання показників якості нафтопродуктів в установці розташовується між блоком фільтрів, вихід якого є входом БВПЯН, та блоком вимірювальних ліній. Вихід БВПЯН безпосередньо з'єднаний із входом

наступного блоку установки. На кожній з цих ділянок установки розташовується запірна арматура, що сприяє відключенню кожного з блоків один від одного у разі надзвичайних ситуацій або планових зупинок установки.

Через щілинний пристрій відбору проб нафтопродукт потрапляє безпосередньо до блоку вимірювання показників якості нафтопродукту. Далі нафтопродукт рухається трубопроводом і потрапляє у зону відбору, у цій установці це дві паралельні гілки (одна робоча і одна резервна) із встановленими ними автоматичними або відбірниками з передбаченими пристроями ручного відбору проб. У режимі повної перевірки якості нафтопродукту (визначається положенням запірної арматури) після зони відбору проб нафтопродукт проходить через потоковий вологомір, в якому визначається відсотковий вміст вологи нафтопродукту. Далі нафтопродукт проходить через вимірник щільності, який вимірює значення щільності вимірюваного середовища. Потім, на виході БВПКН, відбувається безпосередній вимір тиску та температури нафтопродукту, а також здійснюється керування витратою. Як було сказано раніше, вихід БВПАН з'єднаний з вхідним колектором наступного блоку установки для подальшого аналізу.

2.2. Розробка структурної схеми

Комп'ютеризована система для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів заснована на принципі тривірневої ієрархії, що складається з нижнього, середнього та верхнього рівнів.

Нижній рівень включає контрольно-вимірювальні прилади (КВП) і виконавчі механізми, які встановлені на технологічних трубопроводах. На цьому рівні розташовуються виключно місцеві прилади, що показують, і первинні засоби вимірювання.

У проектованій системі на цьому рівні розташовуються вимірювальні перетворювачі та датчики:

- датчик тиску;
- датчик температури;
- датчик вологості;
- датчик щільності;
- датчик витрат.

В якості виконавчого пристрою використовується регулюючий клапан.

Середній рівень виконує збір та первинну обробку інформації із засобів виміру нижнього рівня, контроль параметрів (у даній системі – витрата нафтопродукту), обмін даними з верхнім рівнем системи.

На основі отриманих на середньому рівні даних формуються команди управління програмованого логічного контролера (в автоматичному режимі або за допомогою оператора). У системі середній рівень представлений системою управління, що складається з двох основних елементів: шафи управління – управління за місцем, і операторського щита (дистанційне управління).

На верхньому рівні системи відбувається зосередження, обробка та впорядкування (формування бази даних) інформації з нижніх рівнів. Також передбачається індикація необхідних параметрів, реєстрація та зберігання інформації. На цьому рівні відбувається формування звітної документації та здійснення управління технологічними режимами системи.

Основними складовими верхнього рівня системи є автоматизоване робоче місце оператора, сервера баз даних (основного та резервного) та комутатори.

Автоматизоване робоче місце призначене для візуального подання інформації про систему у зручному для сприйняття вигляді та прийому команд управління від оператора. Серверна частина системи забезпечує зберігання та обробку інформації, а також її обмін.

Структурна схема комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів наведена на рис. 2.1.

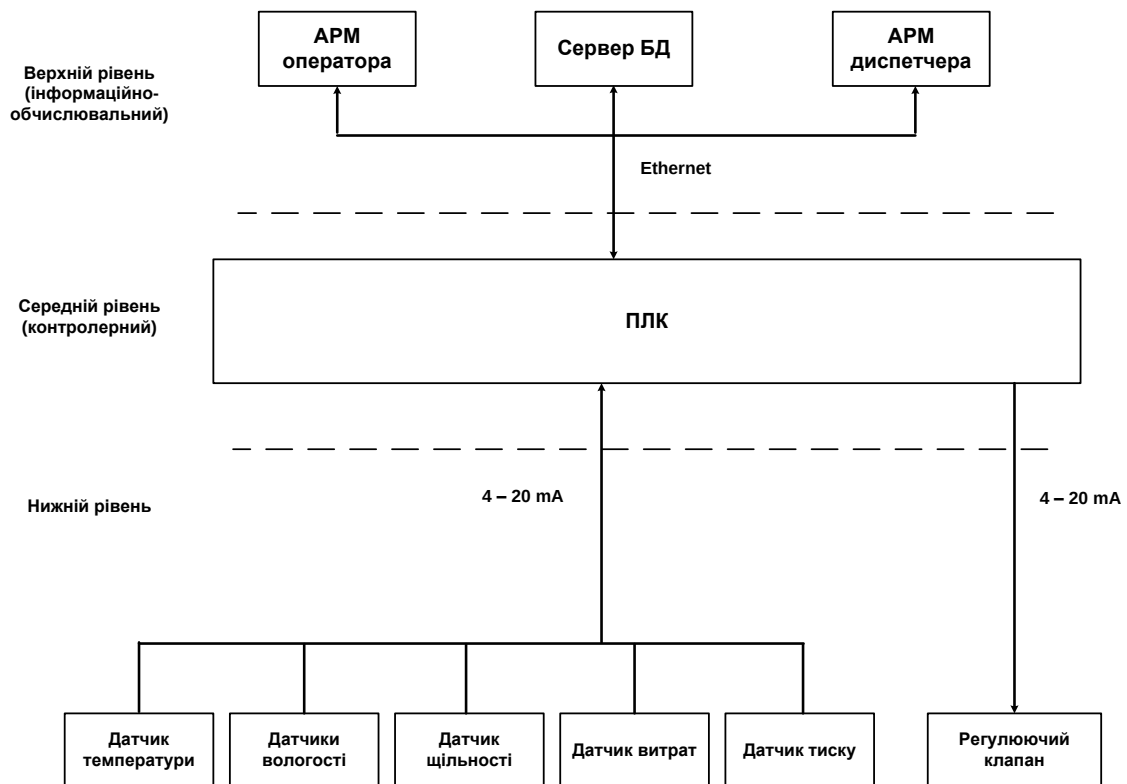


Рис. 2.1. Структурна схема комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів

2.3. Розробка функціональної схеми

Система здійснює автоматичне регулювання витрати нафтопродукту в трубопроводі блоку вимірювання показників якості нафтопродукту.

Система вимірює і контролює такі параметри:

- тиск нафтопродукту в трубопроводі БВПЯН;
- температуру нафтопродукту в трубопроводі БВПЯН;
- щільність нафтопродукту;
- відсотковий вміст води в нафтопродукті.

Функціональна схема автоматизації роботи блоку вимірювання показників якості нафтопродуктів наведена на рис. 2.2.

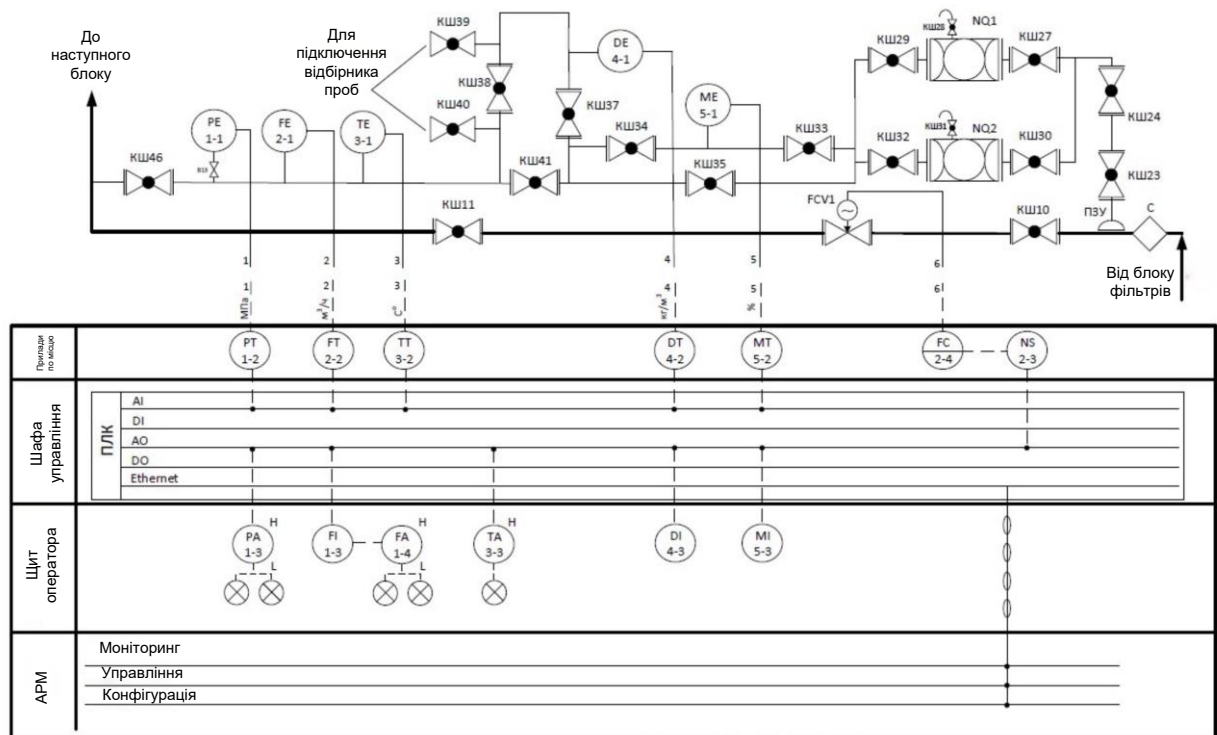


Рис. 2.2. Функціональна схема автоматизації роботи блоку вимірювання показників якості нафтопродуктів

Схема інформаційних потоків

У результаті розробки схеми інформаційних потоків необхідно брати до уваги три рівневу ієрархію системи, тобто три її рівні збору, обробки та зберігання інформації:

- Верхній рівень – рівень архівного зберігання інформації. Інформація цьому рівні являє собою екранні форми/мнемосхеми. В автоматичному режимі на АРМ формуються різноманітні звіти);
- Середній рівень – рівень поточного зберігання інформації. Середній рівень можна назвати сполучною ланкою між потоками інформації від датчиків та систем автоматики до телемеханіки верхнього рівня);
- Нижній рівень (безпосередньо рівень, що відповідає за збирання та обробку отриманих даних з датчиків, тобто аналогові/дискретні сигнали, дані про обчислення або перетворення).

