

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.АКП -15.00.00.000 ПЗ

група АКПз-21-1

Орест Максимів

2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет автоматизації та енергетики
Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

Максимів Орест Михайлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.53

(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Розроблення системи автоматизованого керування установкою обліку нафти

(назва роботи)

Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(назва освітньої програми)

151 - Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(шифр і назва спеціальності)

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

Нормоконтроль

асистент

(посада)

(підпис)

(дата)

Л.І. Лагойда

(ініціали та прізвище)

Здобувач освітнього ступеня

АКПз-21-1

(шифр групи)

(підпис)

(дата)

О.М. Максимів

(ініціали та прізвище)

Рецензент

доцент

(посада)

(підпис)

(дата)

Л.І. Фешанич

(ініціали та прізвище)

Науковий керівник

доцент

(посада)

(підпис)

(дата)

О.В. Кучмистенко

(ініціали та прізвище)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

доцент

(посада)

(підпис)

(дата)

А.І. Лагойда

(ініціали та прізвище)

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет автоматизації та енергетики

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

Освітній рівень перший (бакалаврський)

Спеціальність 151 - Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри АКТ

А.І. Лагойда.

« » 20 року

**З А В Д А Н Н Я
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Максиміву Орест Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розроблення системи автоматизованого керування
установкою обліку нафти

керівник роботи Кучмистенко Олександр Васильович к.т.н., доцент

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 07 » травня 20 року № 53/8

2. Строк подання студентом роботи 13.06.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи матеріали переддипломної практики,
методичні вказівки, технічна література, інтернет-ресурс.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ. 1. Аналіз технологічного процесу обліку нафти, як об'єкта Автоматизації;

2. Математичне моделювання і ідентифікація об'єкта керування;

3. Синтез системи автоматичного регулювання витрати при обліку нафти;

4. Розробка проектної складової САК обліку нафти;

5 Загальні висновки. Перелік посилань на джерела.

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

Лист 1 – Технологічна схема вузла обліку нафти – БР.АКПз – 15.00.00.000 01;

Лист 2 – Модель «вхід–вихід» процесу вимірювання кількості нафти –

БР.АКПз – 15.00.00.000 02;

Лист 3 – Аналіз і синтез АСР витрати – БР.АКПз – 15.00.00.000 03;

Лист 4 – Функціональна схема автоматизації – БР.АКПз – 15.00.00.000 04;

Лист 5 – Схема зовнішніх з'єднань – БР.АКПз – 15.00.00.000 05;

Лист 6 – Схема щита керування – БР.АКПз – 15.00.00.000 06.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 06.11.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз технологічного процесу обліку нафти, як об'єкта автоматизації	13.05.2025 р.	
2	Математичне моделювання і ідентифікація об'єкта керування	11.05.2025 р.	
3	Синтез системи автоматичного регулювання витрати при обліку нафти	19.05.2025 р.	
4	Розробка проектної складової САК обліку нафти	29.05.2025 р.	

Студент _____
(підпис)

О.М. Максимів _____
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

О.В. Кучмистенко _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота містить: 86 сторінок друкованого тексту, 20 рисунків, 12 таблиць, 9 посилання на джерела.

Тема: «Розроблення системи автоматизованого керування установкою обліку нафти»

Об'єкт дослідження: установка обліку нафти в магістральному нафтопроводі.

Мета роботи: підвищення ефективності та надійності процесу обліку нафти шляхом створення сучасної автоматизованої системи керування. Для досягнення поставленої мети в проєкті передбачено застосування сучасних технічних засобів автоматизації, що відповідають вимогам точності, надійності та сумісності з обліковими інформаційними системами. Методи дослідження: структурно-функціональне та математичне моделювання елементів автоматизованої системи, використання програмного середовища MATLAB Simulink для аналізу характеристик системи керування витратою.

Результати бакалаврської роботи: виконано опис технологічної структури вузла обліку нафти та наведено технічні характеристики основного вимірювального обладнання. Обґрунтовано вибір каналів контролю та регулювання, а також розроблено математичну модель системи. Проведено лінеаризацію об'єкта керування, на основі якої синтезовано регулятор для контурів обліку витрати. Змодельовано роботу одноконтурної АСР у середовищі MATLAB з подальшим аналізом показників якості регулювання. Окрему увагу приділено вибору та структурі засобів автоматизації, зокрема контролера, датчиків і модулів зв'язку, а також побудові схем у середовищі САПР EPLAN.

Ключові слова: установка обліку нафти, автоматизована система керування, регулятор, витратомір, контролер Simatic S7-1500.

ABSTRACT

The bachelor's thesis contains: 86 pages of printed text, 20 figures, 12 tables, and 9 references.

Title: "Development of an Automated Control System for an Oil Metering Station"

Object of Study: Oil metering station in a main oil pipeline.

Objective of the Work: To enhance the efficiency and reliability of the oil metering process by creating a modern automated control system. To achieve this goal, the project involves the use of advanced automation technology that meets the requirements for accuracy, reliability, and compatibility with metering information systems.

Research Methods: Structural-functional and mathematical modeling of the elements of the automated system, using the MATLAB Simulink software environment to analyze the characteristics of the flow control system.

Results of the Bachelor's Thesis: A description of the technological structure of the oil metering station was provided, along with the technical characteristics of the main measuring equipment. The selection of control and regulation channels was substantiated, and a mathematical model of the system was developed. The control object was linearized, based on which a regulator for the flow metering loop was synthesized. The operation of a single-loop automated control system (ACS) was simulated in the MATLAB environment, followed by an analysis of the control quality indicators. Special attention was given to the selection and structure of automation tools, including the controller, sensors, communication modules, and the design of the diagrams in the EPLAN CAD environment.

Keywords: oil metering station, automated control system, regulator, flowmeter, Simatic S7-1500 controller.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП	9
1 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ОБЛІКУ НАФТИ, ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	11
1.1 Облік нафти	11
1.2 Резервна схема обліку	14
1.3 Контрольно-аналітична лабораторія	17
1.4 Класифікація методів вимірювання маси нафти	18
1.5 Визначення маси нафти із застосуванням СВКН.....	23
1.6 Склад системи вимірювання кількості та показників якості нафти.....	25
1.7 Вимірювання питомої маси нафти непрямим і прямим методом динамічних вимірювань	32
Висновки до розділу	41
2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ І ІДЕНТИФІКАЦІЯ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ.....	43
2.1 Постановка задачі дослідження	43
2.2 Розробка моделі вхід-вихід для САР обліку нафти	44
2.3 Методика експериментального отримання перехідної характеристики	47
Висновки до розділу	50
3 СИНТЕЗ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ВИТРАТИ ПРИ ОБЛІКУ НАФТИ.....	52
3.1 Розрахунок одноконтурної автоматичної системи регулювання	52
3.2 Аналіз динамічних властивостей об'єкта керування	53
3.3 Аналіз перехідної характеристики.....	54
3.4 Синтез ПІД-регулятора	56
3.5 Аналіз замкненої системи	57

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розроблення системи автоматизованого керування установкою обліку нафти			Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.	Максимів О.М.								6	86
Перевір.	Кучмистенко О.В.									
Реценз.	Фешанич Л.І.									
Н. Контр.	Лагойда Л.І.									
Затверд.	Лагойда А.І.							АКПз-21-1 ІФНТУНГ		

3.6	Оцінка стійкості системи за критерієм Гурвіца.....	58
3.7	Побудова та аналіз діаграми Боде	59
3.8	Робастність системи.....	63
	Висновки до розділу	63
4	РОЗРОБКА ПРОЕКТНОЇ СКЛАДОВОЇ САК ОБЛІКУ НАФТИ	65
4.1	Підбір сучасного обладнання та проектування креслень системи автоматизованого керування установкою обліку нафти.....	65
4.2	Вибір технічних засобів автоматизації	67
4.2.1	Вибір програмованого логічного контролера для АСУ ТП	69
4.2.2	Витратомір (масовий/об'ємний).....	71
4.2.3	Датчик температури.....	72
4.2.4	Датчик тиску.....	73
4.2.5	Датчик густини.....	74
4.3	Проектування функціональної схеми автоматизації у САПР EPLAN	74
4.4	Проектування електричної схеми з'єднань	76
4.5	Проектування шафи автоматики	78
	Висновки до розділу	81
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	82
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	86

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

СВКН – суміщений вузол кількості нафти;

БВК – блок вимірювання показників якості;

БВЛ – блок вимірювальних ліній;

ПЗП – приймально-здавальний пункт.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ВСТУП

Сучасна нафтогазова промисловість характеризується високим ступенем технічної складності процесів, які супроводжуються значними вимогами до точності обліку сировини, ефективності управління технологічними потоками, а також до забезпечення безпеки та економічної доцільності функціонування виробничих об'єктів. В умовах зростання обсягів видобутку, транспортування та переробки нафти, а також підвищення вимог до прозорості облікових операцій з боку державних і комерційних структур, особливої актуальності набуває впровадження високотехнологічних автоматизованих систем, здатних не лише забезпечити точний контроль параметрів обліку, а й адаптуватися до динамічних умов функціонування об'єктів нафтопромислового комплексу.

Автоматизоване керування процесами обліку нафти передбачає застосування комплексу апаратно-програмних рішень, які забезпечують безперервний моніторинг, обробку, зберігання та передавання даних про об'єми і характеристики сировини. У таких умовах особливої ваги набуває побудова цілісної системи, яка б забезпечувала узгодженість між технічними засобами вимірювання, програмними компонентами управління та засобами передачі інформації. Окрім цього, система має враховувати специфіку об'єкта контролю — мінливість фізико-хімічних властивостей нафти, вплив зовнішніх факторів на точність вимірювання, а також необхідність інтеграції з існуючими технологічними ланцюгами підприємства.

Розроблення такої системи вимагає поєднання методологій системного аналізу, теорії автоматичного управління, інформаційних технологій і метрологічного забезпечення. Застосування методів математичного моделювання і засобів цифрової обробки сигналів дозволяє не лише підвищити точність облікових операцій, а й створити умови для подальшої оптимізації енергоспоживання, підвищення продуктивності та забезпечення достовірності звітності. Водночас, розвиток засобів промислового інтернету речей (ІоТ)

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

відкриває можливості для інтеграції облікової системи в ширший контекст цифрового управління виробництвом, що формує нові парадигми взаємодії між людиною, технологією і середовищем прийняття рішень.

У контексті означених тенденцій постає завдання не лише створити технічне рішення для автоматизованого обліку нафти, але й сформувати методологічне підґрунтя для його адаптації до специфічних умов експлуатації. Особливу увагу при цьому слід приділяти проблемам точності вимірювання, достовірності обробки інформації, захисту даних від несанкціонованого втручання, а також забезпеченню безперервності функціонування системи у реальному часі. Саме ці напрями й становлять основу для дослідження, результати якого дозволять сформувати підхід до побудови ефективного, адаптивного та масштабованого засобу автоматизованого керування установкою обліку нафти.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

1 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ОБЛІКУ НАФТИ, ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Облік нафти

Облік нафти в системі нафтопроводів становить фундаментальну складову механізму проведення товарно-комерційних операцій, що охоплюють діяльність підприємств, пов'язаних із видобутком, транспортуванням та переробкою вуглеводневої сировини. Цей процес визначає економічну та юридичну достовірність операцій обміну, приймання і здавання нафти, що вимагає точного вимірювання її обсягів і властивостей у кожній ланці логістичного ланцюга.

У контексті транспортування нафти товарно-комерційні операції, як це узагальнено на рис. 1.1, супроводжуються виконанням комплексу дій, серед яких визначення кількісних і якісних характеристик нафти та документальне оформлення результатів цих операцій згідно з вимогами чинної нормативно-технічної бази. Таким чином, забезпечується юридично обґрунтована фіксація об'єму і якості сировини, яка передається між сторонами контрактного зобов'язання.

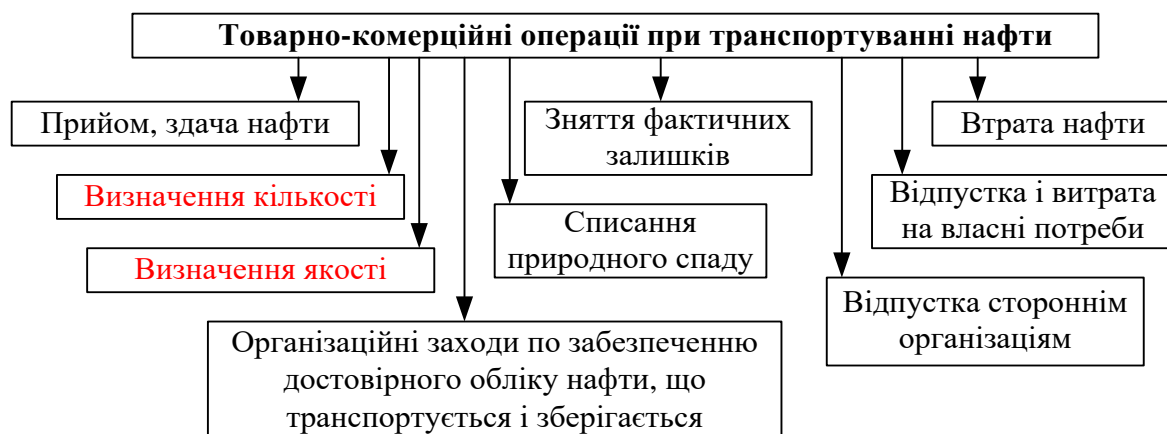


Рисунок. 1.1 - Товарно-комерційні операції при транспорті нафти в системі нафтопроводів

Функціональна структура таких операцій передбачає участь двох визначених суб'єктів. З одного боку, виступає вантажовідправник — юридична особа, що є ініціатором транспортування відповідно до умов договору. З іншого - вантажоодержувач, який є кінцевим пунктом поставки, здійснює приймання нафти та засвідчує її отримання шляхом підписання актів прийому-здавання, сформованих на підставі фактичних даних обліку.

З урахуванням специфіки застосування, нафту доцільно класифікувати за її цільовим призначенням, як це проілюстровано на рис. 1.2. Такий підхід дозволяє враховувати технологічні та економічні особливості операцій, які залежать від подальшого використання сировини у відповідних виробничих процесах.