Схема інформаційних потоків блоку вимірювання показників якості

нафтопродуктів наведена на рис. 2.3.

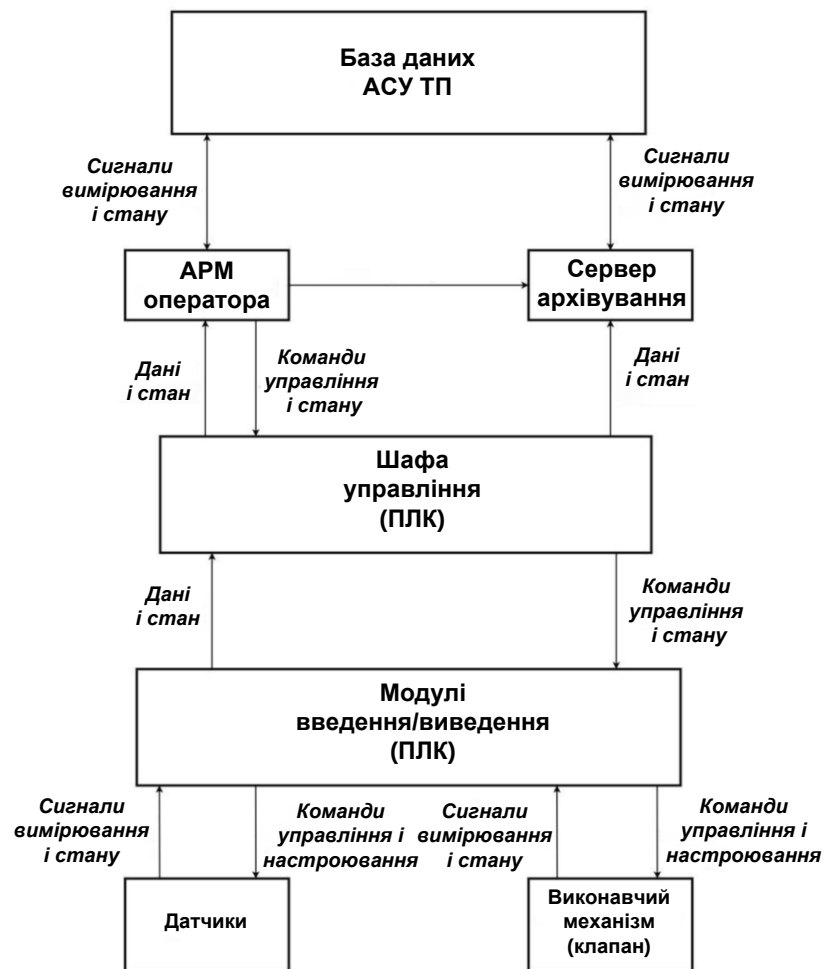


Рис. 2.3. Схема інформаційних потоків блоку вимірювання показників якості нафтопродуктів

2.4. Вимірювальні засоби системи

2.4.1. Вибір витратоміра

Основним регульованим параметром у блоці вимірювання параметрів якості нафтопродуктів системи, що розробляється, є витрата нафтопродукту. У БВПЯН використовується ультразвуковий тип витратомірів. Принцип дії даного приладу ґрунтується на проходженні ультразвукових хвиль через середовище, в даному випадку рідина (нафтопродукт). У пристрої присутні приймач і передавач, що є п'єзоелектричними кристалами. При попаданні в

електричне поле довжина даних кристалів змінюється, тобто. він деформується відповідно до величини та напрямку електричного поля. Розглянемо кілька витратомірів від різних виробників. Для порівняння були обрані Dynasonics TFXL, Ifm electronic SU7000 та Katflow 150. Основними критеріями вибору є:

- діапазон вимірювання;
- похибка вимірювань;
- вихідні сигнали;
- ступінь пило вологозахисту;
- температура зовнішнього середовища.

Характеристики вибраних витратомірів представлені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Характеристики ультразвукових витратомірів

Витратомір	Dynasonics TFXL	Ifm electronic SU7000	Katflow 150
Діапазон вимірюваних діаметрів, мм	від 15 до 3000	від 10 до 3000	від 10 до 6500
Похибка вимірювання, %	1	3	1
Вихідні сигнали	4-20 мА, імпульсний вихід, частотний вихід	4-20 мА, імпульсний вихід	4-20 мА, RS 485 Modbus RTU, Profibus PA и HART
Ступінь пило волого захисту	IP66	IP67	IP67
Температура вимірюваного середовища, °C	-40..+176	-10.. +80	-30..+250

Як видно з таблиці, витратомір Katflow 150 [12] (рис. 2.4) перевершує конкурентів за всіма критеріями вибору.



Рис. 2.4 Витратомір Katflow 150

2.4.2. Вибір датчика температури

Основними характеристиками, за якими проводився вибір датчиків температури, є:

- діапазон вимірювань;
- похибка, що допускається;
- вихідні сигнали;
- ступінь пило вологозахисту;
- температура навколишнього середовища.

Були розглянуті три варіанти датчиків температури: Rosenmount-3144P, WIKA TR10-C та RTD THERMOMETER TR10.

Характеристики вибраних датчиків температури представлені у таблиці 2.2

Таблиця 2.2. Характеристики датчиків температури

Датчик температури	Rosenmount-3144P	WIKA TR10-C	RTD THERMOMETER TR10
Діапазон вимірів, °C	-170..+250	-196..+600	-200..+600
Похибка вимірювання, %	±0.1	±0.2	±0.1
Вихідні сигнали	4-20 mA, HART, FOUNDATION Fieldbus	4-20 mA, HART	4-20 mA, Profibus PA FOUNDATION Fieldbus
Ступінь пило вологозахисту	IP66	IP66	IP68
Температура навколишнього середовища, °C	-40..+85	-10... +80	-40..+70

З даної таблиці, можна дійти висновку, що RTD THERMOMETER TR10 (рис. 2.5) перевищує конкурентів том було обрано саме його [13].



Рис. 2.5 Датчик температури RTD THERMOMETER TR10

2.4.3 Вибір термометра

На трубопроводі БВПЯН крім датчика температури також встановлюється і термометр для миттєвого відображення температури нафтопродуктів в режимі «за місцем».

Вибираємо термометр, що показує ТЛ-4 (рис. 2.6). Скляний ртутний термометр ТЛ-4 призначений для вимірювання температури середовища від 0 до $+55^{\circ}\text{C}$. Також він використовується для перевірки датчика температури [14].

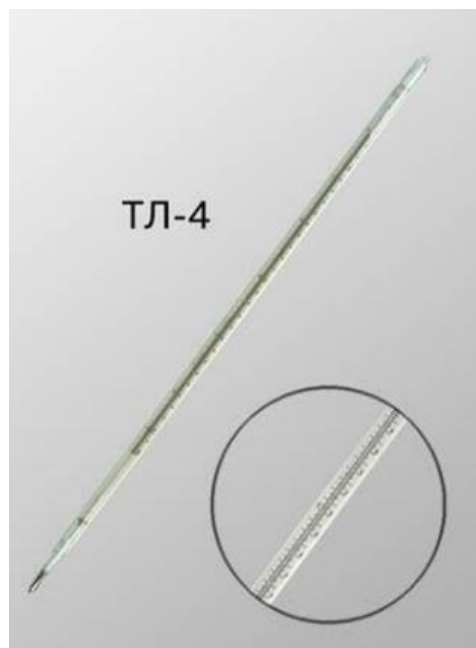


Рис. 2.6 Термометр ТЛ-4

2.4.4 Вибір датчика тиску

Як датчики тиску будемо використовувати датчики надлишкового тиску.

Вибір датчиків тиску ґрунтувався на оцінці наступних показників:

- діапазон вимірювань;
- базова похибка
- вихідні сигнали;
- ступінь пило вологозахисту;

- температура робочого середовища;
- термін служби.

Розглянемо три варіанти датчиків надлишкового тиску: Метран-150TG, Сапфір 22 ДІ та Cerabar M PMP41.

Характеристики датчиків тиску представлені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. Порівняння датчиків тиску.

Датчик тиску	Метран-150TG	Сапфір 22 ДІ	Cerabar M PMP41
Діапазон вимірювання, МПа	0,02-10	0-25	0-40
Похибка вимірювання, %	±0.1	±0.2	±0.2
Вихідні сигнали	4-20 мА, HART	4-20 мА, HART	4-20 мА, Profibus PA, HART
Ступінь пило вологозахисту	IP66	IP66	IP68
Температура робочого середовища, °C	-60..+85	-10... + 80	-40..+125
Строк служби	10	12	15

В результаті порівняння вибираємо перетворювач тиску Cerabar M PMP41 (рис. 2.7) [15]. Принцип дії приладу: пряма дія тиску на керамічну діафрагму викликає її деформацію. Зміна електричної ємності, що вимірюється між електродами на діафрагмі та керамічній основі, пропорційна до зміни тиску. Діапазон вимірювання визначається товщиною керамічної діафрагми. Даний тип сенсора є стійким до перевантаження, має хімічну стійкість, також підходить для застосування у вакуумі. Даний перетворювач тиску відрізняється високим діапазоном температур навколишнього середовища, в якому він працездатний, а також абсолютно не схильний до

вібрацій.