Рисунок 1.2 - Класифікація нафти за призначенням

Операції з приймання і відпуску нафти, що передбачають комплексну перевірку її кількісних та якісних параметрів, реалізуються у межах спеціалізованих приймально-здавальних пунктів (ПЗП), які деталізовано представлені на рис. 1.1–1.3. Ці пункти виконують функцію облікового вузла, де зустрічаються технологічні та облікові інтереси сторін, відповідальних за здавання і приймання нафти. У межах ПЗП здійснюється вимірювання параметрів потоку, а також формуються облікові документи, що засвідчують передачу сировини від однієї сторони до іншої відповідно до встановлених регламентів.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

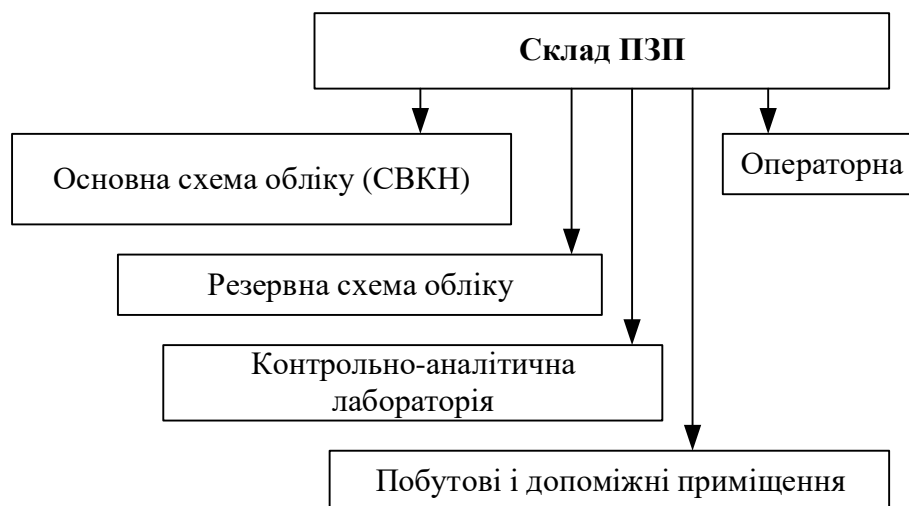


Рисунок 1.3 - Склад приймально-здавального пункту нафтопроводу

Склад приймально-здавального пункту (ПЗП), що забезпечує реалізацію повного циклу облікових та вимірювальних операцій, відображено на рис. 1.3. Центральним елементом цього комплексу є вузол обліку, що функціонує на основі інтегрованої вимірювальної інфраструктури — системи вимірювання кількості та показників якості нафти (СВКН). Як зазначено у [1], така система являє собою взаємопов'язану сукупність вимірювальних приладів, інформаційно-аналітичного середовища, відповідного технологічного обладнання та трубопровідної арматури, що утворюють єдиний функціональний комплекс. Її принцип дії ґрунтується на методі динамічних вимірювань маси брутто, що дозволяє здійснювати облік у реальному часі з високим рівнем достовірності.

Система СВКН забезпечує безперервне отримання параметрів, які характеризують фізико-хімічний стан нафти, з подальшою обробкою результатів як у автоматичному, так і в ручному режимі. Крім того, вона виконує функції індикації та реєстрації виміряної інформації, формуючи на цій основі дані для подальшого комерційного та технологічного використання. Такий підхід створює умови для впровадження єдиного стандарту у сфері вимірювання, контролю та документування процесів переміщення нафти в межах транспортної інфраструктури.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Залежно від обсягу транспортних потоків та кількості напрямків переміщення сировини, в межах одного ПЗП може бути встановлено кілька систем СВКН. Це дає змогу одночасно реалізовувати операції приймання і здавання між різними учасниками комерційних взаємин, зокрема у випадках, коли підприємства використовують одну й ту саму систему за умови попередньо узгодженого договору з власником обладнання та приймаючою стороною. Гнучкість експлуатаційного режиму системи дозволяє налаштовувати її на постійне функціонування або активувати у разі необхідності відповідно до операційного графіка.

Функціональна спеціалізація СВКН дозволяє класифікувати системи залежно від їхнього призначення на комерційні та оперативні, що візуалізовано на рис. 1.4. Цей поділ відображає характер інформації, яка формується в процесі вимірювань, та сферу її подальшого застосування — від юридично значущого обліку до внутрішнього технологічного аналізу.

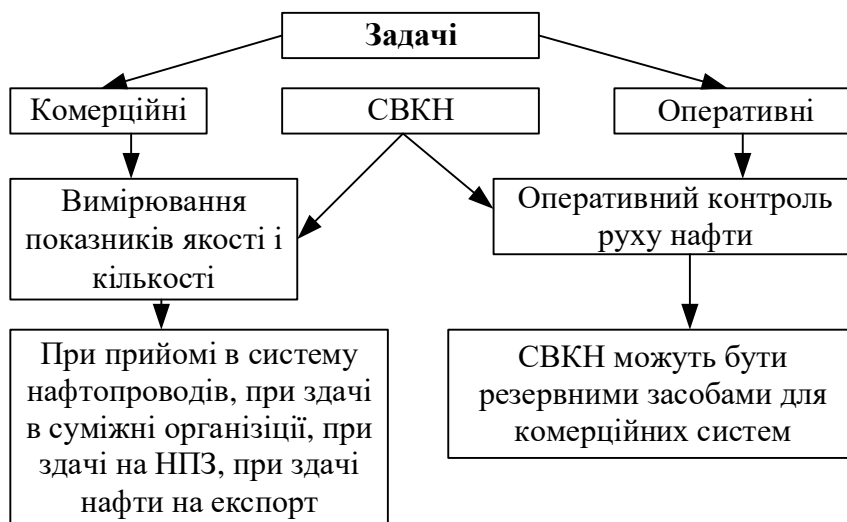


Рисунок 1.4 - Поділ СВКН в залежності від виконуваних функцій

1.2 Резервна схема обліку

У практиці організації обліку нафти резервна схема відіграє роль дублювального вимірювального комплексу, що дозволяє забезпечити безперервність та достовірність облікових операцій у разі тимчасової недоступності основної системи. Вона базується на альтернативних засобах

					БР. АКПЗ-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

вимірювання, зокрема на системах вимірювання кількості та показників якості нафти (СВКН), градуювальних ємностях резервуарного типу, танках наливних суден, а також на мірних місткостях залізничних і автомобільних цистерн. Право на експлуатацію резервної схеми може належати як власникові основної СВКН, так і третім сторонам, за умови дотримання відповідних нормативно-метрологічних вимог.

Резервуарні ємності, що використовуються в межах приймально-здавального пункту як елементи резервної схеми, обладнуються стаціонарними засобами вимірювання рівня нафти та шару підтоварної води. Обов'язковою умовою їх експлуатації є наявність градуювальних таблиць, офіційно затверджених органами державної метрологічної служби або сертифікованих внутрішніми метрологічними підрозділами відповідних юридичних осіб. Визначення місткості таких резервуарів регламентується положеннями стандартів ДСТУ 4147-2003, ДСТУ 4218:2003 та нормативного документа РД 50-156.

У процесі автоматизації резервного обліку резервуари додатково обладнуються комплексом сенсорного оснащення, до якого входять стаціонарні рівнеміри з допустимою абсолютною похибкою в межах ± 3 мм, температурні перетворювачі з багатоточковим зчитуванням і похибкою до $\pm 0,5$ °С, а також сертифіковані пробовідбірники, які забезпечують відібрання репрезентативних об'єднаних проб відповідно до вимог ДСТУ 4488:2005. В умовах польових вимірювань або у разі недоступності стаціонарних приладів допускається використання переносних засобів визначення рівня, температури й густини з відповідною метрологічною похибкою.

Густина нафти, що зберігається в резервуарах, визначається за допомогою переносних денсиметрів або лабораторним методом, що передбачає аналіз об'єднаних проб згідно з вимогами міжнародного стандарту ГОСТ 3900, ДСТУ 4488:2005 та методичних вказівок МІ 2153. Альтернативно можуть застосовуватись поточні перетворювачі густини, а також системи автоматичного

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

відбору проб у трубопроводі впродовж періоду переміщення нафти.

У сучасній практиці обліку доцільним є застосування комплексних вимірювальних систем для резервуарного методу, які включають вимірювальні канали різного функціонального призначення: для визначення рівня нафти та підтоварної води, густини, температури, а також пристрої обробки інформації, що забезпечують визначення маси нафти з відносною похибкою не більше $\pm 0,1$ %. Такий підхід забезпечує метрологічну надійність і сумісність резервної схеми з основною системою обліку.

У випадках, коли облік здійснюється із застосуванням транспортних ємностей - залізничних і автомобільних цистерн - маса нафти визначається шляхом зважування на відповідних вагах, а також за результатами вимірювань у наливних пунктах. При цьому такі ємності можуть виступати у ролі мір повної місткості, а їхня вмістимість встановлюється відповідно до положень МІ 2543. Густина нафти в цистернах також визначається з використанням лабораторних або переносних засобів вимірювання, за умови дотримання вимог точності, встановлених у згаданих нормативних документах.

У разі транспортування нафти наливними суднами облік здійснюється на основі градуювальних таблиць резервуарів нафтобаз або шляхом вимірювань безпосередньо у танках судна. Такі танки також вважаються мірними місткостями і повинні мати затверджену в установленому порядку градуювальну документацію. Місткість танків визначається із застосуванням поправочного коефіцієнта, що розраховується відповідно до методики МІ 1001. Щільність і температура нафти, що транспортується, визначаються лабораторно або за допомогою потокових засобів і переносних приладів, з обов'язковим урахуванням вимог стандартів ГОСТ 3900 (міжнародний стандарт), ДСТУ 4488:2005 і МІ 2153.

Таким чином, резервна схема обліку є складною і технологічно насиченою системою, яка за дотримання необхідних метрологічних вимог дозволяє забезпечити безперервність, точність і юридичну обґрунтованість комерційних

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

операцій з обліку нафти у випадках порушення або недоступності основного вимірювального комплексу.

1.3 Контрольно-аналітична лабораторія

Контрольно-аналітична лабораторія є структурною одиницею, що виконує критично важливі функції у системі обліку та контролю якості нафти. Її діяльність спрямована на забезпечення достовірності та простежуваності результатів визначення фізико-хімічних характеристик нафти відповідно до чинних державних стандартів, зокрема ДСТУ 7094:2009. Основним призначенням лабораторії є проведення випробувань з регламентованим рівнем точності для підтвердження відповідності нафти встановленим нормам, а також моніторинг якісних показників у контексті керування технологічними процесами та верифікації автоматизованих систем вимірювання.

Функціональна ефективність випробувальної лабораторії забезпечується наявністю кваліфікованого інженерно-технічного персоналу, що володіє компетентностями у сфері хімічного аналізу, метрології та стандартизації. Лабораторія повинна розташовуватись у спеціалізованих приміщеннях, які відповідають вимогам санітарно-гігієнічних, пожежних та будівельних норм, а також забезпечують стабільність зовнішніх умов, критичних для точності вимірювань.

Матеріально-технічна база лабораторії має включати аналітичне обладнання, необхідне для виконання регламентованих методик дослідження проб нафти. Це обладнання повинно регулярно проходити метрологічну перевірку, технічне обслуговування і калібрування відповідно до затверджених графіків. Окрім того, обов'язковою умовою є наявність стандартних зразків складу та властивостей, хімічних реактивів, робочих матеріалів, а також еталонних рідин, які використовуються у процесі верифікації методик аналізу.

Діяльність лабораторії повинна базуватись на системі нормативно-правового забезпечення, що включає чинні національні стандарти, міжнародні

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

методичні настанови та актуалізовані інструктивно-технологічні документи. Уся нормативна документація повинна бути офіційно затверджена та допущена до застосування у встановленому порядку.

Організаційна структура лабораторії передбачає наявність внутрішньої системи обліку, реєстрації та проходження проб, що дозволяє забезпечити контроль простежуваності, дотримання вимог до умов зберігання, транспортування та аналізу зразків. Усі результати випробувань підлягають контролю якості через систему внутрішньої аналітичної верифікації, яка включає періодичну оцінку відтворюваності, правильності та точності вимірювань.

Процедура планування лабораторної діяльності включає складання графіків відбору проб нафти, погоджених із виробничими циклами підприємства, а також графіків метрологічного обслуговування — зокрема, повірки засобів вимірювальної техніки, атестації аналітичного устаткування та контролю параметрів допоміжних систем.

Централізована система управління інформацією повинна забезпечувати повний цикл обробки даних: від первинного зчитування результатів вимірювань до оформлення звітної документації, архівування та передавання інформації до відповідних підрозділів. Для цього лабораторія повинна використовувати спеціалізоване програмне забезпечення, адаптоване до потреб аналітичної діяльності в галузі обліку нафти.

1.4 Класифікація методів вимірювання маси нафти

Процес визначення маси нафти і нафтопродуктів у межах товарно-комерційного обліку ґрунтується на застосуванні сукупності метрологічно виважених методик, які, за своєю природою, поділяються на дві принципово різні групи: прямі та непрямі. Кожна з цих груп має внутрішню типологізацію, що залежить як від фізичного принципу, покладеного в основу вимірювання, так і від умов його проведення, зокрема - просторового розташування об'єкта вимірювання, технологічної конфігурації системи транспортування, а також

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

способу введення або відбору речовини (рис. 1.5).

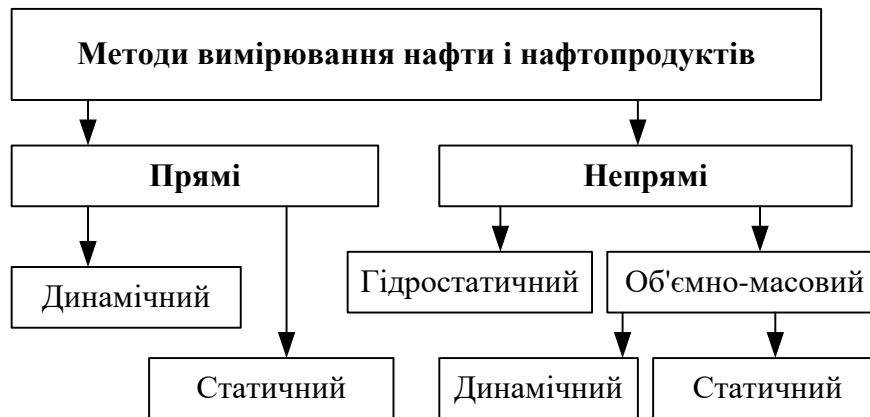


Рисунок 1.5 - Класифікація методів вимірювання нафти і нафтопродуктів

Відповідно до [2], понятійно-термінологічна база методів масової оцінки передбачає такі формулювання.