Переваги даного зразка:

- висока точність;
- сенсори, стійкі до перевантажень, гідроударів та вакуумів;
- наявність аналогової та цифрової електроніки;
- корпус із нержавіючої сталі;
- уніфікований спосіб підключення.



Рис. 2.7. Перетворювач тиску Cerabar M PMP41

2.4.5 Вибір манометра

Для спостереження показників тиску на місці необхідна установка манометра на трубопроводі блоку вимірювання показників якості нафти. Вибираємо манометр МПТІ-У2 (рис. 2.8). Основні технічні характеристики манометра МПТІ-У2 представлені таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. Технічні характеристики манометра МПТІ-У2.

Тип приладу	Манометр
Діаметр корпусу, мм	160
Ступінь пило вологозахисту	IP53

Клас точності	0.6
Наявність коректора «0»	з коректором «0»
Температура довкілля, °C	-50..+60
Температура вимірюваного середовища, °C	-50..+70
Між повірочний інтервал	1 рік
Ціна	2500

Робота даного приладу заснована на врівноважуванні тиску, що вимірюється, силами пружної деформації манометричної пружини.



Рис. 2.8. Манометр МПТИ-У2

2.4.6. Вибір вологоміру

Для визначення відсоткового вмісту води в нафтопродукті необхідно використовувати такий пристрій, як вологомір. Було розглянуто три варіанти вологомірів, таких як: потоковий вологомір серії XDT Moisture, вологомір потоковий "УДВН-1пм" та вологомір потоковий модифікації L фірми Phase Dynamics Inc.

Вибір вологоміра ґрунтувався на оцінці таких показників:

- діапазон вимірювань;
- базова похибка;
- вихідні сигнали;
- термін служби;

- температура робочого середовища.

Технічні характеристики вологомірів представлені у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики вологомірів

Вологомір	XDT Moisture	УДВН-1пм	Phase Dynamics Inc
Діапазон вимірювання вмісту вологи, %	0-10	0-6	0-20
Похибка вимірювання, %	±1	±0.05	±0.05
Вихідні сигнали	4-20 мА	4-20 мА	4-20 мА, RS-485 Modbus RTU, HART
Строк служби	10	6	10
Температура навколишнього середовища, °C	-10..+50	+5..+50	-40..+55

За даними таблиці 4. 6 найкращим є вологомір фірми Phase Dynamics Inc (рис. 2.9), зупинимо свій вибір на ньому.

Принцип дії вологоміра заснований на вимірі змінного навантаження генератора мікрохвиль залежно від вмісту вологи середовища. Даний вологомір забезпечує більш високий діапазон вимірювання вмісту вологи нафтопродуктів [16].



Рис. 2.9 Вологомір компанії Phase Dynamics Inc

2.4.7 Вибір вимірювача щільності

Ще одним контрольованим параметром у блоці виміру показників якості нафтопродуктів є щільність, для її визначення необхідно вибрати, який вимірювач щільності використовувати. Було розглянуто три різновиди вимірювачів щільності - DS200 Lemis, ВП 804 і Solartron 7835.

Вибір вимірювача щільності ґрунтувався на оцінці наступних показників:

- діапазон вимірювання;
- базова похибка;
- вихідні сигнали;
- ступінь пило вологозахисту;
- температура робочого середовища;
- ціна.

Технічні характеристики вимірювачів щільності наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 Технічні характеристики характеристик вимірювачів щільності

Вимірювач щільності	DS200 Lemis	БП 804	Solartron 7835
Діапазон вимірів, $\text{кг}/\text{м}^3$	0-2000	0-2000	0-3000
Похибка вимірювання, $\text{кг}/\text{м}^3$	± 0.25	± 0.5	± 0.1
Вихідні сигнали	RS-485 ModbusTRU	4-20 мА, RS-485 Modbus TRU	4-20 мА, RS-485 Modbus RTU
Ступінь пиловологозахисту	IP67	IP67	IP68
Температура робочого середовища, $^{\circ}\text{C}$	-200...+200	+50...+50	-50...+110

Порівнявши характеристики і властивості трьох вимірювачів щільності, можна зробити висновок, що найбільш переважним є Solartron 7835 (рис. 2.10), оскільки він забезпечує найвищу [17].

Принцип роботи вимірювача щільності Solartron є вібраційним: вихідна резонансна частота коливань елемента, що вібрує, змінюється в залежності від щільності проходить через перетворювач рідини. Підтримуючи ці коливання та вимірюючи їх частоту електронними засобами, можна визначити щільність рідини.



Рис. 2.10. Вимірювач щільності Solartron 7835

2.5. Програмований логічний контролер

Однією з найважливіших складових автоматизованої системи є логічний контролер, що програмується. Вибираємо контролер фірми OMRON CJ1M.

Контролери CJ1 (рис. 2.11) призначені для високошвидкісних завдань, що вимагають високої точності, надійності та багатофункціональності. Широкий набір стандартних модулів введення/виведення (8,16, 32 і 64 точки) та великий набір спеціальних модулів (аналогові, температурні, мережеві, модулі позиціонування та ін.) дозволить найбільш оптимально вирішити завдання автоматизації, як локальних об'єктів, так і розподілених систем. CJ1 підтримує найбільш поширені мережі та дозволяє обробляти дані з панелей оператора, температурних контролерів, частотних регуляторів та інших пристроїв. При використанні Ethernet або ControllerLink можна передавати великі потоки інформації на верхній рівень та інші мережі. Використання протоколу MACRO дозволить забезпечити зв'язок із 32 пристроями на кожен порт. Наявність PC Card (флеш карти) забезпечує зберігання великих обсягів

інформації будь-якого типу та можливість зручної обробки записаних даних. Підтримка протоколу FINS забезпечить прозорий зв'язок з вузлами різного рівня, що знаходяться в багаторівневій мережі [18].

Можливості:

- Компактний (висота 90 мм, глибина 65 мм);
- Високошвидкісний, 0,08 мкс - базова інструкція;
- Структурне програмування;
- Час виконання типової програми -1мс;
- До 1280 точок введення/виведення;
- Широкий набір модулів⁴
- Ethernet: E-mail, FTP;
- ControllerLink, DeviceNet, Compobus/S, Profibus DP;

Модуль контролера, основні характеристики:

- Тип побудови – модульний;
- Макс. кількість точок цифрового введення/ виведення - 320 -

2560

- Час виконання (бітові команди) - 0,10 - 0,02 мкс;
- Пам'ять програм - 10000 - 120000 кроків;
- Пам'ять даних – 32000 – 256000 слів;
- Карта пам'яті CompactFlash - до 64 Мбайт;
- Номінальна напруга живлення – 24В;
- споживана потужність - 25Вт;
- тип внутрішнього ПЗ - багатозадачна (до 32 завдань), підтримка

обчислень з плаваючою комою;

- Робоча температура довкілля - 0 до 50°C;
- Середовище програмування - CX ONE і CX Programmer.



Рис. 2.11. Модуль центрального процесора OMRON CJ1M

2.6. Вибір виконавчого механізму

Жодна система автоматичного управління не обходиться використання виконавчого механізму, тобто. пристрої, що реалізує керуючий вплив безпосередньо на об'єкт управління, фізично цей вплив реалізується при механічному переміщенні регулюючого органу.

Як виконавчий механізм було обрано блок управління вибухозахищений СОКРАТ-РЗ (рис. 2.12). Основна сфера застосування цього блоку – системи управління технологічними об'єктами транспорту рідин та газів у вибухонебезпечних зонах класів 1 та 2, приміщень та зовнішніх установок, у яких можливе утворення пароповітряних та газоповітряних вибухонебезпечних сумішей. Цей блок у складі електроприводу забезпечує виконання наступних функцій:

- безконтактне реверсивне керування АТ;
- контроль зусилля на вихідній ланці ЕП;
- автоматичну зупинку ЕП при перевищенні зусилля на вихідній ланці ЕП вище за задане;
- контроль положення вихідної ланки ЕП, незалежно від наявності напруги живлення на блоці, за допомогою багатооборотного оптоелектронно-механічного абсолютного кодеру положення;
- автоматичну зупинку ЕП у заданих та кінцевих положеннях;

- місцеве та дистанційне управління ЕП;
- дистанційну сигналізацію стану ЕП;
- місцеву цифрову та світлову індикацію режимів та параметрів роботи блоку;
- захист ЕП від аварійних режимів роботи;
- архівування подій, команд та аварій блоку в енергонезалежній пам'яті].



Рис. 2.12. Блок управління СОКРАТ-РЗ

2.7. Розробка схеми зовнішніх проводок

Схему зовнішніх електричних проводок наведено у додатку. Система включає наступні прилади:

- датчик витрати Katflow 160;
- датчик температури RTD THERMOMETER TR10;
- датчик тиску Cerabar M PMP41;
- вимірювач щільності Solartron 7538;
- вологомір фірми Phase Dynamics Inc.

Для передачі сигналів датчиків польового рівня на операторський щит

був обраний контрольний кабель з струмопровідною мідною жилою в ПВХ оболонці з ПВХ ізоляцією (КВВГ Енг 4х1,5), де 4 - кількість жил, а 1,5 - перетин жил.

Елементи конструкції кабелю:

- мідна однодротяна струмопровідна жила круглої форми;
- ізоляція з полівінілхлоридного пластикату. Ізольовані жили кабелів скручені. У кожному з них є лічильна пара. Ізольовані жили цієї пари відрізняються за кольором один від одного та від інших жил;
- оболонка з полівінілхлоридного пластикату [19].

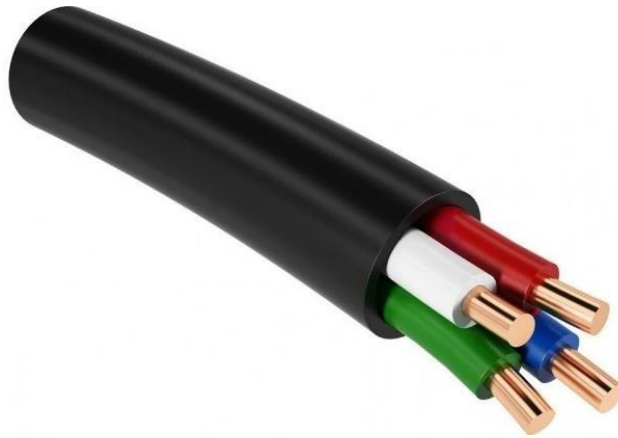


Рис. 2.13 Кабель КВВГ

Кабель КВВГ застосовується для прокладання в каналах, тунелях в умовах агресивного середовища, у приміщеннях, за відсутності механічних впливів на кабель.

3. РОЗРОБКА МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ

3.1. Аналіз методів і засобів вимірювання щільності нафтопродуктів

Прилади, які призначені для вимірювання щільності речовин, називають густиномірами. Слід зазначити, що роль і значення густиномірів з року в рік постійно зростає. Крім того, подальше вдосконалення використовуваних вимірювальних і обчислювальних технологій змінює і вимоги, що пред'являються до густиномірів [20].

Перерахуємо основні вимоги, що пред'являються до густиномірів:

- висока точність;
- висока швидкодія;
- висока надійність;
- однозначність показань;
- багатофункціональність;
- працездатність в складних експлуатаційних умовах;
- довговічність;
- низька вартість.

Слід зазначити, що існуючі в даний час методи і засоби вимірювання щільності нафти і нафтопродуктів мають також ряд недоліків. Тому виникає необхідність проаналізувати їх і вибрати з числа існуючих метод, який є найбільш актуальним та перспективним.

В основу класифікації сучасних густиномірів можна покласти чотири основних ознаки:

- метод вимірювання;
- різновид реалізації методу;
- кошти, які реалізують метод;
- особливості конструкції.

За методом вимірювання усі існуючі густиніміри підрозділяються на наступні типи (рис. 3.1) [20]:

- ультразвуковий (акустичний);
- вібраційний;
- гідродинамічний;
- гідростатичний;
- ємнісний;
- об'ємно-ваговий;
- поплавково-ваговий;
- оптичний;
- радіоізотопний.



Рис. 3.1 Класифікація густинімірів за методом вимірювання

3.2 Ультразвуковий (акустичний) метод вимірювання щільності

В основі ультразвукового (акустичного) методу вимірювання щільності лежить залежність значення щільності речовини від швидкості поширення ультразвуку в цій речовині. Важливо відзначити, що застосування для вимірювання щільності речовини ультразвуком є в даний час новим і одним з перспективних напрямків розвитку сучасних густинімірів [20].

Акустичні густиніміри є засобами вимірювань, у яких вихідний сигнал несе вимірювальну інформацію, залежить від акустичних властивостей контролюваного рідкого середовища.

Звукові коливання з частотою 20 кГц (і вище), які створюються електроакустичним вібратором (випромінювачем), проходять через

контрольоване рідке середовище і реєструються приймачем, який розташований на певній відстані від випромінювача.

Швидкість поширення C поздовжніх акустичних коливань в речовині можна визначити по наступній формулі

$$C = \sqrt{\frac{K}{\rho}} = \sqrt{\frac{1}{\chi\rho}}, \quad (3.1)$$

де: K - модуль всебічного стиску, Па;

ρ - щільність речовини, кг/м³;

χ - коефіцієнт стиснення, м²/Н.

Таким чином, за швидкістю поширення ультразвуку можна судити про щільність контрольованої речовини.

Тобто, використовуючи п'єзоелектричний перетворювач, який акустично контактує з вимірюваним рідким середовищем, можна отримати вихідний сигнал у вигляді напруги, що є функцією акустичного опору, а, отже, і мірою щільності.

Слід зауважити, що поширення ультразвукових хвиль у будь-якій речовині також супроводжується таким процесом як поглинання звукової енергії, яке характеризується в свою чергу коефіцієнтом поглинання α . При цьому інтенсивність ультразвуку I при проходженні відстані d зменшується згідно закону:

$$I = I_0 e^{-2\alpha \cdot d}, \quad (3.2)$$

де: I_0 - початкова інтенсивність ультразвуку, Вт/м²;

α - коефіцієнт поглинання, м⁻¹;

d - відстань, м.

Ультразвукові густиноміри за різновидністю реалізації методу поділяються на три типи: швидкісні, імпедансні і імпедансно-швидкісні густиноміри.

Швидкісні ультразвукові густиноміри використовують в основному для контролю щільності однорідних речовин, сумішей речовин і газів, а також бінарних розчинів.

Імпедансні густиноміри вимірюють щільність бінарних розчинів, сумішей

рідин або газів, однорідних твердих і газоподібних речовин.

Принцип дії імпедансному-швидкісних густиномірів поєднує імпедансний і швидкісний способи вимірювання. Такі густиноміри є в даний час найбільш перспективними завдяки безконтактності вимірювання і широкої номенклатури контрольованих речовин.

Перевагами ультразвукового методу вимірювання щільності є:

- висока чутливість методу;
- його безконтактність;
- можливість проведення досліджень в потоковому режимі;
- його безінерційність;
- його незалежність від властивостей досліджуваного середовища.

Недоліками даного методу є:

- складність його технічної реалізації;
- необхідність видалення бульбашок газу з контрольованого рідкого середовища.

Серед ультразвукових густиномірів можна виділити прилади наступних компаній: «TOBIAS Associates» (США), «Cole Mills Limited» (США), Flixim (Німеччина), Haffmans BV (Нідерланди).

У Китаї виробництвом ультразвукових густиномірів займається компанія WESS GLOBAL, INC. У таблиці 3.1 представлені основні технічні характеристики густиноміра ENV200.

Таблиця 3.1 Технічні характеристики густиноміра ENV200

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/ м ³	0 - 2000
Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	2

Умови експлуатації:	
- Споживаний струм, НЕ більше, мА	20
- Діапазон температури навколишнього повітря, °C	-20 ... + 70
Інтерфейс	RS232
Середній термін служби, років	10

3.3 Вібраційний метод вимірювання щільності

За основу принципу роботи вібраційного густиноміру взята залежність параметрів пружних коливань, які повідомляються трубці (судині) з досліджуваним рідким середовищем або вміщеної в неї тіла, з одного боку, і щільністю рідкої речовини - з іншого боку. Мірою щільності в цьому випадку може бути або амплітуда коливань при постійній частоті, або частота власних коливань резонатора [20].

Датчик вібраційного густиноміра представляє собою тонкостінний циліндр зі стали. У середині циліндра розташована електронна автоколивальна система, яка повідомляє циліндру безперервні коливання. Коливання циліндра передаються рідкому середовищу, яке його оточує. Причому частота даних коливань більша, чим менша щільність контрольованого рідкого середовища.

Частоту коливань резонатора можна визначити за наступною формулою:

$$f = \frac{\lambda^2}{2 \cdot \pi} * \sqrt{\frac{E \cdot I}{m \cdot l^3}}, \quad (3.3)$$

де:

λ - постійна, що залежить від умов закріплення трубки;

E - модуль пружності матеріалу трубки;

I - момент інерції поперечного перерізу;

m - маса трубки;

l - довжина трубки.

У вібраційних густиномірів чутливі елементи можуть бути виконані у вигляді циліндрів, трубок або пластин, які закріплені в нерухомих підставах.

Чутливий елемент вимірювального перетворювача знаходиться в автоколивальному режимі руху спеціальною системою збудження, яка складається з двох розташованих хрест на хрест котушок.

В якості основних переваг вібраційних густиномірів необхідно відзначити:

- висока чутливість;
- висока точність;
- висока надійність;
- можливість проводити вимірювання при високих тисках для різноманітних середовищ;
- безпосереднє перетворення вимірюваної щільності рідкого середовища в частоту вихідного сигналу.

До недоліків вібраційних густиномірів можна віднести:

- нелінійність шкали;
- необхідність застосування спеціальних засобів по усуненню впливу температури і тиску навколишнього рідкого середовища на параметри резонатора.

Виробництвом вібраційних густиномірів займаються такі компанії:

TOBIAS Associates (США), AFT (США), Mettler-Toledo (Швейцарія), Lemis Baltic (Латвія).

У Китаї виробництвом вібраційних густиномірів займається компанія Hangzhou Shuanghong Automation Equipment Co., Ltd. У таблиці 3.2 представлені основні технічні характеристики густиноміру SHFDT.