Прямий метод динамічних вимірювань маси нафти — це методика, що передбачає безпосереднє вимірювання маси рідини в потоці трубопровідної системи із використанням вагометричних пристроїв. Особливістю цього підходу є функціонування системи в умовах безперервного транспортування, що вимагає високої швидкодії, стабільності калібрувальних характеристик та динамічного компенсаційного коригування параметрів середовища.

Прямий метод статистичних вимірювань маси нафти передбачає зважування нерухомих об'ємів нафти або нафтопродуктів із використанням стаціонарних або дозувальних ваг, зокрема вагових дозаторів. Такий підхід застосовується здебільшого при цистернному або резервуарному зберіганні нафти, що дозволяє здійснювати фіксацію масових параметрів на етапі обліку, відпуску або постачання.

У контексті товарно-комерційного обліку нафти широкого застосування набули методики, засновані на непрямому визначенні маси, коли відповідний параметр не вимірюється безпосередньо, а розраховується на основі інших фізичних величин. Серед них найбільш поширеними є об'ємно-масові та гідростатичні підходи, які реалізуються як у динамічних, так і в статичних умовах.

Непрямий об'ємно-масовий метод динамічних вимірювань передбачає визначення маси рідкого вуглеводневого середовища шляхом одночасного вимірювання його об'єму (з використанням витратомірів або лічильників об'єму) та густини (за допомогою поточних густиномірів) безперервно в потоці трубопроводу. Результатом є оперативне обчислення маси відповідно до виразу

$$m = \rho \times V,$$

де ρ — поточна густина продукту, V — об'єм рідини, що пройшла через перетин системи.

Непрямий об'ємно-масовий метод статичних вимірювань реалізується шляхом вимірювання рівня рідини в резервуарах (нафтобаз, танків, цистерн) із подальшим перерахунком цього рівня в об'єм за допомогою градуювальних таблиць. Густина визначається лабораторно або поточними приладами, після чого маса розраховується аналітично. Цей підхід ґрунтується на положеннях ДСТУ 4488:2005, ДСТУ 4147:2003, а також ГОСТ 3900 (використовується за відсутності національного еквівалента).

Гідростатичний метод вимірювання маси рідини є варіацією непрямого методу, де оцінка виконується за гідростатичним тиском, зумовленим стовпом рідини в місткості, у поєднанні з вимірюванням рівня. Такий метод дозволяє уникнути необхідності точного вимірювання об'єму та є ефективним у випадках, коли резервуар має складну геометрію або не обладнаний класичними градуювальними таблицями.

Усі зазначені методи повинні відповідати чинним метрологічним вимогам і базуватися на нормативно-технічних документах, таких як:

ДСТУ 4488:2005 — визначає методи відбору проб та контроль якості;

ДСТУ 7687:2015 — встановлює вимоги до вимірювання об'єму та густини нафтопродуктів;

ДСТУ 4147:2003 — регламентує місткість резервуарів;

ДСТУ ISO 4267-1:2006 — для розрахунків маси на основі густини та об'єму.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

У табл. 1.1 наведено показники, що підлягають вимірюванню залежно від застосованого методу оцінки кількості нафти, включно з параметрами густини, температури, рівня, об'єму та маси.

Таблиця 1.1 – Вимірювальні показники і засоби вимірювання при різних методах визначення кількості нафти

Методи виміру нафти	Місце виміру	Вимірювані показники	Засоби для виміру
Прямий динамічний	Трубопровід	Маса	Масомір
Непрямий динамічний		Густина	Потокові перетворювачі щільності, тиску, температури
Прямий статичний		Об'єм	Перетворювачі витрати, тиску, температури Лічильники рідини
Прямий статичний	Заходи місткості	Маса	Терези
Непрямий статичний	Заходи місткості*	Рівень	Стаціонарні рівнеміри
			Метршток
			Металева вимірююча рулетка з лотом, електронна рулетка
		Щільність	переносні або стаціонарні засоби виміру щільності
			Ареометри
		Температура	Переносні або стаціонарні перетворювачі температури
Термометри			
Об'єм	Градувальні таблиці заходів місткості		
Непрямий статичний	Повна міра вмістимості* *	Густина	Переносні засоби вимірювання щільності
			ареометри
		Температура	Переносні перетворювачі температури
			Термометри
Об'єм	Градувальні таблиці повних мір місткості		

Методи виміру нафти	Місце виміру	Вимірювані показники	Засоби для виміру
Гідростатичний	Міри вмістимості	Гідростатичний тиск нафти	Стаціонарний вимірювач гідростатичного тиску ***
		Рівень	Переносні або інші засоби вимірювання рівня

Примітка:

* - Міра місткості: засіб вимірювань об'єму нафти, що має свідкову про повірку і градувальну таблицю (резервуари, залізничні цистерни, танки наливних суден).

** - Міра повної місткості: засіб вимірювань об'єму нафти, що має свідоцтво про повірку і оснащено показчиком рівня наповнення (автоцистерни, причепи-цистерни, напівпричепи-цистерни).

*** - Гідростатичний метод розрахунку маси нафти із співвідношення виведення величини гідростатичного тиску стовпа нафти та середньої площі заповненої частини резервуара і прискорення вільного падіння:

$$M = \frac{PF_{cp}}{g}, \quad (1.1)$$

де P - гідростатичний тиск нафти в резервуарі щодо рівня відліку, виміряний приладом, Па; F_{cp} - середня площа січення резервуару, що визначається з градувальних таблиць на резервуар; g - прискорення вільного падіння.

Масу відпущеної (прийнятої) нафти при використанні гідростатичного методу вимірювання можна визначати за двома варіантами:

- як різниця мас, що визначаються на початку і в кінці товарної операції (використовуючи викладений метод);
- як добуток різниці гідростатичних тисків на початку і в кінці товарної операції на середню площу перерізу частини резервуара, ділене на місцеве прискорення сили тяжіння.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Вимірювання гідростатичного тиску стовпа нафти виробляють манометричними приладами з урахуванням тиску насичених парів нафти [3].

Облік нафти в системі магістральних нафтопроводів здійснюють за масою нетто в тоннах, з округленням до цілих значень.

Маса нетто нафти - різниця маси брутто нафти і маси баласту:

$$M_H = M_{б.р.} - M_б . \quad (1.2)$$

Маса баласту - загальна маса води, хлористих солей і механічних домішок у нафті:

$$M_б = \frac{M_{б.р.}(W_{м.д}+W_в+W_{х.с})}{100} , \quad (1.3)$$

де $W_{м.д}$ - масова частка механічних домішок в нафті, %; $W_в$ - масова частка води в нафті, %; $W_{х.с}$ - масова частка хлористих солей в нафті, %.

Маса брутто нафти - маса нафти, включаючи масу баласту. Масу нафти можна виразити:

$$M_H = M_{б.р.} \left(1 - \frac{(W_{м.д}+W_в+W_{х.с})}{100} \right) . \quad (1.4)$$

Основними методами вимірювання маси брутто нафти є:

- об'ємно-масовий динамічний метод із застосуванням перетворювач витрати (включаючи ультразвукові) і поточних перетворювач щільності;
- масовий динамічний метод із застосуванням масомерів. Норми точності вимірювання маси партії нафти повинні відповідати нормам, запропонованим в ДСТУ 7094:2009.

1.5 Визначення маси нафти із застосуванням СВКН

Визначення маси нафти в межах трубопровідних систем виконується під час здійснення товарно-комерційних операцій, а також при проведенні інвентаризаційних заходів. Одним з ефективних засобів реалізації зазначених процедур є система вимірювання кількості та показників якості нафти (СВКН).

СВКН дозволяє здійснювати високоточне визначення маси нафти в таких умовах:

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

- під час приймально-здавальних операцій між підприємствами, що транспортують, зберігають і переробляють нафту;
- під час проведення інвентаризаційних вимірювань у резервуарних парках;
- у процесі розрахунку маси при транспортуванні трубопроводами;
- при відвантаженні нафти в транспортні засоби, зокрема:
- у вертикальні, горизонтальні або залізобетонні резервуари (міри повної місткості);
- в авто- та залізничні цистерни;
- у вантажні танки морських і річкових суден.

Система СВКН функціонує як комплекс технічних засобів, призначених для вимірювання об'єму, густини, температури і тиску нафти з подальшим автоматизованим обчисленням маси та узгодженням результатів з метрологічними вимогами.

Застосування СВКН регламентується такими нормативно-технічними документами:

- ДСТУ 7687:2015 – встановлює загальні вимоги до систем вимірювання кількості та якості рідких вуглеводнів;
- ДСТУ ISO 4267-1:2006 – визначає методики розрахунку маси на основі густини й об'єму;
- ДСТУ EN ISO 3171:2006 – регламентує відбір проб для визначення якісних показників нафти;
- ДСТУ OIML R 117-1:2011 – визначає технічні та метрологічні вимоги до динамічних систем вимірювання об'єму рідин, що не є водою.

Перед розглядом методики визначення маси нафти за допомогою СВКН необхідно подати опис її структурного складу, зокрема вимірювального тракту, обчислювального блоку, засобів автоматизованої передачі даних, а також технічних засобів контролю та калібрування.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

1.6 Склад системи вимірювання кількості та показників якості нафти

Система вимірювання кількості та показників якості нафти (СВКН) є інтегрованим техніко-метрологічним комплексом, що включає в себе вимірювально-обчислювальну підсистему та допоміжне метрологічне обладнання (див. рис. 1.6). Її призначення полягає у високоточному визначенні маси, об'єму та якісних характеристик нафти в умовах динамічного або статичного режимів обліку.

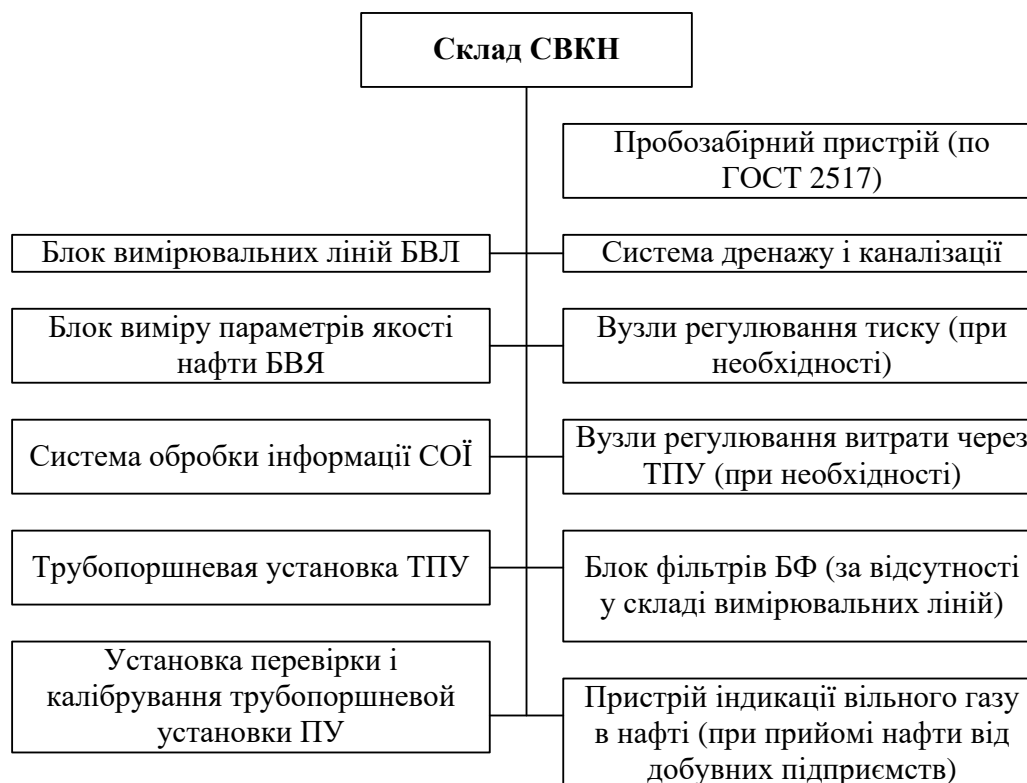


Рисунок 1.6 - Склад СВКН

До структурного складу СВКН входить блок вимірювальних ліній, в якому реалізується безпосереднє вимірювання параметрів потоку. Основними фізичними параметрами, що підлягають вимірюванню в цьому блоці, є об'ємна витрата, температура, тиск та густина. Зокрема, для визначення маси нафти необхідно проводити обчислення з урахуванням її густини, що залежить від температури та тиску.

Густиноміри встановлюються в блоці вимірювання якісних показників. Ці засоби вимірювальної техніки забезпечують безперервний (поточний) контроль

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

густини нафти в потоці, що дає змогу динамічно коригувати розрахунки маси відповідно до температурних і тискових умов. У разі потреби, також застосовуються хроматографи, в'язкостиміри, детектори вмісту води або сірки, якщо цього вимагають регламенти якості або комерційні договори.

Вимірювальні лінії, як правило, включають в себе:

- об'ємні витратоміри (турбінного, коріолісового або ультразвукового типу), які забезпечують обчислення об'єму продукту;
- датчики тиску та температури, необхідні для приведення результатів до стандартних умов;
- перетворювачі сигналів, які здійснюють узгодження аналогових або цифрових виходів вимірювальних засобів із системою обробки даних;
- обчислювальний блок або інтелектуальний програмований логічний контролер (ПЛК), що виконує обчислення маси, корекції і формування звітної інформації.

Конструкція СВКН повинна відповідати вимогам таких нормативних документів:

- ДСТУ 7687:2015 – «Системи вимірювання кількості і показників якості рідких вуглеводнів. Загальні технічні вимоги»;
- ДСТУ OIML R 117-1:2011 – «Динамічні системи вимірювання об'єму рідин, що не є водою»;
- ДСТУ EN 60079 (IEC 60079) – щодо вибухозахищеного виконання приладів для застосування в зоні транспортування і зберігання нафти;
- ДСТУ ISO 4267-1:2006, ISO 5168 – для методик розрахунку маси з поправкою на умови вимірювань.

Усі складові СВКН підлягають періодичній повірці відповідно до законодавства України в галузі метрології та метрологічної діяльності (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність», із змінами). Дані щодо результатів повірки, калібрування та метрологічної атестації заносяться до відповідного реєстру засобів вимірювальної техніки та документації системи

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

управління якістю.