Таблиця 3.2 Технічні характеристики густиноміра SHFDT

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/ м ³	0 - 3000
Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	1
Умови експлуатації: - Споживаний струм, НЕ більше, мА - Діапазон температури навколишнього повітря, °C	20 -40 ... + 85
Інтерфейс	RS232, RS485
Середній термін служби, років	10

3.4 Гідростатичний метод вимірювання щільності

Принцип дії гідростатичних густиномірів заснований на вимірюванні тиску стовпа рідкого середовища постійної висоти. При цьому значення тиску буде пропорційне щільності рідини [20].

Необхідно відзначити, що в цьому випадку немає особливої необхідності забезпечувати постійний рівень рідкого середовища в резервуарі. В якості вимірювального пристрою вистачить використовувати диференціальний манометр. При такому варіанті підключення дифманометр вимірює різницю тисків Δp , які створюються двома стовпами рідкого середовища H_1 і H_2 .

Відзначимо, що різниця ΔH стовпів рідкого середовища в цьому випадку постійна при будь-якому рівні рідини в резервуарі, і перепад тисків буде залежити тільки від щільності контрольованої рідини.

Диференціальний гідростатичний густиномір в своєму складі містить два вимірювальних датчика тиску, які встановлені по вертикалі на певній відстані один від одного і підключені до диференціального манометру.

Важливо зауважити, що використання в якості вимірювального пристрою диференціального манометра в гідростатичних густиномірах дозволяє застосовувати подібного типу густиноміри в резервуарах з

надлишковим тиском, так як в цьому випадку тиск надає однаковий вплив на обидві камери диференціального манометра і не дає впливу на результат вимірювання щільності.

Гідростатичні густиноміри можна розділити на дві групи:

- вимірювальні прилади, які безпосередньо вимірюють значення тиску стовпа рідкого середовища;
- вимірювальні прилади, які вимірюють значення тиску стовпа рідкого середовища непрямим методом. В цьому випадку, наприклад, може бути використаний п'єзометричний метод.

Перевага гідростатичних густиномірів полягає в тому, що в рідке середовище не занурюються рухливі частини вимірювального приладу. Такі густиноміри можна використовувати для вимірювання щільності в'язких рідин і рідких середовищ, які насичені газом. Крім того, такий тип густиномірів можна використовувати як для відкритих, так і для закритих резервуарів.

Зауважимо, що пружинні датчики щільності є різновидом гідростатичних густиномірів. У пружинних густиномірів зміна щільності вимірюваного рідкого середовища викликає деформацію пружних чутливих елементів, які розміщуються в контрольованому рідкому середовищі.

У Китаї виробництвом гідростатичних густиномірів займається компанія JINAN JIECHUANG AUTOMATION INSTRUMENT посилання CO, Ltd. В таблиці 3.3 представлені основні технічні характеристики густиноміра JCL21.

Таблиця 3.3 Технічні характеристики густиноміра JCL21

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/ м ³	0 - 3000
Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	2
Умови експлуатації: - Споживаний струм, НЕ більше, мА	20

- Діапазон температури навколишнього повітря, °C	-25 ... + 85
Інтерфейс	RS485
Середній термін служби, років	4

3.5 Ємнісний метод вимірювання щільності

Ємнісний метод вимірювання щільності заснований на вимірюванні значення ємності конденсатора, що складається з вимірювальних електродів, занурених у контрольовану рідину і безпосередньо самим рідким середовищем, контроль параметрів якого здійснюють [20].

Діелектрична проникність є параметром матеріалу, який характеризує здатність даного матеріалу утворювати електричну ємність. Діелектрична проникність показує у скільки разів, збільшиться ємність конденсатора в порівнянні з вакуумом, якщо між пластинами конденсатора помістити даний матеріал, не змінюючи при цьому габарити конденсатора.

Запишемо математичний вираз, що визначає опір ділянки речовини що міститься між пластинами конденсатора:

$$R = \frac{\rho}{l}, \quad (3.4)$$

де:

R - опір ділянки середовища;

ρ - щільність вимірюваного середовища;

l - приведена довжина конденсатора.

Запишемо математичний вираз, що визначає ємність конденсатора:

$$C = \varepsilon_0 * \varepsilon * l, \quad (3.5)$$

де:

C - ємність ділянки середовища;

ε_0 - електрична постійна;

ε - діелектрична проникність речовини що міститься між пластинами конденсатора.

Тоді:

$$C * R = \varepsilon_0 * \varepsilon * \rho, \quad (3.6)$$

Звідки

$$C = \frac{\varepsilon_0 * \varepsilon * \rho}{R}, \quad (3.7)$$

Таким чином, ємність конденсатора залежить від діелектричної проникності і щільності контрольованого середовища.

Важливо зауважити, що густиноміри даного типу можна використовувати для вимірювання як не електропровідних, так і електропровідних рідких середовищ. Якщо рідке середовище є електропровідним, то в цьому випадку застосовують первинні вимірювальні перетворювачі з одним вимірювальним електродом, який покривають шаром ізоляції. Другим вимірювальним електродом в цьому випадку є контрольоване рідке середовище. Крім того, покази таких густиномірів залежать від діелектричної проникності контрольованого середовища, яке може змінюватися при зміні температури.

Зауважимо, що істотно зменшити вплив температури на показання можна за допомогою застосування компенсаційних ємностей.

Перерахуємо переваги ємнісних густиномірів:

- висока надійність;
- простота, зручність монтажу та обслуговування;
- можливість проводити вимірювання в широкому діапазоні тиску для різноманітних середовищ;
- можливість проводити вимірювання в широкому діапазоні температур для різноманітних середовищ;
- придатні для вимірювання щільності як агресивних, так неагресивних рідких середовищ;
- потенційно висока точність вимірювань.

До недоліків ємнісних густиномірів відносять:

- висока чутливість до зміни електричних властивостей контрольованого рідкого середовища;
- налипання контрольованого рідкого середовища на вимірювальні елементи первинного перетворювача;
- поява, внаслідок хімічної активності рідкого середовища, на вимірювальних елементах первинного перетворювача електропровідної плівки.

Серед сучасних вимірювальних приладів цього типу можна вказати густиноміри TOBIAS Associates (США).

У Китаї виробництвом ємнісних густиномірів займається компанія Sengxi.

У таблиці 3.4 представлені основні технічні характеристики густиноміра FWC & D-A1.

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/ м ³	0 - 1000
Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	2
Умови експлуатації: - Споживаний струм, НЕ більше, мА - Діапазон температури навколишнього повітря, °С	20 -40 ... + 65
Інтерфейс	RS485
Середній термін служби, років	12

3.6 Об'ємно-ваговий метод вимірювання щільності

Об'ємно-ваговий метод заснований на безперервному зважуванні деякого постійного обсягу контрольованого рідкого середовища, що протікає по трубі (каналі). Щільність даного рідкого середовища потім розраховують по відомому співвідношенню [20]:

$$\Delta G = 0.25 * \pi * d^2 * (\pi * R + 2 * L) * (\rho - \rho_0) * g, \quad (3.8)$$

де:

d - внутрішній діаметр труби;

R - радіус вигину труби;

ρ - початкове значення щільності рідкого середовища;

ρ - поточне значення щільності рідкого середовища.

Таким чином, зміна щільності рідкого середовища призводить до відповідної зміни ваги речовини.

За різновидом реалізації даний метод вимірювання щільності підрозділяється на кілька варіантів: п'єзометричний, об'ємометричний, пікнометричний, адсорбційний і дилатометричний.

Для технічної реалізації зазначених вище способів об'ємно-вагового методу вимірювання щільності рідких середовищ використовують відповідно наступні вимірювальні засоби: п'єзометри, об'ємоміра, ареопікнометри і мікропікнометри, адсорбційні густиноміри і дилатометри.

Для дослідження залежності значень щільності рідкого середовища від значень тиску і температури використовують п'єзометри. Відзначимо, що в даний час існують два різновиди п'єзометрів: постійного і змінного обсягу. У п'єзометрах першого типу вимірюють масу рідкого середовища, а обсяг п'єзометра весь час залишається постійним. При цьому маса рідини є змінною величиною, яка залежить від значень температури і тиску контрольованої речовини. Для другого типу п'єзометрів виміряна маса контрольованого рідкого середовища є постійною величиною, а обсяг змінюється зі зміною значень температури і тиску.

Робота сучасних моделей пікнометричних густиномірів заснована на безперервному зважуванні обсягу зразка рідкого середовища, що протікає по каналу. Необхідно відзначити, що в даний час існує декілька різновидів пікнометрів. Застосування зазначених засобів вимірювання визначається властивостями досліджуваного рідкої речовини, її кількістю і значенням необхідної точності при вимірюванні щільності.

Однією з різновидів сучасного пікнометра є ареопікнометри. Відзначимо, що ареопікнометри використовують для вимірювання щільності рідких середовищ малих обсягів.

Дилатометри представляють собою калібрований посуд з вузькою горловиною, на якому розміщується кільцева мітка. Форма у такого посуду може бути або циліндричної, або ковба подібної форми. Контрольоване рідке середовище з відомим значенням маси в процесі виконання вимірювань наповнює такий посуд. Обсяг речовини в цьому випадку визначають шляхом вимірювання значення висоти рівня рідкого середовища до мітки на горловині з допомогою катетометру. Шукане значення щільності рідини потім визначають по формулі.

Основними перевагами об'ємно-вагового методу є:

- незалежність показань від властивостей рідкого середовища;
- незалежність показань від швидкості протікання рідкого середовища;
- можливість застосування для в'язучих рідких речовин;
- можливість проводити вимірювання при підвищеному значенні тиску;
- відсутність осадження на вимірювальному перетворювачі твердих частинок, які присутні в потоці контрольованого рідкого середовища;

До недоліків об'ємно-вагового методу відносять:

- обов'язковою умовою проведення вимірювань є відсутність газових включень (бульбашок) в потоці контрольованого рідкого середовища.

Густиноміри, в яких реалізований даний метод вимірювання, виробляють такі компанії як Elcometer Limited (Великобританія), Simax (Чехія), Euro Sistem Srl (Італія), Spectro (США).

У Китаї виробництвом об'ємно-вагових густиномірів займається компанія Bei Shi De. У таблиці 3.5 представлені основні технічні характеристики густиноміра 3H-2000TD.

Таблиця 3.5 Технічні характеристики густиноміра 3H-2000TD

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/м ³	0 - 9999

Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	0,0001
Умови експлуатації: - Споживаний струм, НЕ більше, мА - Діапазон температури навколишнього повітря, °С	20 0 ... + 40
Інтерфейс	RS485
Середній термін служби, років	12

3.7 Поплавково-ваговий метод вимірювання щільності

В даний час найбільш простими засобами вимірювання щільності, які використовуються у рідких середовищах, є ареометри [20].

В основі даного методу вимірювання покладено закон Архімеда. Згідно цього методу спочатку вимірюють значення виштовхувальної сили, яка діє на занурений в контрольоване рідке середовище, поплавков. Потім розраховують значення щільності рідкого середовища, використовуючи наступне співвідношення:

$$F(x) = \rho_0 * g \int_{h-x}^h S(x)dx + \rho * g \int_0^x S(x)dx, \quad (3.9)$$

де:

ρ_0 - щільність газового середовища над рідиною;

g - прискорення вільного падіння;

ρ - щільність рідкого середовища, в яке занурений поплавок;

S - площа перетину поплавка.

Існують два різновиди технічної реалізації поплавково-вагових густиномірів (ареометрів): з повністю або частково зануреним поплавцем. У вимірювальних приладах першого типу (з повністю зануреним поплавцем) вимірюють діючу на поплавок виштовхуючу силу, значення якої буде пропорційне значенню щільності нафтопродуктів. Мірою щільності нафтопродуктів в вимірювальних приладах другого типу є значення глибини занурення поплавка, що має певну форму і постійну масу.

Ареометри постійної маси (з плаваючим поплавцем) застосовують для визначення щільності однорідних і чистих рідин. Ареометри даного типу представлені безліччю різновидів в залежності від конструктивного виконання і форми поплавця. Головний недолік у таких ареометрів є низька точність вимірювання. Крім того, у ареометрів даного типу існує проблема забруднення поплавка, яка вирішується шляхом ультразвукового впливу на поплавок або використання примусової вібрації поплавка. Однак таке технічне рішення проблеми забруднення поплавка призводить до значного ускладнення структури побудови засоби вимірювання.

Незважаючи на необхідність виконання попередньої підготовки проби, ареометри постійного об'єму (з повністю зануреним поплавцем) мають більш рівномірну шкалу, ніж ареометри постійної маси і мають меншу похибку вимірювання.

Сучасні прилади даного типу випускають ряд компаній: TOBIAS Associates (США), Lemis Baltic (Латвія).

У Китаї виробництвом поплавково-вагових густиномірів займається компанія Beijing Instrument Connaught Electronic Technology Co., Ltd. У таблиці 3.6 представлені основні технічні характеристики густиноміра DH-300L.

Таблиця 3.6 Технічні характеристики густиноміра DH-300L

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/ м ³	0 - 9999
Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	1
Умови експлуатації: - Споживаний струм, НЕ більше, мА - Діапазон температури навколишнього повітря, °C	20 <100
Інтерфейс	RS232
Середній термін служби, років	7

3.8 Оптичний метод вимірювання щільності

Необхідно відзначити, що даний метод вимірювання щільності рідкого середовища може бути реалізований на ефекті Фізо - Фрінелі або на ефекті Доплера. Ефект Фізо - Фрінелі полягає в захопленні світла рухливого рідкого середовища, а ефект Доплера полягає в розсіюванні світла рухомими частинками рідкого середовища [20].

Залежно від технічної реалізації даного методу розрізняють кілька різновидів засобів вимірювань:

- калориметричні густиноміри;
- нефелометричні густиноміри;
- поляриметричні густиноміри;
- Рефрактометричні густиноміри

Калориметр представляє собою прилад, призначений для вимірювання кількості теплоти, що виділяється або поглинається у будь-якому фізичному або хімічному процесі.

Нефелометр є оптичним приладом, який дозволяє виміряти ступінь каламутності рідкого середовища по інтенсивності розсіювання рідиною світла. Поляриметр представляє собою прилад, який дозволяє вимірювати кут обертання площини поляризації, викликаной оптичною активністю рідкого середовища.

Рефрактометр являє собою прилад, який дозволяє вимірювати показник заломлення світла в рідкому середовищі.

Густиноміри принцип роботи, яких заснований на оптичному методі, випускають такі компанії як Spectro (США), Euro Sistem Srl (Італія). У Китаї виробництвом оптичних густиномірів займається компанія Yite Nuo Electronic Technology Co., Ltd. У таблиці 3.7 представлені основні технічні характеристики густиноміра DM8.

Таблиця 3.7- Технічні характеристики густиноміра DM8

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/ м ³	0 - 9999

Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	0,1
Умови експлуатації: - Споживаний струм, НЕ більше, мА - Діапазон температури навколишнього повітря, °С	20 +15 ... +100
Інтерфейс	RS232 , USB
Середній термін служби, років	20

3.9 Радіоізотопний метод вимірювання щільності

Радіоізотопний метод заснований на вимірюванні ослаблення проникаючої радіації при проходженні через досліджуване рідке середовище.

Слід зазначити, що радіоізотопний метод вимірювання щільності застосовують для безперервних вимірювань. Радіоізотопні густиноміри є безконтактними засобами вимірювання щільності рідких середовищ і застосовуються для контролю дуже агресивних середовищ з високою в'язкістю або при перебуванні під високим тиском. Радіоізотопні густиноміри використовують тільки в тих випадках, коли інші типи густиномірів не застосовуються [20].

У радіоізотопних густиномірах рідких середовищ використовують бета-випромінювання або гамма-випромінювання. Бета-випромінювання являє собою потік позитронів або електронів. Гамма-випромінювання - це електромагнітні коливання, у яких дуже мала довжина хвилі. Важливо відзначити, що гамма-промені характеризуються більш проникаючою здатністю у порівнянні з бета-частинками. Проходження гамма-променів через рідку речовину супроводжується послабленням їх інтенсивності. З допомогою гамма-випромінювання виміряти значення щільності рідкої речовини можливо двома способами.

Найважливішою перевагою радіоізотопних густиномірів є можливість виконувати вимірювання щільності рідких речовин розташованих в важкодоступних місцях.

Недоліками такого типу густиномірів є залежність показань від фізичних властивостей досліджуваного зразка і складність технічної реалізації.

У Китаї виробництвом радіоізотопних густиномірів займається компанія Haiming Technology Co., Ltd. У таблиці 3.8 представлені основні технічні характеристики густиноміра HDS-DN.

Таблиця 3.8- Технічні характеристики густиноміра HDS-DN

Характеристики	Значення
Діапазон вимірювання щільності, кг/ м ³	400 - 4000
Абсолютна похибка вимірювання, кг/ м ³	4
Умови експлуатації: - Споживаний струм, НЕ більше, мА - Діапазон температури навколишнього повітря, °С	20 0 ... +45
Інтерфейс	RS485
Середній термін служби, років	20

3.10 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" [21].

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 (1):

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2 + \delta_7^2)}, \quad (3.10)$$

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 [21]:

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

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

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

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 [21]:

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

Додаткова похибка, яку вносить перешкоди різного виду, встановлюється рекомендаціями [21]:

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

Додаткова похибка, яку вносить тиск вимірюваного середовища, встановлюється рекомендаціями [21]:

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

Додаткова похибка, яку вносять інші фактори, встановлюється рекомендаціями [21]:

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

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 щільності не перевищує допустимої розрахункової похибки. Отже, прилад придатний для використання.

4. РОЗРОБКА ПРОГРАМНО - АЛГОРИТМІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ

4.1. Блок-схема алгоритму роботи системи

Блок-схема алгоритму роботи комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів наведено на рис. 4.1.



Рис. 4.1. Блок-схема алгоритму роботи комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів

Блок-схема алгоритму опитування датчиків комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів наведено на рис. 4.2.

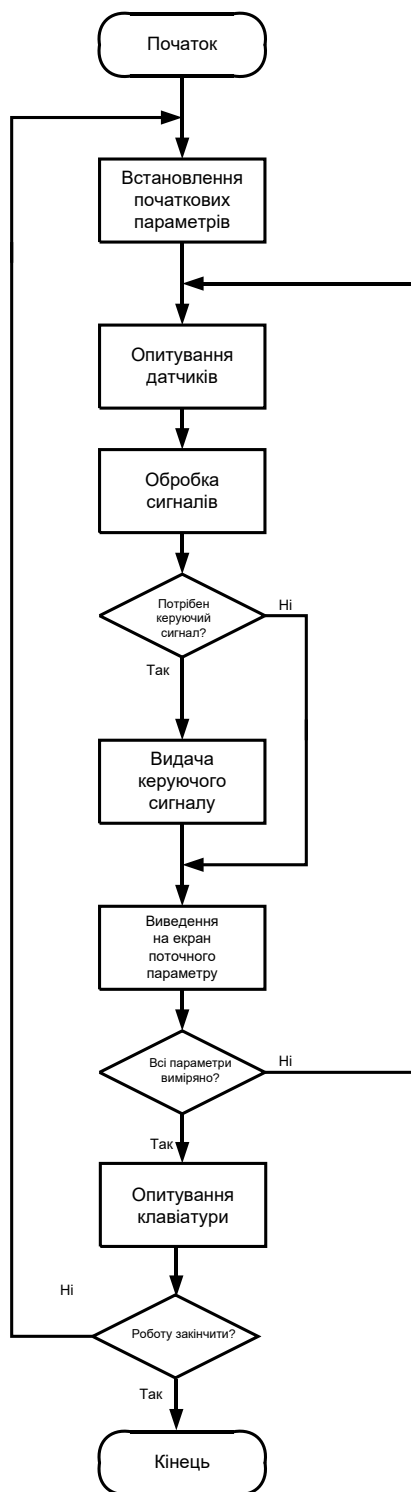


Рис. 4.2. Блок-схема алгоритму опитування датчиків комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів

Блок-схема алгоритму опитування датчиків тиску комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів представлена на рис. 4.3.