Вимірювальна лінія - це конструктивно або функціонально виділений сегмент вимірювальної системи, який виконує повний цикл дій від моменту сприйняття фізичної величини до отримання результату вимірювання у стандартизованій формі. Вона становить завершену функціональну одиницю у складі системи вимірювання кількості та показників якості нафти (СВКН).

Блок вимірювальних ліній утворений декількома робочими та, за потреби, однією або кількома контрольними лініями. Така побудова забезпечує підвищення надійності вимірювань, можливість перевірки достовірності отриманих результатів шляхом перехресної верифікації, а також можливість проведення регламентного технічного обслуговування без припинення експлуатації всієї системи.

Загальний вигляд типового блоку вимірювальних ліній представлений на рисунках 1.7 та 1.8. Його конструкція включає наступні функціональні елементи:

- вхідні та вихідні засувки, що дозволяють ізолювати вимірювальну лінію для обслуговування або калібрування;
- фільтри, оснащені датчиками перепаду тиску, які здійснюють моніторинг ступеня забруднення фільтрувального елемента;
- дренажну лінію, що забезпечує контрольований відвід залишків нафти при обслуговуванні або виведенні лінії з експлуатації;
- запобіжні клапани, які забезпечують захист системи від надлишкового тиску;
- струменевипрямлячі, що формують стабільний профіль швидкості потоку перед витратоміром;
- високоточні витратоміри (часто турбінного, ультразвукового або масового типу), які забезпечують визначення об'ємної або масової витрати;
- перетворювачі тиску та температури, які дозволяють здійснювати температурно-температурну корекцію об'ємних значень;
- регулятори витрати, які підтримують стабільність гідравлічних

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

параметрів потоку.

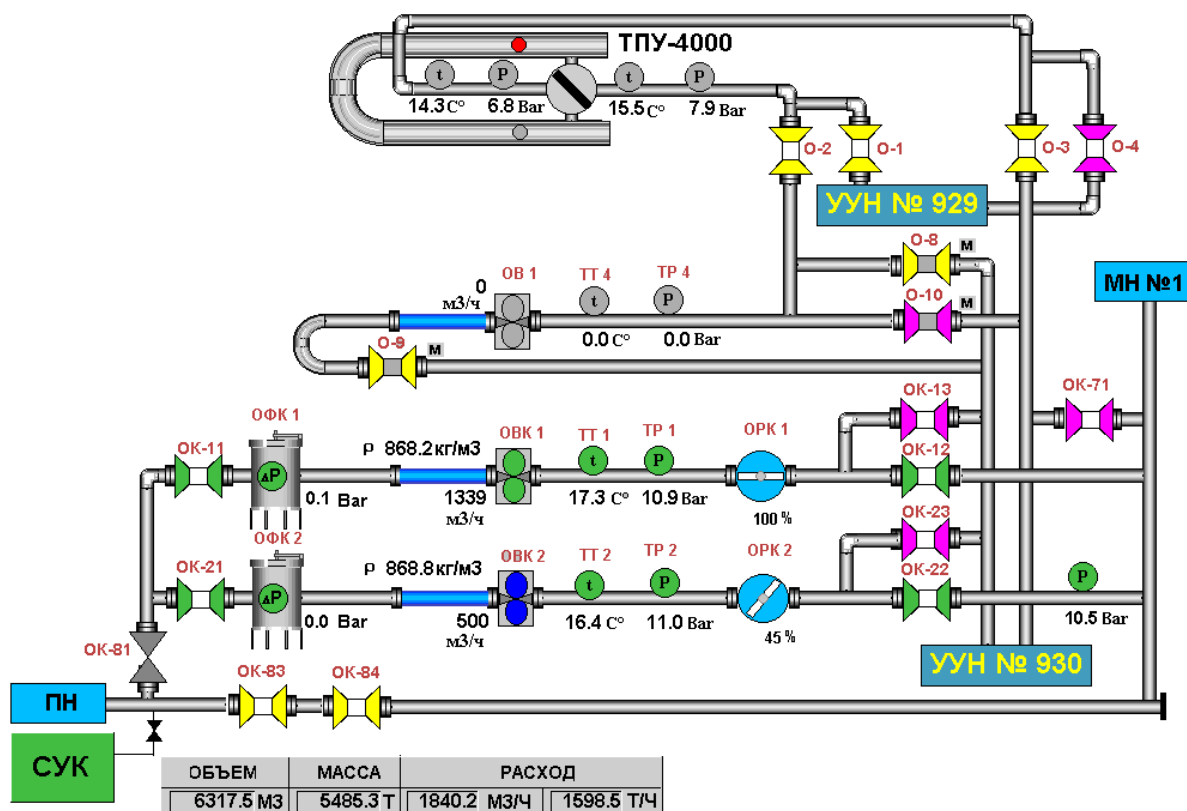


Рисунок 1.7 - Загальний вигляд СВКН

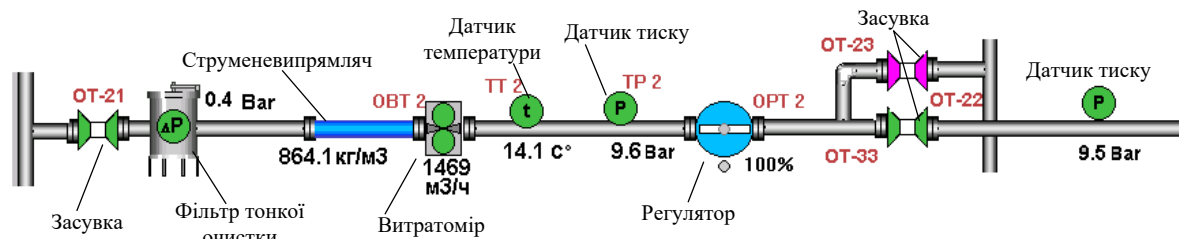


Рисунок 1.8 - Загальний вигляд типової вимірювальної лінії

Блок вимірювання параметрів якості нафти є функціональною частиною СВКН, призначеною для визначення фізико-хімічних показників сировини відповідно до технічних умов або вимог нормативної документації. Відбір проб до цього блоку здійснюється з урахуванням принципу ізокінетичності через

пробозабірні пристрої, конструкція яких повинна відповідати вимогам ДСТУ 4488:2005 «Нафта і нафтопродукти. Методика відбору проб. Загальні вимоги».

У блоці вимірювання якості забезпечується:

- неперервний контроль щільності (використовуючи густиноміри або щільноміри, інтегровані в трубопровід),
- визначення температури, в'язкості, вмісту води, механічних домішок, сірки та інших показників залежно від вимог комерційного контракту або експлуатаційних регламентів.

Особливу увагу при проектуванні блоку приділяють забезпеченню ізокінетичного режиму відбору проб, що дозволяє гарантувати представницькість відібраної проби та її відповідність потоку в трубопроводі, як цього вимагають ISO 3171, ГОСТ 2517-2012, та їх адаптовані українські еквіваленти.

Система вимірювання параметрів якості нафти та функції інформаційно-обчислювального блоку СВКН. Вимірювання показників якості нафти у складі системи вимірювання кількості та якості нафти (СВКН) виконує не лише функцію контролю режимів роботи технологічного обладнання та процесів перекачування. Основним призначенням цієї підсистеми є забезпечення достовірності даних, що фіксуються в товарно-транспортних документах, зокрема під час формування паспорта якості нафти, який супроводжує кожну партію при виконанні комерційних операцій.

Для забезпечення вимог ДСТУ 4488:2005 та ISO 3171 у частині відбору репрезентативних проб передбачено оснащення блоку вимірювання якості наступними пристроями:

- Автоматизовані пробовідбірники — основний та резервний, які забезпечують відбір проб згідно із заданою програмою. Проби накопичуються в герметичних ємностях (контейнерах) об'ємом не менше 3 літрів, що відповідає вимогам до забезпечення достовірності аналізу показників якості;
- Пристрій ручного відбору точкових проб — використовується

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

персоналом контрольно-аналітичної лабораторії для підтвердження достовірності результатів або в разі виходу з ладу автоматичних пробовідбірників.

Крім того, для підвищення точності та достовірності визначення фізико-хімічних параметрів у складі блоку обов'язково передбачено:

- вузол підключення пікнометричної установки — поруч із штатними датчиками густини, з метою порівняння та калібрування результатів;
- робоче місце для проведення вимірювання густини ареометричним методом, згідно з вимогами ДСТУ ISO 3675:2005 «Нафта сира і нафтопродукти. Визначення густини. Стандартний метод за допомогою ареометра».

Система обробки вимірювальної інформації. Інформаційно-обчислювальний модуль є центральним елементом автоматизованої системи СВКН, який забезпечує приймання, обробку, реєстрацію та архівацію вимірювальних даних щодо кількісних та якісних показників нафти, що надходить через вимірювальні лінії. Цей модуль реалізує широкий спектр функцій, зокрема:

- розрахунок миттєвих і підсумкових об'ємних та масових витрат;
- обчислення щільності, маси, температури, тиску в середньозваженому значенні по кожній лінії окремо та по СВКН загалом;
- контроль різниці тиску на фільтрах (перепад тиску);
- визначення вологості (вологівмісту) нафти;
- автоматичне управління пробовідбірниками, контроль їх технічного стану;
- реєстрація перевищення граничних значень показників;
- контроль технічного стану перетворювачів витрати у реальному часі без переривання технологічного процесу;
- управління роботою трубопоршневої установки (ТПУ);
- контроль наявності вільного газу у нафті;
- сигналізація про витіки дренажу;

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

- пожежний та газовий контроль стану повітряного середовища в приміщеннях відповідно до вимог ДСТУ EN 60079 щодо вибухозахищеного електрообладнання.

Трубопоршнева установка (ТПУ). ТПУ застосовується для метрологічної повірки та верифікації витратомірів, змонтованих у складі вимірювальних ліній без демонтажу. Методика базується на прямому зіставленні результатів вимірювань витрати з об'ємом, визначеним контрольним об'ємом поршневої системи.

Перевірочна установка. Для забезпечення простежуваності вимірювань і відповідності метрологічним вимогам використовується стаціонарна повірочна установка, що функціонує на базі мірників 1-го розряду та ваг 1-го розряду відповідно до вимог ДСТУ OIML R 120:2005. Така установка дозволяє здійснювати перевірку ТПУ об'ємно-масовим методом з періодичністю не рідше одного разу на два роки.

Вичерпний перелік засобів вимірювання та елементів обладнання, які входять до складу трубопоршневої установки та перевірочної станції, наведено у табл. 1.2 та 1.3 відповідно.

Таблиця 1.2 - Засоби вимірів і устаткування, що входять до складу трубопоршньової установки

Найменування засобу вимірів і устаткування	Допустима похибка
Трубопоршньова установка	$\Delta = \pm 0,09 \%$
Перетворювач надлишкового тиску	$\Delta = \pm 0,6 \%$
Перетворювач температури в комплекті з термокарманом	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$
Манометр	Кл. 0,6
Термометр ртутний скляний	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$

Таблиця 1.3 - Основні засоби вимірювань і обладнання, що входять в склад повірочної установки

Найменування засобу вимірів і устаткування	Допустима похибка
Платформні ваги	2 кл.
Мірник зразковий	1 раз
Турбінний перетворювач витрати (при визначенні витрати при перевірці, як індикатор)	-
Манометр	Кл. 0,6
Термометр ртутний скляний на виході ТПУ	$A = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$
Соленоїдний клапан електромагнітний, "нормально відкритий"	-
Вентилі запірно-регулюючі	-
Кульові крани	-
Вентиль	-
Насос	-
Фільтр перед насосом механічний сітчастий	-
Клапан зворотний	-
Місткість накопичувальна	-
Соленоїдний клапан електромагнітний, "нормально закритий"	-

1.7 Вимірювання питомої маси нафти непрямим і прямим методом динамічних вимірювань

Маса бруто прийнятої або зданої нафти визначається із застосуванням системи вимірювань кількості та показників якості нафти (СВКН) відповідно до чинних методичних рекомендацій, які регламентують порядок облікових операцій. У практиці застосовуються два основні методи вимірювання маси нафти:

1. Непрямий метод динамічних вимірювань, що базується на обробці сигналів від перетворювачів об'ємної витрати (включно з ультразвуковими витратомірами) та поточних перетворювачів щільності. Цей метод полягає у

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

визначенні маси як добутку виміряного об'єму, приведеного до стандартних умов, та густини нафти, приведеної відповідно до умов вимірювання об'єму або стандартних умов;

2. Прямий метод динамічних вимірювань, у якому маса нафти визначається безпосередньо за допомогою вагових вимірювань, що реалізується через вагоміри (маса в тоннах) із автоматичною реєстрацією результатів.

При застосуванні непрямого методу облік маси бруutto базується на реєстрації наступних параметрів:

- Обсяг нафти (м^3), зафіксований кожним робочим перетворювачем витрати в робочих умовах і приведений до стандартних умов, що відповідає вимогам ГОСТР 8.595-2004 (еквівалент ДСТУ 2737-94 «Об'ємні витрати рідин. Загальні вимоги до вимірювальних систем»);

- Обсяг нафти, приведений до стандартних умов, визначений комплексно системою вимірювання СВКН;

- Густина нафти ($\text{кг}/\text{м}^3$), виміряна потоковим густиноміром та приведена як до умов вимірювання об'єму, так і до стандартних умов;

- Маса бруutto (т), обчислена для кожної робочої лінії та для всієї системи шляхом множення об'єму на щільність відповідно до обраних умов.

Вимірювання об'єму здійснюється за допомогою різних типів витратомірів, зокрема турбінних, лопатевих, роторних, ультразвукових та інших. Для підвищення точності обліку також застосовують перетворювачі тиску та температури, оскільки параметри нафти залежать від температурно-технологічних умов. Інформація обробляється у системі обробки інформації СВКН.

Для метрологічного контролю та калібрування кожної вимірювальної лінії, а також входу і виходу повірочної установки, на відповідних ділянках встановлюють перетворювачі тиску та температури, манометри і скляні термометри. Аналогічні прилади монтують і на вихідному колекторі СВКН.

При прямому методі маса бруutto нафти визначається безпосередньо

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

вагомірами, які вимірюють масу в тоннах, після чого результати автоматично реєструються у системі обліку. Такий підхід забезпечує більш пряме і часто більш точне визначення маси, але потребує спеціалізованого обладнання — вагових систем (рис. 1.9).

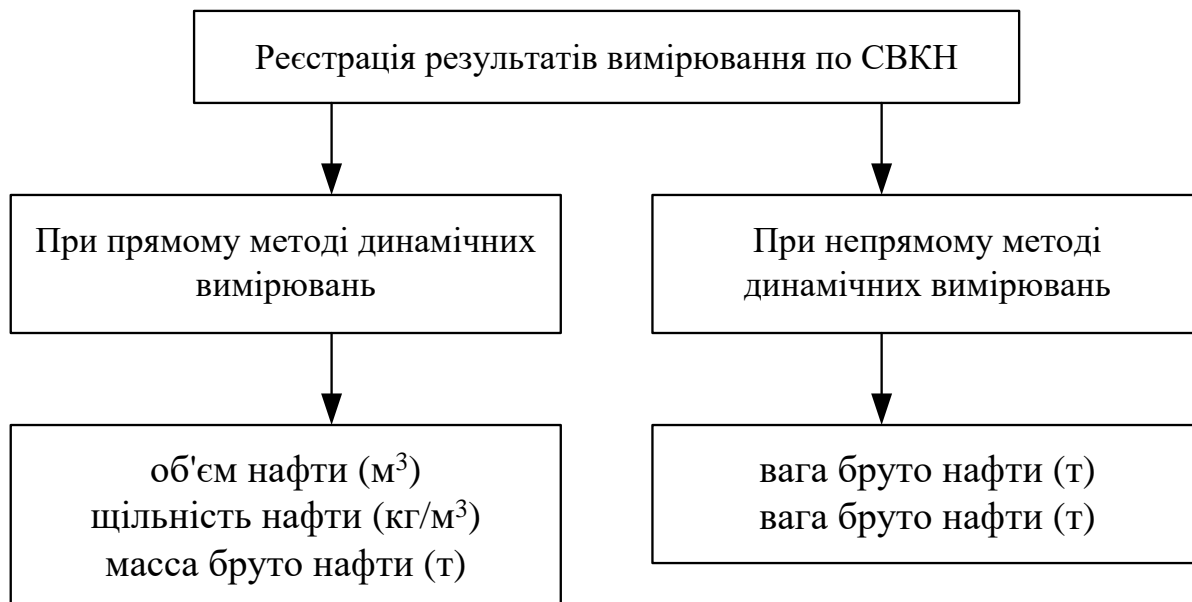


Рисунок 1.9 - Реєстровані в СИКН результати вимірів, необхідні для розрахунку кількості нафти

Оформлення результатів вимірювань незалежно від обраного методу ведеться у спеціальному журналі реєстрації, де записи робляться через інтервали часу, визначені договірними умовами (наприклад, кожні 2 години). Це забезпечує прозорість і простежуваність обліку.

На основі отриманих даних формується документ — паспорт якості нафти, що включає:

- середньозважені значення температури, тиску та щільності за зміну;
- середньозважені значення щільності нафти, приведені до температур 20 °C і 15 °C;
- результати лабораторних досліджень, виконаних відповідно до вимог ГОСТ 51.858-2002 (аналог ДСТУ 4513-99).

Склад обладнання СВКН для вимірювання маси нафти непрямим і прямим

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

методами включає широкий спектр метрологічних приладів і систем, детально наведений у табл. 1.4, 1.5, 1.6, які містять специфікації вимірювальних ліній, витратомірів, перетворювачів параметрів та вагових пристроїв.

Таблиця 1.4 - Основні засоби виміру, що встановлюються на технологічній частині СИКН

Найменування засобів вимірів і устаткування, що входять до складу СВКН		Межі похибки засобів вимірів, що припускаються		Примітка
Непрямої метод динамічних вимірів	Прямий метод динамічних вимірів	Непрямої метод динамічних вимірів	Прямий метод динамічних вимірів	
Блок вимірювальних ліній				
Перетворювачі витрати робочі, резервний	Вагомір основний і резервний	$\pm 0,15\%^*$	$\pm 0,25\%^*$	
Перетворювач витрати контрольний	Вагомір контрольний	$\pm 0,1\%^{**}$	$\pm 0,20\%^{**}$	За наявності за проектом
Перетворювач тиску		$\pm 0,5\%^{***}$		
Перетворювач тиску (дифманометри) манометри на фільтрах	перепаду і	$\pm 2,5\%^{***}$		Для контролю забрудненості фільтрів
Манометри		$\pm 0,6\%^{***}$		
Перетворювачі температури в комплекті з термоопорами (сенсорами) класу А		$\pm 0,2^\circ\text{C}^{****}$		
Термометри скляні		$\pm 0,2^\circ\text{C}^{****}$		Ціна поділки $0,1^\circ\text{C}$
Фільтри		-		За наявності у складі СИКН окремого блоку фільтрів, фільтр на вимірювальній лінії не встановлюють

Продовження таблиці 1.4

Найменування засобів вимірів і устаткування, що входять до складу СВКН		Межі похибки засобів вимірів, що припускаються		Примітка
Непрямий метод динамічних вимірів	Прямий метод динамічних вимірів	Непрямий метод динамічних вимірів	Прямий метод динамічних вимірів	
Засувки або кульові крани (запірна арматура) електроприводні, у тому числі з гарантованим перекриттям потоку і обладнані пристроями контролю герметичності(*)		-		Тільки та запірна арматура, негерметичність якої впливає на достовірність результатів вимірів при облікових операціях, при перевірках і контролі метрологічних характеристик перетворювачів витрати
Напоровипрямлячі	Ні	-		За наявності за проектом
Регулятори витрат		-		
Пробозабірний пристрій (встановлений на колекторі СВКН)		-		Згідно ДСТУ 4488:2005
Регулятор тиску на виході СИКН		-		За наявності за проектом
Блок вимірювання якості				
Перетворювач щільності потоковий, основний і резервний		±0,36 кг/м ³ ****		-
Перетворювач тиску		±0,5%***		-
Манометри		±0,6%***		-
Витратомір		± 5,0 %*		—
Пробовідбірник автоматичний (основний і резервний) з диспергатором		-		Згідно ДСТУ 4488:2005

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Таблиця 1.5 - Основні засоби вимірювання, що встановлюються поза технологічної частини СВКН

Найменування засобів вимірювань і обладнання, які входять до складу СВКН	Межі допустимої похибки засобів вимірювань	Примітка
Система обробки інформації	$\pm 0,05 \%$	У разі неможливості застосування перетворювача витрати без вторинної апаратури (приладу)
Вторинна апаратура перетворювачів витрати	$\pm 0,05 \%$	-
Автоматизоване робоче місце оператора	-	На знову споруджуваних і реконструйованих СВКН та за наявності по проекту
Стаціонарна повірочна установка (установка повірки та калібрування ТПУ)	I чи II розряду	На одному майданчику з СВКН

Таблиця 1.6 - Додаткові засоби вимірювання і устаткування СВКН

Найменування засобів вимірювань і обладнання, які входять до складу СВКН		Межі допустимої похибки засобів		Примітка
Не прямий метод динамічних вимірювань	Прямий метод динамічних вимірювань	Непрямий метод динамічних вимірювань	Прямий метод динамічних вимірювань	
Перетворювач щільності еталонний стаціонарний в блок вимірювання якості	немає	$\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$ ****	-	При наявності за проектом
Перетворювач в'язкості в блок вимірювання якості	немає	$\pm 1,0\%$ ***	-	При наявності за проектом

Найменування засобів вимірювань і обладнання, які входять до складу СВКН		Межі допустимої похибки засобів		Примітка
Не прямий метод динамічних вимірювань	Прямий метод динамічних вимірювань	Непрямий метод динамічних вимірювань	Прямий метод динамічних вимірювань	
Перетворювач вологовмісту потоковий (основний і резервний) в блок вимірювання якості		± 0,1 % ****		
Перетворювач серосодержання потоковий в блок вимірювання якості з діапазонами вимірювань: 0...0,6% ОД. .. 1,8% 1,8 ... 5,0%		± 0,02 % ± 0,06 % ± 0,18%		
Пристрій щодо коригування коефіцієнта перетворення витрати по витраті або витраті і в'язкості	немає	± 0,05%	-	За наявності за проектом, для корекції коефіцієнта перетворення витрати
підсумовуючий прилад	-	± 0,05%	-	При наявності за проектом
Індикатор контролю наявності вільного газу			-	
Термостатуючому циліндр в блоці вимірювання якості			-	
Промивний насос в блоці вимірювання якості			-	
Газосигналізатор в блоці вимірювання якості			-	
Датчик пожежі в блоці вимірювання якості			-	-
Вентилятор витяжною в блоці вимірювання якості			-	-

Примітка:

* - Межі допустимої відносної похибки у діапазоні витрат;

** - межі допустимої відносної похибки в точці витрати;

*** - Межі приведеної похибки;

**** - Межі допустимої абсолютної похибки.

В процесі експлуатації СВКН обов'язково контролюють ряд основних і додаткових параметрів (табл. 1.7, 1.8, 1.9).

Таблиця 1.7 - Основні параметри, контрольовані при експлуатації СВКН для прямого і непрямого методу динамічних вимірювань

Параметри	Примітка
Витрата нафти через вимірювальні лінії	Величина витрати повинна знаходитися в межах робочого діапазону витрат, зазначених в свідоцтві про перевірку перетворювача об'ємного або масової витрати
Надмірний тиск нафти після перетворювача витрати	З метою забезпечення режиму безквітаційної роботи перетворювача витрати, надлишковий тиск після нього встановлюють і підтримують не менше значення, визначеного за формулою: $P = 2,06P_H + 2\Delta P,$ де P - мінімальне значення надлишкового тиску після перетворювача витрати; P_H - тиск насичених парів, визначене за ГОСТ 1756 при максимальній температурі нафти в СВКН, МПа; ΔP - перепад тиску на перетворювачі витрати, зазначений у технічному паспорті на даний тип, МПа

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Параметри	Примітка
Перепад тиску на фільтрах	Повинен бути не більше значення, вказаного в паспорті на даний тип фільтра, або не повинен перевищувати значення $2\Delta P_{\phi}$, де ΔP_{ϕ} - перепад тиску на фільтрі при максимальній витраті, визначений на конкретному СВКН після чищення фільтра
Витрата нафти через блок вимірювання якості	Повинен забезпечити: <ul style="list-style-type: none"> • виключення метрологічного відмови поточних перетворювачів, встановлених в БИК (виняток відхилення їх метрологічних характеристик від нормованих значень); • достовірність і наочність відібраної проби

Приклад. Дано: P_H - 500 мм рт. ст. = 0,067 МПа; ΔP = 0,05 МПа.

Рішення: $P = 2,06 P_H + 2\Delta P = 2,06 \times 0,067 + 2 \times 0,05 = 0,24$ МПа. Тобто, мінімальної значення надлишкового тиску після перетворювача витрати не повинно перевищувати значення 0,24 МПа.

Таблиця 1.8 - Додаткові параметри, контрольовані при експлуатації СВКН для прямого методу динамічних вимірювань

Параметри	Примітка
Зсув нуля вагоміра	Контроль зсуву нуля проводять у відповідності з технічним описом на вагомір конкретного типу

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 1.9 - Додаткові параметри, контрольовані при експлуатації СВКН для непрямого методу динамічних вимірювань

Параметри	Примітка
Значення f/v	f - поточна вихідна частота перетворювача витрати; v - в'язкість нафти при контролі значення f/v , допускається значення витрати не контролювати
В'язкість нафти	<p>При відсутності пристрою або алгоритму щодо коригування коефіцієнта перетворення для перетворювача витрати від зміни в'язкості, в'язкість нафти не повинна відрізнятися від значень, при яких проводили перевірку турбінного лічильника, більш ніж:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $\pm 2 \times 10^{-6}$ м/с² - для турбінних перетворювачів витрати типів «Турбоквант», «Норд-М» (Du від 40 до 200); • $\pm 5 \times 10^{-6}$ м/с² - для турбінних перетворювачів витрати типів «Ротоквант» (Eu від 150 до 400), «МИГ» (Du від до 150); «Сміт» (Du до 200); • $\pm 10 \times 10^{-6}$ м/с² - для турбінних перетворювачів витрати типів «МИГ» (Du більше 150); «Сміт» (Du більше 200). • Для інших типів перетворювачів витрати межі вимірів в'язкості не повинні перевищувати значень, встановлених в описах типу за результатами випробувань

Висновки до розділу

У цьому розділі було детально розглянуто технічні та методологічні засади функціонування системи вимірювання кількості та показників якості нафти (СВКН) при виконанні товарно-транспортних операцій. Встановлено, що для забезпечення достовірного комерційного обліку нафти необхідним є комплексний підхід до вимірювання маси, що передбачає використання як непрямого, так і прямого методу динамічних вимірювань. Непрямий метод

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

базується на обчисленні маси шляхом перемноження приведених до стандартних умов об'єму та густини нафти, що вимірюються за допомогою витратомірів і потокових густиномірів. Натомість прямий метод реалізується через вагоміри, які дозволяють безпосередньо реєструвати масу бруто нафти.

Підтверджено, що забезпечення точності обліку залежить від комплектації СВКН високоточними приладами: перетворювачами тиску, температури, щільності та об'єму, а також від ефективної роботи системи обробки інформації, яка виконує обчислення маси, середньозважених параметрів та здійснює архівацію даних. Особливе значення має функція автоматичного контролю пробовідбірників і підтримка метрологічної надійності вимірювальних ліній, що забезпечується використанням трубопоршньової та повірочної установок.

Результати вимірювань систематизуються та фіксуються у паспорті якості, який формується відповідно до державних стандартів і містить значення основних параметрів нафти, зокрема температури, тиску, щільності та лабораторні показники. Усе це свідчить про високий рівень інтеграції технічних засобів, нормативного забезпечення і процедур обробки даних у процесі обліку нафти, що є передумовою прозорості, надійності та точності обліково-розрахункових операцій у нафтотранспортній системі.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ І ІДЕНТИФІКАЦІЯ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ

2.1 Постановка задачі дослідження

Розроблення системи автоматизованого керування установкою обліку нафти є складним інженерним завданням, що вимагає врахування низки технічних, метрологічних та програмних аспектів. Установка складається з декількох ліній, кожна з яких обладнана датчиками комерційного обліку, призначеними для вимірювання кількості нафти, що проходить через відповідний технологічний канал. Важливо зауважити, що ці датчики відрізняються за класом точності, що безпосередньо впливає на достовірність отриманих вимірювань у межах визначеного діапазону.