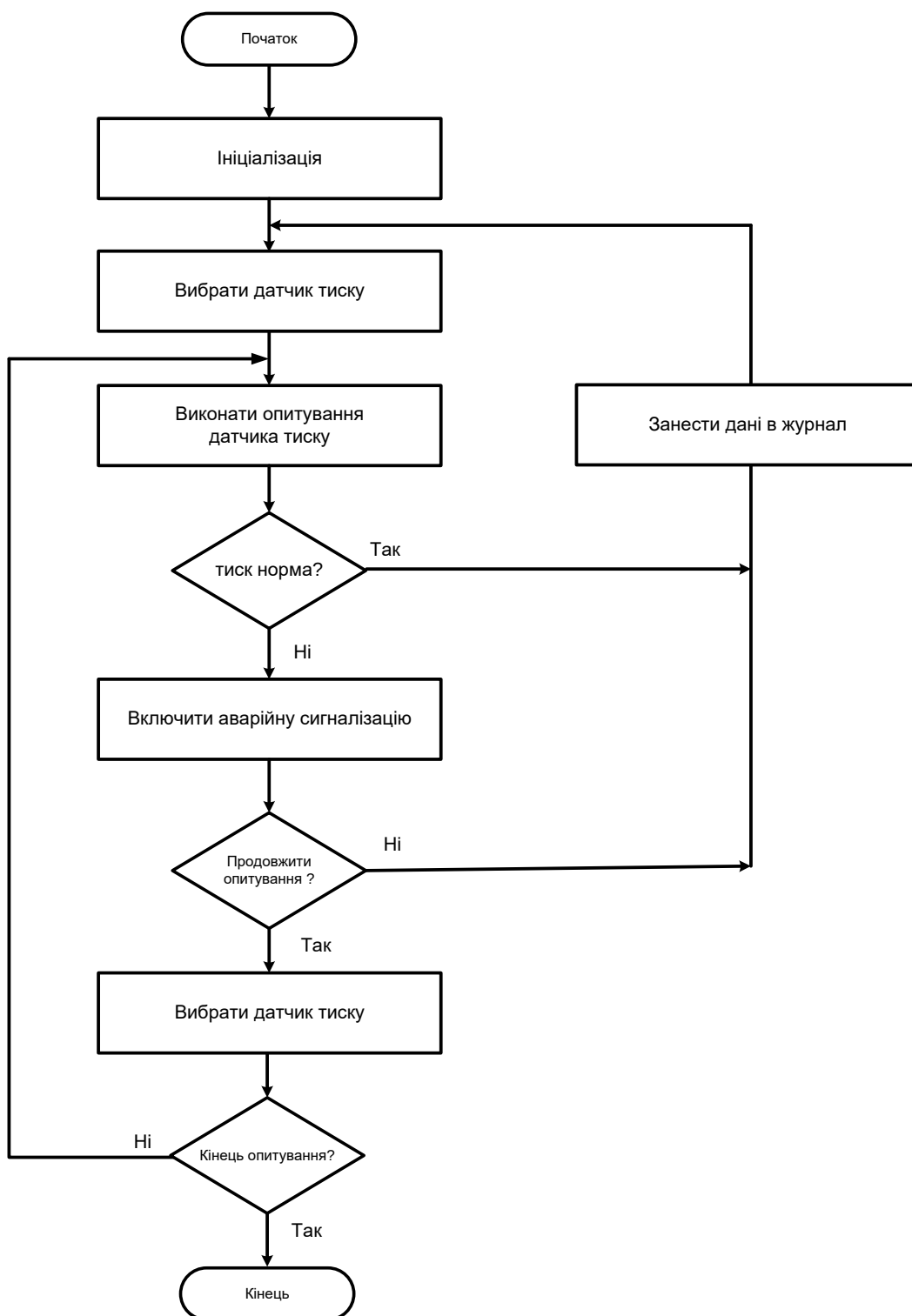


Рис. 4.3. Блок-схема алгоритму опитування датчиків тиску комп'ютеризованої системи для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів

4.2. Алгоритм управління регулюючим клапаном у середовищі Codesys

Для написання програми була обрана мова Structured Text (ST), яка призначена для програмування промислових контролерів та операторських станцій. Він зручний написання великих програм. Лістинг роботи програми представлений у додатку А.

Клапан має 4 стани: "Відкритий" (Opened), "Закритий" (Closed), "Відкривається" (Opening) і "Закривається" (Closing). Перехід від стану «Відкритий» у стан «Відкривається» відбувається за командою Open, при надходженні сигналу від кінцевого вимикача відкриття стан клапана змінюється на "Відкритий". Так само відбувається закриття клапана. Граф станів і переходів клапана представлений рис. 4.4.

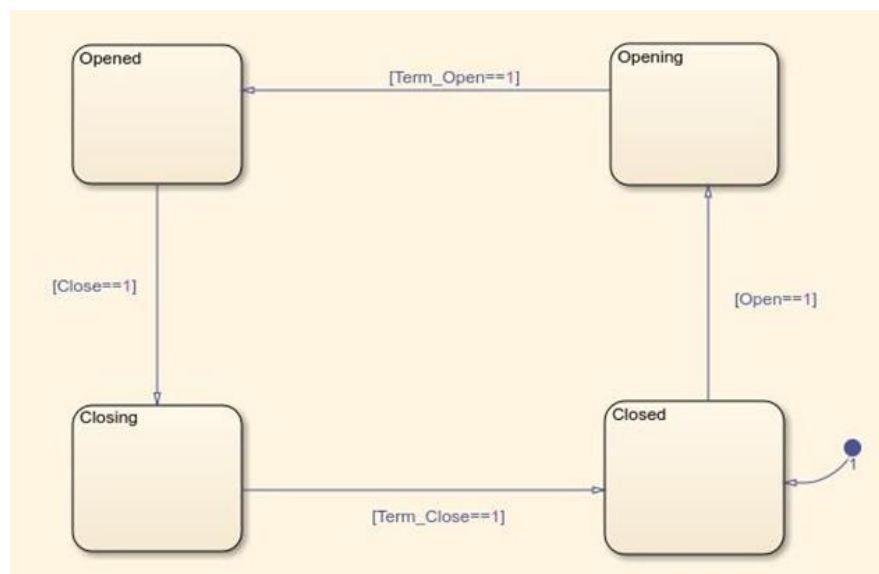


Рис. 4.4 Граф станів та переходів засувки

Аналогічно створимо вікно роботи клапана (рисунок 4.5) для візуалізації роботи програми та перевіримо перехід засувки з різних положень шляхом натискання та утримання кнопок.

Стани клапана на рис. 4.5 – 4.7.

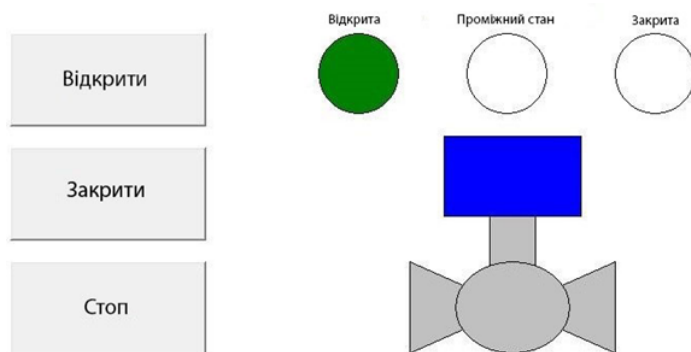


Рис. 4.5 Клапан в положенні «Відкритий»

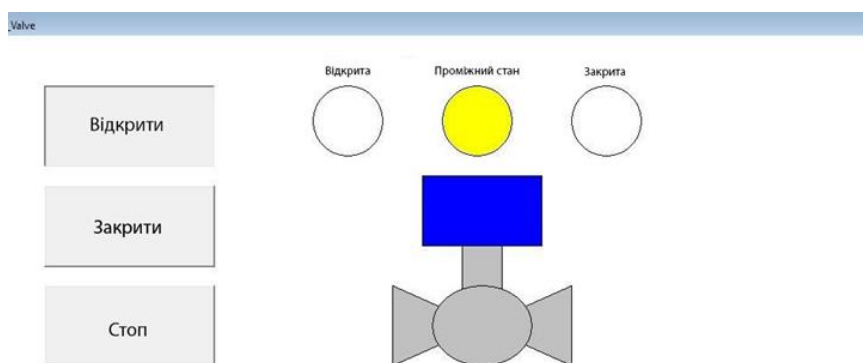


Рис. 4.6 Клапан у проміжному положенні

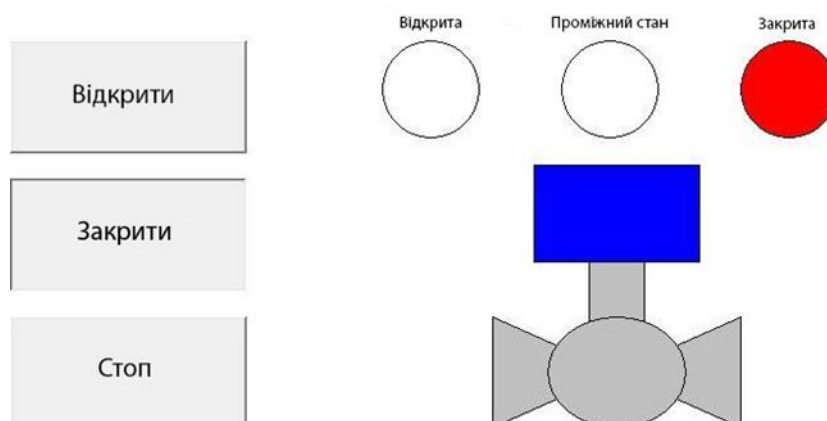


Рис. 4.7 Клапан у положенні «Закритий»

Як очевидно з рисунків, створена візуалізація показує коректну роботу алгоритму управління.