Система автоматичного регулювання, яка проектується, повинна забезпечувати підтримку обліку у межах мінімальної допустимої похибки, прагнучи максимально наблизити вимірювані показники до істинних значень. Це досягається шляхом аналізу вхідних даних із різних ліній, порівняння їхніх результатів і корекції параметрів обліку з урахуванням специфіки кожного датчика. Технічне рішення вимагає комплексного підходу, який охоплює розробку алгоритмів корекції похибок, автоматичне визначення найбільш точного джерела даних, а також адаптивне переналаштування системи залежно від змін у параметрах технологічного процесу або зовнішніх умов.

Крім того, реалізація такої системи передбачає інтеграцію з існуючими технологічними процесами, що вимагає глибокого розуміння фізико-хімічних властивостей нафти, динаміки її руху в трубопроводах і можливих факторів, які можуть впливати на точність вимірювань. У цьому контексті особлива увага приділяється вибору методів обробки сигналів від датчиків, зокрема застосуванню методів фільтрації, калібрування та компенсації систематичних похибок.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

2.2 Розробка моделі вхід-вихід для САР обліку нафти

Створення моделі вхід-вихід для автоматизованої системи регулювання (АСР) обліку нафти ґрунтується на детальному аналізі функціональних зв'язків між вимірювальними параметрами, характеристиками датчиків та алгоритмами корекції, що забезпечують мінімізацію похибок обліку у реальних умовах експлуатації. У контексті нашої задачі, де кількість нафти вимірюється через кілька ліній із різними датчиками комерційного обліку, кожен з яких має власний клас точності та діапазон вимірювання, модель має відображати взаємодію цих параметрів і забезпечувати коректну обробку інформації для досягнення максимальної точності.

Першим кроком у створенні моделі є визначення вхідних величин, що репрезентують реальні фізичні та метрологічні характеристики процесу. До них належать сигнали об'ємної витрати нафти, які надходять з усіх ліній вимірювання, та їхні похибки, що залежать від технічних особливостей відповідних датчиків. Температура і тиск на кожній лінії також враховуються як фактори, що впливають на властивості нафти і, відповідно, на точність вимірювань. Крім того, змінність у процесі, що виникає через зовнішні впливи або внутрішні технологічні коливання, моделюється як збурення, які можуть викликати відхилення від ідеальних показників (табл. 2.1.).

Таблиця 2.1 – Перелік вхідних величин моделі «вхід-вихід»

№	Позначення	Фізичний зміст
1.	Q_i	Об'ємна витрата нафти на і-й лінії вимірювання, що визначається датчиком комерційного обліку; відображає фактичний потік нафти через відповідний канал
2.	E_i	Похибка вимірювання і-го датчика у межах його класу точності, що залежить від технічних характеристик і діапазону роботи приладу

№	Позначення	Фізичний зміст
3.	T_i	Температура нафти на i -й лінії, що впливає на фізичні властивості середовища і може корелювати з похибками вимірювальної системи
4.	P_i	Тиск у трубопроводі на i -й лінії, що може впливати на режим потоку і тим самим на точність вимірювань
5.	ΔQ	Збурення у потоці нафти (коливання витрати), що виникають унаслідок технологічних змін або зовнішніх факторів
6.	C_i	Клас точності i -го датчика, який характеризує межі допустимої похибки у певному діапазоні вимірювання
7.	S	Стан датчиків (параметри калібрування, знос, час роботи), які визначають їхню працездатність і надійність вимірювань

Далі в моделі необхідно врахувати стан датчиків, який характеризується такими параметрами, як рівень калібрування, наявність зношування або технічних несправностей, що впливають на стабільність сигналів. Ці параметри вводяться як додаткові вхідні змінні, що дозволяють реалізувати механізми діагностики і самокорекції системи.

Вихідними величинами моделі стають скориговані значення обліку об'єму нафти, отримані шляхом усереднення та корекції сигналів з урахуванням відомих похибок і стану обладнання. Також формуються сигнали керування, які подаються на регулятори і виконавчі механізми, спрямовані на адаптацію вимірювального процесу у реальному часі з метою зниження сумарної похибки. Ці вихідні параметри є результатом комплексної обробки вхідних даних з застосуванням математичних алгоритмів, що можуть включати як класичні методи регулювання, так і сучасні адаптивні та оптимізаційні підходи (табл. 2.2.).

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Таблиця 2.2 – Перелік вихідних величин моделі «вхід–вихід»

№	Позначення	Фізичний зміст
1.	$Q_{\text{кор}}$	Скориговане значення об'ємної витрати нафти, обчислене з урахуванням корекції похибок і усереднення даних з усіх ліній
2.	$e_{\text{облік}}$	Похибка обліку кількості нафти після корекції, що демонструє ступінь наближення до реального об'єму
3.	$u_{\text{рег}}$	Сигнал керування системою регулювання, який подається на виконавчі механізми (наприклад, клапани, насосні установки) для підтримки оптимальних параметрів вимірювання
4.	$u_{\text{діагн}}$	Діагностичні сигнали, що відображають стан системи, зокрема працездатність датчиків, наявність збурень чи аномалій

Для формалізації опису моделі використовуються передавальні функції, які описують динаміку окремих ліній вимірювання, вплив регуляторів та виконавчих пристроїв, а також збурень. Вони дозволяють у частотній області аналізувати стійкість та ефективність системи управління. В результаті створення моделі вхід–вихід виникає інтегрована система, здатна адаптивно підтримувати облік нафти в межах мінімальних похибок, що максимально наближені до нуля, навіть за умов зміни режимів технологічного процесу та характеристик обладнання.

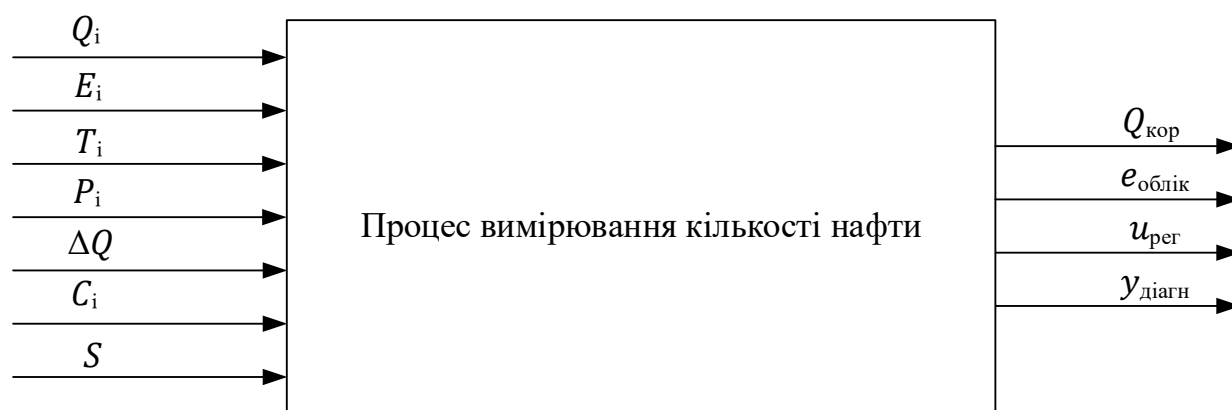


Рисунок 2.1 - Модель «вхід–вихід» процесу вимірювання кількості нафти

Модель вхід-вихід формує основу для розробки автоматизованої системи регулювання обліку нафти, яка здатна аналізувати вхідні дані з різних ліній вимірювання, оцінювати їх точність і, відповідно до завдань точності обліку, автоматично коригувати параметри вимірювального обладнання та технологічного режиму. Такий підхід дозволяє зменшити сумарну похибку, максимально наблизивши результати обліку до істинних значень, а також адаптуватись до змін у процесі транспортування та властивостях нафти. У комплексі це забезпечує надійність, стабільність і високу якість системи комерційного обліку, що є важливою умовою ефективного функціонування нафтопереробних підприємств та енергетичного сектору загалом.

2.3 Методика експериментального отримання перехідної характеристики

Процес отримання перехідної характеристики для автоматизованої системи регулювання витрати нафти передбачає проведення експериментального тестування у режимі збурення вхідного сигналу з подальшим фіксуванням реакції на виході. Такий підхід дозволяє виявити динамічні властивості об'єкта управління, включно з інерційністю, перерегулюванням, характером коливань та часом встановлення. Методика має бути строго регламентованою для забезпечення достовірності отриманих даних.

Підготовка системи до експерименту. Перед початком дослідження проводиться перевірка працездатності всіх елементів автоматизованої лінії обліку нафти, зокрема витратомірів, датчиків тиску, регуляторів і виконавчих механізмів. Забезпечується стабільна початкова робоча точка системи, в якій не спостерігається зовнішніх збурень.

Фіксація початкових умов. Усі змінні мають бути зафіксовані в усталеному стані до моменту збурення. Початковий вихідний сигнал, витрата G_0 , має бути вимірний та записаний як базове значення. Це забезпечує порівнянність результатів і точність нормалізації.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Застосування одиничного збурення (ступінчастої дії). У систему вводиться крокова зміна вхідного впливу. Наприклад, змінюється положення регулювального клапана, який подає нафту на витратомір. Це збурення має бути миттєвим або максимально наближеним до ідеального ступеневого сигналу — відбувається зміна керувального сигналу $u(t)$ з попереднього значення на нове:

$$u(t) = \begin{cases} 0, & t < 0 \\ 1, & t \geq 0 \end{cases} u(t) \quad (2.1)$$

Реєстрація вихідної реакції системи. Після введення збурення фіксується реакція об'єкта управління - витрата нафти, яка вимірюється за допомогою точного витратоміра. Вимірювання здійснюються з дискретністю 1 секунда (або меншою, залежно від вимог до точності). Усі значення $y(t)$ записуються в таблицю з прив'язкою до відповідного моменту часу.

Обробка результатів. Отримані значення нормалізуються відносно усталеного значення:

$$y^*(t) = \frac{y(t)}{y_\infty} \quad (2.2)$$

де y_∞ - усталене значення витрати. Нормалізована перехідна характеристика дозволяє незалежно від масштабів сигналів порівнювати динамічні властивості різних систем.

Побудова графіка. На основі таблиці даних будується графік перехідної характеристики, що наочно відображає поведінку системи у відповідь на збурення. За характером графіка визначається форма передавальної функції: наявність коливань, ступінь інерційності, час встановлення, перерегулювання (рис. 2.2).

Апроксимація і математичне моделювання. Після графічного аналізу здійснюється апроксимація експериментальної кривої стандартною передавальною функцією другого порядку. Параметри (коефіцієнти знаменника) підбираються так, щоб модельна крива максимально наближувалася до реальної. Для цього можуть використовуватись чисельні методи: метод найменших квадратів, критерії пікової амплітуди, часу запізнення, часу наростання тощо.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

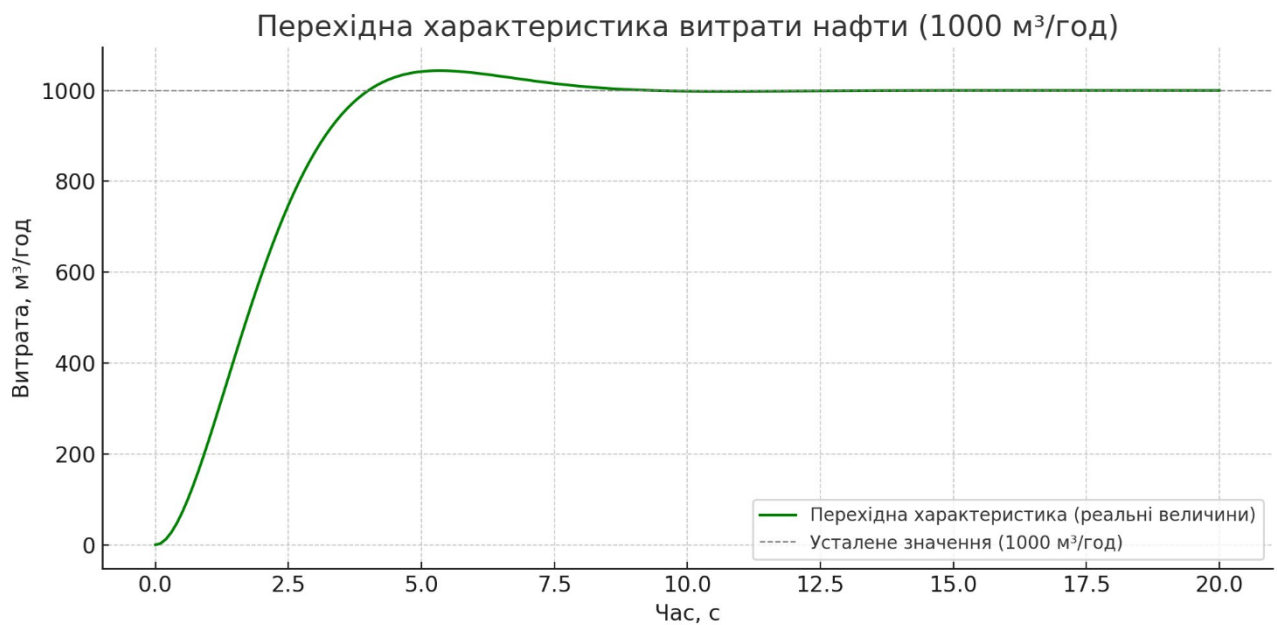


Рисунок 2.2 – Графіки перехідної характеристики АСР

Перехідна характеристика у безрозмірних одиницях подана у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати обробки експериментальних даних

Час, с	y(t)	y*(t) (безрозмірне)	Час, с	y(t)	y*(t) (безрозмірне)
0	0.000	0.000	11	0.991	0.990
1	0.172	0.172	12	0.990	0.990
2	0.501	0.500	13	0.993	0.993
3	0.800	0.800	14	0.997	0.996
4	0.995	0.995	15	0.999	0.999
5	1.084	1.084	16	1.001	1.000
6	1.099	1.098	17	1.001	1.001
7	1.075	1.075	18	1.001	1.001
8	1.042	1.042	19	1.001	1.000
9	1.014	1.014	20	1.000	1.000
10	0.997	0.997			

Щоб знайти передавальну функцію за табличними даними перехідного процесу в MATLAB/Simulink, можна скористатися інструментами System Identification Toolbox.

Модель динаміки регулювання витрати нафти в системі обліку представлена передавальною функцією другого порядку, що описує реакцію системи на одиничне збурення керувального сигналу:

$$W_{\text{ок}}(p) = \frac{1}{1,45p^2 + 1,7p + 1}. \quad (2.3)$$

Ця передавальна функція характеризує систему з помірною інерційністю, наявністю затухаючих коливань і добре визначеним усталеним значенням. Структура знаменника вказує на наявність комплексно-спряжених коренів із негативною дійсною частиною, що гарантує асимптотичну стійкість та обмежене перерегулювання в перехідному процесі.

Висновки до розділу

У межах даного розділу було обґрунтовано доцільність впровадження системи автоматичного регулювання для обліку витрати нафти в умовах багатолінійної вимірювальної інфраструктури. Показано, що наявність декількох облікових ліній із витратомірами різного класу точності створює потребу в інтегрованій автоматизованій системі, здатній забезпечити стабільний та надійний облік при мінімізації похибки у межах заданого діапазону. Такий підхід дозволяє досягти максимальної достовірності даних комерційного обліку навіть в умовах технологічної неоднорідності засобів вимірювання.

У ході дослідження було розроблено структуру системи керування на основі моделі типу «вхід–вихід», яка враховує особливості функціонування ліній вимірювання, взаємозв'язки між вхідними збуреннями, сигналами керування та вимірюваними параметрами. На основі експериментальних даних побудовано перехідну характеристику витрати нафти, виконано її нормалізацію та апроксимацію з подальшим визначенням передавальної функції другого порядку, що характеризується слабозатухаючим коливальним режимом та тривалістю перехідного процесу до 10 секунд.

Застосування математичного опису динамічних властивостей об'єкта регулювання дозволяє обґрунтовано підходити до вибору типу регулятора,

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

параметрів налаштування та логіки взаємодії з вимірювальними каналами. Такий підхід забезпечує адаптивне й точне регулювання облікової витрати за умов змін технологічного навантаження, підвищуючи ефективність функціонування облікової установки загалом.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

3 СИНТЕЗ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ВИТРАТИ ПРИ ОБЛІКУ НАФТИ

3.1 Розрахунок одноконтурної автоматичної системи регулювання

Розрахунок одноконтурної автоматичної системи регулювання для об'єкта керування з передавальною функцією $W_{ок(p)} = \frac{1}{1,45p^2 + 1,7p + 1}$ передбачає комплексний аналіз динамічних властивостей системи та синтез регулятора, здатного забезпечити задані показники якості перехідного процесу. Методологія розрахунку базується на класичних принципах теорії автоматичного керування з урахуванням специфічних вимог до систем обліку витрати нафти [4].

Процес синтезу системи автоматичного регулювання (САР) витрати у середовищі MATLAB/Simulink передбачає реалізацію кількох послідовних етапів, що включають математичне моделювання об'єкта регулювання, побудову структури керування, вибір типу регулятора та визначення його параметрів. Цей процес здійснюється із застосуванням стандартного інструментарію середовища MATLAB та функціональних можливостей Simulink для моделювання динамічних систем у часовій та частотній областях.

На першому етапі проводиться відтворення динамічної моделі об'єкта керування у вигляді передавальної функції. У середовищі MATLAB ця функція задається з використанням команди `tf`, де чисельник та знаменник визначаються відповідно до номінального вигляду об'єкта. Зважаючи на характер отриманої моделі, яка описує слабозатухаючий коливальний процес другого порядку з обмеженою інерційністю, доцільно сформулювати структурну схему у Simulink із підключенням регулятора, об'єкта регулювання, порівняльного елемента та джерела тестового сигналу, що дозволяє змоделювати реакцію системи на типові вхідні впливи (рис. 3.1).

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

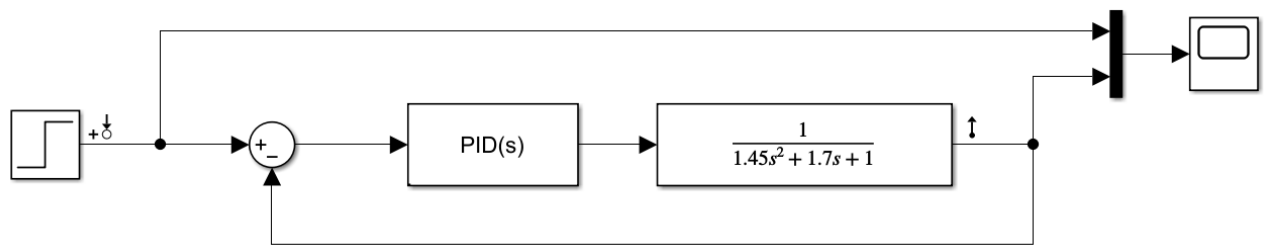


Рисунок 3.1 – Реалізація одноконтурної АСП у Simulink

3.2 Аналіз динамічних властивостей об'єкта керування

Аналіз динамічних властивостей об'єкта керування є складовою процесу синтезу автоматизованої системи, оскільки саме він дає змогу виявити, як об'єкт реагує на зовнішні впливи у часовій або частотній області, що, у свою чергу, визначає характер і параметри необхідного регуляторного впливу. Такий аналіз дозволяє кількісно оцінити інерційність, ступінь затухання, коливальність, а також стійкість системи, що є критично важливим для забезпечення адекватної поведінки керованого процесу в умовах змінних навантажень або збурень.

Без попереднього вивчення динаміки об'єкта будь-який вибір структури регулятора або параметрів налаштування відбуватиметься емпірично, що значно знижує надійність і точність роботи всієї системи автоматичного регулювання. Математичний опис, наприклад у вигляді передавальної функції, дозволяє перейти від якісного уявлення про об'єкт до точного кількісного аналізу, за допомогою якого можна змодельовати поведінку системи у відповідь на типові вхідні сигнали (східчасті, гармонійні, імпульсні), визначити часові параметри перехідного процесу, такі як час наростання, час встановлення, перерегулювання, а також визначити можливу наявність нестійких або малозатухаючих мод.

Такий підхід створює основу для цілеспрямованого вибору типу регулятора (наприклад, П, ІІ чи ПІІ) і його параметрів, оскільки кожен тип регулятора по-різному впливає на динаміку замкненої системи. У випадку з об'єктом, що має коливальну характеристику з обмеженим затушенням, саме попередній аналіз динамічних властивостей дозволяє зрозуміти, що простий

пропорційний контроль не гарантує необхідної якості регулювання, тоді як застосування диференціальної складової в регуляторі може суттєво покращити швидкодію та пригнітити небажані коливання.

Передавальна функція об'єкта керування представляє собою аперіодичну ланку другого порядку з комплексно-спряженими полюсами. Характеристичне рівняння знаменника $1,45p^2 + 1,7p + 1 = 0$ дозволяє визначити основні динамічні параметри системи. Дискримінант рівняння

$$D = b^2 - 4ac = (1,7)^2 - 4 \times 1,45 \times 1 = 2,89 - 5,8 = -2,91 < 0$$

підтверджує коливальний характер системи.

Корені характеристичного рівняння визначаються за формулою:

$$p^{1,2} = \frac{-1,7 \pm \sqrt{-2,91}}{2 \times 1,45} = \frac{-1,7 \pm j1,705}{2,9} = -0,586 \pm j0,588, \quad (3.1)$$

Природна частота недемпфованих коливань становить:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{1}{1,45}} = 0,831 \text{ рад/с.} \quad (3.2)$$

Коефіцієнт демпфування розраховується як:

$$\zeta = \frac{1,7}{2\sqrt{1,45}} = \frac{1,7}{2,408} = 0,706. \quad (3.3)$$

Демпфована частота коливань:

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} = 0,831 \sqrt{1 - 0,706^2} = 0,831 \times 0,708 = 0,588 \text{ рад/с}$$

3.3 Аналіз перехідної характеристики

Для практичного аналізу перехідної характеристики використовують або аналітичне перетворення (обернене перетворення Лапласа), або чисельне моделювання в MATLAB/Simulink, де застосовується функція `step()`, яка автоматично виконує відповідне обчислення для заданої передавальної функції, моделюючи реакцію системи на одиничний ступінчастий сигнал.

Аналіз перехідної характеристики дозволяє безпосередньо оцінити тимчасову поведінку системи у відповідь на базовий тип зовнішнього впливу, що має важливе значення при синтезі регуляторів. Він дає змогу встановити, наскільки швидко система реагує, чи є коливання, чи досягається стабільний

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

режим, а також дозволяє кількісно охарактеризувати такі параметри, як перерегулювання, час встановлення, тривалість перехідного процесу та похибку в усталеному стані (рис. 3.2).

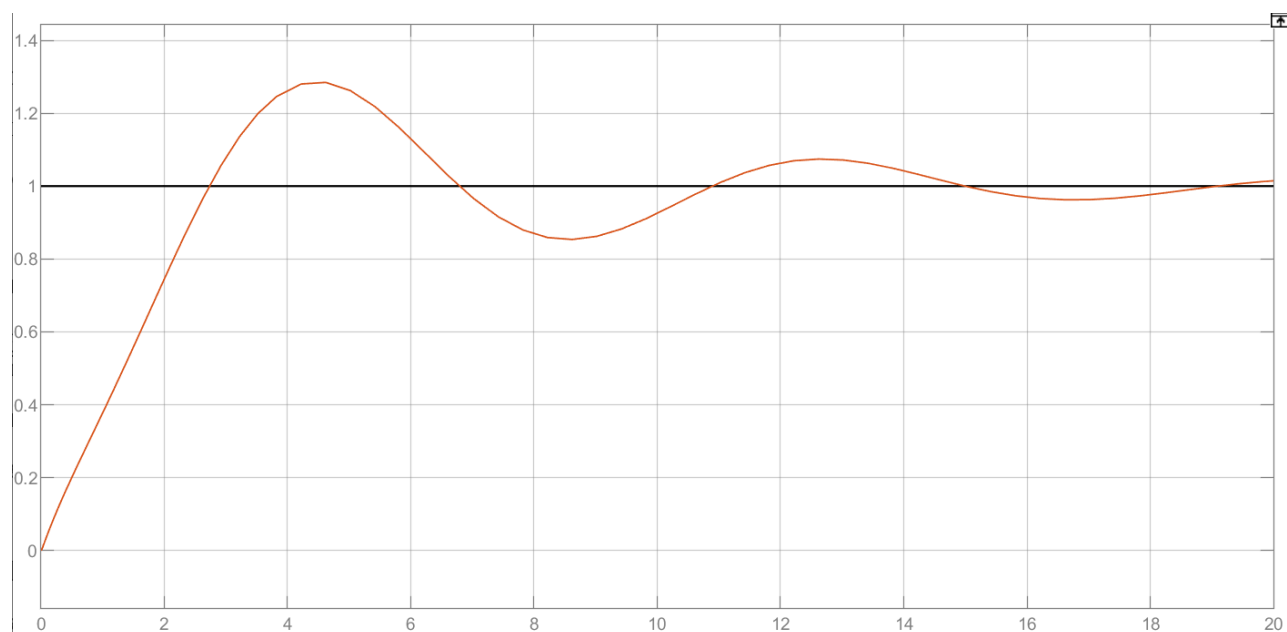


Рисунок 3.2 – Перехідна характеристика одноконтурної АСР

Перехідна функція об'єкта керування для ступінчастого вхідного впливу визначається як оригінал від передавальної функції:

$$h(t) = L^{-1} \left[\frac{W_{ок(p)}}{p} \right] = L^{-1} \left[\frac{1}{p(1,45p^2 + 1,7p + 1)} \right]. \quad (3.4)$$

Розкладання на прості дроби дає:

$$\frac{1}{p(1,45p^2 + 1,7p + 1)} = \frac{A}{p} + \frac{Bp + C}{1,45p^2 + 1,7p + 1}. \quad (3.5)$$

Визначення коефіцієнтів здійснюється методом невизначених коефіцієнтів:

- $A = 1$ (значення сталої складової)
- $B = -1,45$ (коефіцієнт при p у чисельнику)
- $C = -1,7$ (вільний член у чисельнику)

Перехідна функція має вигляд:

$$h(t) = 1 - e^{-0,586t} [\cos(0,588t) + 1,45 \sin(0,588t)]. \quad (3.6)$$

Максимальне значення перерегулювання розраховується за формулою:

					БР. АКПЗ-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

$$\sigma = \exp\left(-\frac{\pi\zeta}{\sqrt{1-\zeta^2}}\right) = \exp\left(-\pi \times \frac{0,706}{\sqrt{1-0,706^2}}\right) = \exp(-3,13) = 0,044 \text{ або } 4,4\%.$$

Час досягнення першого максимуму: $t_m = \pi/\omega_d = \pi/0,588 = 5,34 \text{ с.}$

Час регулювання (з точністю $\pm 5\%$): $t_r = 3/(\zeta\omega_n) = 3/(0,706 \times 0,831) = 5,11 \text{ с}$

3.4 Синтез ПІД-регулятора

Вибір регулятора обумовлений особливостями динаміки об'єкта. Оскільки перехідна характеристика виявляє слабозатухаючий характер, що свідчить про наявність коливальних режимів, та обмежену швидкодію, використання пропорційного регулятора не забезпечує достатньої якості керування. Водночас застосування інтегрального регулювання у чистому вигляді зумовлює появу додаткової інерційності, що може призвести до зростання часу перехідного процесу. У цьому контексті оптимальним рішенням стає реалізація пропорційно-інтегрально-диференціального (ПІД) регулятора, який поєднує здатність усувати систематичне статичне відхилення, пригнічувати коливальні режими та підвищувати швидкодію.

Для забезпечення оптимальних показників якості системи застосовується ПІД-регулятор з передавальною функцією:

$$W_{\text{рег}(p)} = K_{\text{п}} \left(1 + \frac{1}{T_{\text{іп}}} + T_{\text{дп}} p \right) = \frac{K_{\text{п}}(T_{\text{іп}} p + 1 + T_{\text{і}} \times T_{\text{дп}} p^2)}{T_{\text{іп}}}. \quad (3.7)$$

Параметри регулятора визначаються методом симетричного оптимуму, який забезпечує максимальну швидкодію системи при заданому запасі стійкості.