4.3 Розробка екранних форм

SCADA – програмний пакет, призначений для розробки або забезпечення роботи в реальному часі систем збору, обробки, відображення та архівування інформації про об'єкт моніторингу або управління». Основними можливостями SCADA-системи є:

- збір інформації від пристроїв нижнього рівня,
- зберігання, архівування зібраної інформації для подальшої обробки;
- наочне подання технологічного процесу для оператора;
- можливість взаємодії з технологічним процесом (передача керуючих команд);
- обмін інформацією з іншими програмами,
- формування звітів.

На рис. 4.8. наведено мнемосхему роботи системи.

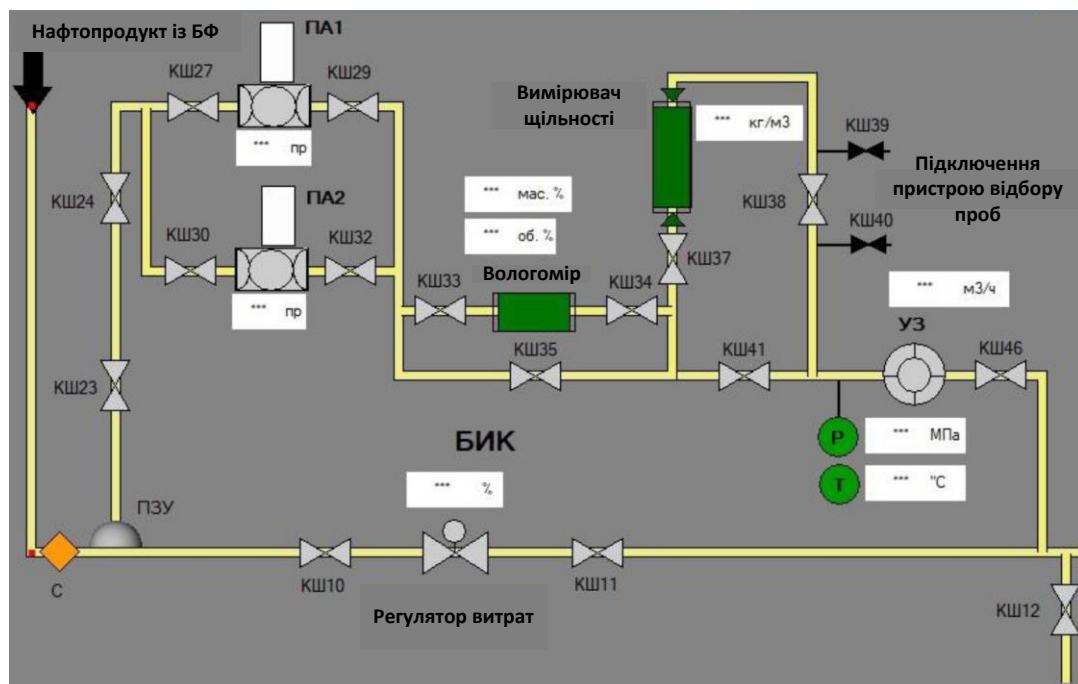


Рис. 4.8 Мнемосхема роботи системи

ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи розроблено комп'ютеризовану систему для вимірювання та контролю та якості нафтопродуктів.

Основними елементами системи є датчики та програмований логічний контролер.

Сформульовано перелік фізичних величин, вимірювання яких дозволяє оцінювати якість нафтопродуктів, удосконалені методи вимірювання показників якості нафтопродуктів, вибрано вимірювальні засоби та елементну базу КІВС для вимірювання та контролю та якості нафтопродуктів;, розраховано метрологічні характеристики КІВС каналу вимірювання щільності.

Похибка вимірювального каналу 0,2 %.

Розроблена система може застосовуватись у системах контролю, управління та збору даних на різних нафтопереробних підприємствах. Дана система дозволить збільшити продуктивність, підвищити точність та надійність вимірів, скоротити кількість аварій. Область застосування: нафтогазова та хімічна галузі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1) Інструкція з контролювання якості нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <https://ips.ligazakon.net/document/RE14029?an=7>. (Дата звернення: 18.10.2023).
- 2) Контроль якості нафтопродуктів [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <https://www.systopt.com.ua/article-kontrol-kachestva-nefteproduktov>. (Дата звернення: 20.11.2023).
- 3) ГОСТ 34602-89. "Інформаційна технологія. Комплекс стандартів на автоматизовані системи. Технічне завдання створення автоматизованої системи»
- 4) Нафтопродукти. Палива рідкі. Номенклатура показників якості: ДСТУ 4345:2004. – [Чинний від 01.01.2006]. – К.: Управління Держспоживстандарту, 2006. – 18 с.
- 5) Як контролюється якість паливно-мастильних матеріалів? [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <https://propozitsiya.com/ua/yak-kontrolyuietsya-yakist-palivno-mastilnih-materialiv>. (Дата звернення: 22.11.2023).
- 6) Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення / В.Я. Чабанний, В. А., Павлюк-Мороз В.А., С.О. Магопець та ін. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2005. – 449 с.
- 7) Антипенко А.М., Сорокін С.П., Поляков С.О. Властивості та якість паливо-мастильних матеріалів – Харків: ЧП Червяк, 2006. – 213 с.
- 8) Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення. К Книга 1/ Упор. В.Я. Чабанний. – Кіровоград: Центрально-Українське видавництво, 2008. – 353с.
- 9) Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення Книга 2 / Упор. В.Я.Чабанний. – Кіровоград: Центрально-Українське видавництво, 2008. – 500с.
- 10) Бойченко, С. Пушак, А., Топільницький, П., Лейда, К. Моторні

палива. Властивості та якість: Підручник. Київ : Центр навчальної літератури, 2017. 328 с.

11) Контроль якості паливно-мастильних матеріалів: навч. посіб. / С. В. Бойченко, Л. М. Черняк, В. Ф. Новикова [та ін.]. – К.: НАУ, 2012. – 316 с.

12) Каталог продукції фірми "Katronic". Датчики витрат [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.katronic.com/products/advanced-ultrasonic-flow-meter-katflow-150/?L=0/>. (Дата звернення: 24.11.2023).

13) Каталог продукції фірми "Endress + Hauser". Датчик температури [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.endress.com/en/field-instruments-overview/temperature-measurement-thermometers-transmitters/Explosion-proof-Pt100-thermometer-modular-TR10?t.tabId=product-overview>. (Дата звернення: 25.11.2023).

14) Термометр ТЛ-4 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://metrolog.com.ua/product/termometr_tl4_2_055c. (Дата звернення: 26.11.2023).

15) Каталог продукції фірми "Endress + Hauser". Датчики тиску [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.casc.endress.com/ua/Tailor-made-field-instrumentation/PMP41>. (Дата звернення: 27.11.2023).

16) Каталог продукції фірми "Phase Dynamics". Вологоміри [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://imsua.com.ua/files/file/katalog/ims_catalog.pdf (Дата звернення: 28.11.2023).

17) Каталог продукції фірми "Solartron". Щільноміри [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.bizorg.su/areometry-r/p3697161-protchnyy-plotnomer-7835-7845-7847> (Дата звернення: 29.11.2023).

18) Каталог продукції фірми " Omron ". Контролери [Електронний ресурс]. - Режим доступу: https://assets.omron.eu/downloads/manual/en/v3/w393_cj1m_g_h_cpu_units_operation_manual_en.pdf. (Дата звернення: 30.11.2023).

19) Кабель КВВГ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://elektrik.kiev.ua/product/kontrolnyj-kabel-kvvg-7h1-5/> (Дата звернення: 1.12.2023).

20) Й. Й. Білинський, К. В. Огородник, і Н. А. Яремішена, «АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ГУСТИНИ НАФТОПРОДУКТІВ», *НаукПраці ВНТУ*, вип. 2, Сер 2016. <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/467/466>

21) ДСТУ-Н РМГ 62:2006 "Забезпечення ефективності вимірювань під час керування технологічними процесами. Оцінювання похибки вимірювань при обмеженій вихідної інформації" Режим доступу: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=53611. (Дата звернення: 3.12.2023).

Додатки

ДОДАТОК А

Комп'ютеризована система для вимірювання та контролю якості нафтопродуктів

Схема електрична підключень