Для об'єкта другого порядку рекомендовані співвідношення:

Час інтегрування: $T_{\text{і}} = 1,7/1,45 = 1,172 \text{ с;}$

Час диференціювання: $T_{\text{д}} = 1/1,45 = 0,69 \text{ с.}$

Коефіцієнт передачі пропорційної складової визначається з умови забезпечення заданого запасу стійкості по фазі ($\varphi = 45-60^\circ$):

$$K_{\text{п}} = \frac{1,45}{2 \times 1,7 \times \sqrt{\frac{1}{1,45}}} = \frac{1,45}{2 \times 1,7 \times 0,831} = 0,515. \quad (3.8)$$

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

3.5 Аналіз замкненої системи

Аналіз замкненої системи автоматичного регулювання є завершальним і принципово необхідним етапом при синтезі САР, оскільки саме в умовах зворотного зв'язку проявляються інтегральні властивості системи як єдиного цілого. Мета такого аналізу полягає у визначенні динамічної стійкості, точності, швидкодії та чутливості замкненої системи до внутрішніх та зовнішніх збурень. На відміну від відкритої системи, у якій оцінюються лише реакції об'єкта на керуючі впливи, замкнена система дозволяє дослідити, як регулятор компенсує відхилення, зумовлені змінами навантаження або параметрів об'єкта.

Аналіз замкненої системи зазвичай проводиться у кількох вимірах: у часовій області вивчають перехідну характеристику, а в частотній — аналізують амплітудно-фазові властивості. Основним інструментом для дослідження часової реакції є модель реакції на одиничний ступінчастий вплив. Саме цей сценарій є найбільш показовим, оскільки демонструє, наскільки ефективно система стабілізує параметр регулювання за умов збурення. Типовими параметрами, які оцінюються при цьому, є час встановлення, величина перерегулювання, наявність коливань та характер затухання. Всі ці характеристики є індикаторами збалансованості регуляторного впливу: занадто агресивне керування може призводити до коливань, тоді як надмірно інертне — до повільної реакції.

Передавальна функція замкненої системи за каналом завдання має вигляд:

$$W_z(p) = \frac{W_{\text{рег}(p)}W_{\text{ок}(p)}}{1 + W_{\text{рег}(p)}W_{\text{ок}(p)}}. \quad (3.9)$$

Підставляючи отримані параметри регулятора:

$$W_{\text{рег}(p)} = \frac{0,515(1,172p + 1 + 0,69 \times 1,172p^2)}{1,172p} = \frac{0,515(0,809p^2 + 1,172p + 1)}{1,172p}. \quad (3.10)$$

Характеристичне рівняння замкненої системи:

$$1 + W_{\text{рег}(p)}W_{\text{ок}(p)} = 0 \quad 1 + \frac{0,515(0,809p^2 + 1,172p + 1)}{[1,172p(1,45p^2 + 1,7p + 1)]} = 0. \quad (3.11)$$

Після спрощення:

$$1,172p(1,45p^2 + 1,7p + 1) + 0,515(0,809p^2 + 1,172p + 1) =$$

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$\begin{aligned}
 &= 0 \ 1,7p^3 + 1,99p^2 + 1,172p + 0,416p^2 + 0,603p + 0,515 = \\
 &= 0 \ 1,7p^3 + 2,406p^2 + 1,775p + 0,515 = 0.
 \end{aligned}
 \tag{3.12}$$

3.6 Оцінка стійкості системи за критерієм Гурвіца

Аналіз стійкості автоматичної системи регулювання за критерієм Гурвіца виконується для характеристичного рівняння $1,7p^3 + 2,406p^2 + 1,775p + 0,515 = 0$. Критерій Гурвіца є алгебраїчним методом оцінки стійкості лінійних систем, який базується на аналізі коефіцієнтів характеристичного рівняння без необхідності знаходження його коренів.

Для характеристичного рівняння n-го порядку виду:

$$a_0p^n + a_1p^{n-1} + a_2p^{n-2} + \dots + a_{n-1}p + a_n = 0. \tag{3.13}$$

критерій Гурвіца формулює необхідні та достатні умови стійкості через знакопостійність головних мінорів матриці Гурвіца. Система вважається стійкою, якщо всі корені характеристичного рівняння мають від'ємні дійсні частини.

Для даного рівняння третього порядку $1,7p^3 + 2,406p^2 + 1,775p + 0,515 = 0$ коефіцієнти становлять:

- $a_0 = 1,7$;
- $a_1 = 2,406$;
- $a_2 = 1,775$;
- $a_3 = 0,515$.

Перша необхідна умова стійкості полягає в тому, що всі коефіцієнти характеристичного рівняння повинні мати однаковий знак (додатний при $a_0 > 0$). Аналіз показує, що всі коефіцієнти додатні: $1,7 > 0$, $2,406 > 0$, $1,775 > 0$, $0,515 > 0$, що свідчить про виконання необхідної умови стійкості.

Матриця Гурвіца для системи третього порядку має розмірність 3×3 та складається за наступним правилом: по головній діагоналі розташовуються коефіцієнти a_1, a_2, a_3, \dots , над діагоналлю - коефіцієнти з меншими індексами, під діагоналлю - з більшими індексами. Коефіцієнти з індексами менше нуля або

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

більше n приймаються рівними нулю.

Матриця Гурвіца для даної системи:

$$H = \begin{vmatrix} a_1 & a_0 & 0 \\ a_3 & a_2 & a_1 \\ 0 & a_4 & a_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 2,406 & 1,7 & 0 \\ 0,515 & 1,775 & 2,406 \\ 0 & 0 & 0,515 \end{vmatrix}. \quad (3.14)$$

Головні мінори матриці Гурвіца розраховуються послідовно:

Перший головний мінор: $\Delta_1 = a_1 = 2,406 > 0$

Другий головний мінор: $\Delta_2 = |a_1 \ a_0| = |2,406 \ 1,7| = 2,406 \times 1,775 - 1,7 \times 0,515 = 4,271 - 0,876 = 3,395 > 0$.

$$\text{Третій головний мінор: } \Delta_3 = \begin{vmatrix} a_1 & a_0 & 0 \\ a_3 & a_2 & a_1 \\ 0 & a_4 & a_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 2,406 & 1,7 & 0 \\ 0,515 & 1,775 & 2,406 \\ 0 & 0 & 0,515 \end{vmatrix}.$$

Розкриття детермінанта за третім рядком:

$$\Delta_3 = 0,515 \times |2,406 \ 1,7| = 0,515 \times (2,406 \times 1,775 - 1,7 \times 0,515) = 0,515 \times 3,395 = 1,748 > 0.$$

Згідно з критерієм Гурвіца, система стійка, якщо всі головні мінори матриці Гурвіца додатні. Результати розрахунків показують:

- $\Delta_1 = 2,406 > 0$
- $\Delta_2 = 3,395 > 0$
- $\Delta_3 = 1,748 > 0$

Всі головні мінори додатні, що свідчить про абсолютну стійкість досліджуваної системи. Це означає, що всі корені характеристичного рівняння мають від'ємні дійсні частини, а система здатна повертатися до стану рівноваги після будь-яких збурень.

3.7 Побудова та аналіз діаграми Боде

Діаграма Боде є фундаментальним інструментом частотного аналізу автоматичних систем регулювання, що дозволяє оцінити динамічні властивості системи, запаси стійкості та якість перехідних процесів. Для розімкненої системи з передавальною функцією $W_p(p) = W_{\text{рег}}(p) \times W_{\text{ок}}(p)$ діаграма Боде складається з логарифмічної амплітудно-частотної характеристики (ЛАЧХ) та

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

фазо-частотної характеристики (ФЧХ) (рис. 3.3).

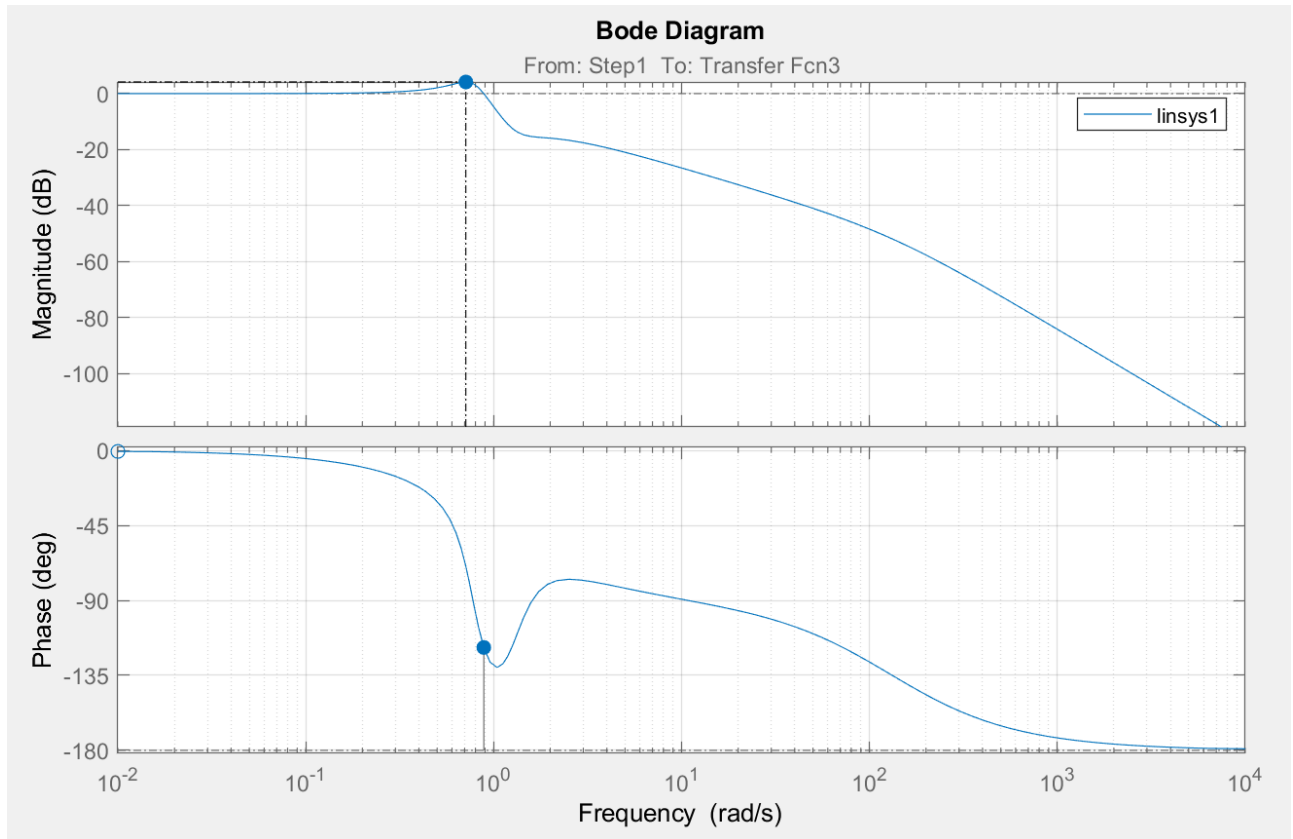


Рисунок 3.3 – Діаграма Бодє одноконтурної АСР

Передавальна функція ПІД-регулятора має вигляд:

$$W_{\text{рег}}(p) = \frac{0,515(1,172p + 1 + 0,809p^2)}{1,172p} = \frac{0,515(0,809p^2 + 1,172p + 1)}{1,172p}$$

Передавальна функція об'єкта керування: $W_{\text{ок}}(p) = \frac{1}{1,45p^2 + 1,7p + 1}$

Передавальна функція розімкненої системи: $W_p(p) = \frac{0,515(0,809p^2 + 1,172p + 1)}{[1,172p(1,45p^2 + 1,7p + 1)]}$

Для побудови асимптотичної ЛАЧХ передавальна функція розкладається на елементарні ланки:

$$W_p(p) = K \times \frac{(T^1p + 1)(T^2p^2 + 2\zeta T^2p + 1)}{p(T^3p^2 + 2\zeta^3 T^3p + 1)}. \quad (3.15)$$

де:

- $K = 0,515/1,172 = 0,439$ - коефіцієнт передачі;
- Інтегруючу ланку $1/p$;
- Диференціююча квадратична ланка в чисельнику;

- Коливальна ланка в знаменнику;

Спрощена форма після факторизації:

$$W_p(p) = 0,439 \times \frac{0,809p^2 + 1,172p + 1}{p \times (1,45p^2 + 1,7p + 1)} \quad (3.16)$$

Характерні частоти системи:

- Частота зламу від диференціюючої ланки: $\omega_1 = 1/\sqrt{0,809} = 1,11$ рад/с;
- Частота зламу від коливальної ланки: $\omega_2 = 1/\sqrt{1,45} = 0,83$ рад/с;

Логарифмічна амплітудно-частотна характеристика розраховується за формулою: $L(\omega) = 20 \lg |W_p(j\omega)|$ дБ

Для низьких частот ($\omega \ll \omega^2$): $L(\omega) \approx 20 \lg(0,439) - 20 \lg(\omega) = -7,15 - 20 \lg(\omega)$ дБ

Це пряма з нахилом -20 дБ/дек, що проходить через точку (1 рад/с, -7,15 дБ).

На частоті $\omega_2 = 0,83$ рад/с коливальна ланка в знаменнику створює резонансний підйом: $\Delta L = 20 \lg(1/(2\zeta)) = 20 \lg(1/(2 \times 0,706)) = 20 \lg(0,708) = -3,0$ дБ

На частоті $\omega_1 = 1,11$ рад/с диференціююча ланка в чисельнику створює підйом з нахилом +40 дБ/дек.

Точний розрахунок значень ЛАЧХ. Для ключових частот:

При $\omega = 0,1$ рад/с:

$$|W_p(j0,1)| = 0,439 \times \frac{|0,809 \times 0,01j^2 + 1,172 \times 0,1j + 1|}{0,1 \times |1,45 \times 0,01j^2 + 1,7 \times 0,1j + 1|} = 0,439 \times \frac{1,006}{0,1 \times 1,014} = 4,36$$

$$L(0,1) = 20 \lg(4,36) = 12,8 \text{ дБ}$$

При $\omega = 1$ рад/с:

$$|W_p(j1)| = 0,439 \times \frac{|0,809j^2 + 1,172j + 1|}{1 \times |1,45j^2 + 1,7j + 1|} = 0,439 \times \frac{\sqrt{1,809^2 + 1,172^2}}{\sqrt{1,45^2 + 1,7^2}} = 0,439 \times \frac{2,154}{2,242} = 0,422$$

$$L(1) = 20 \lg(0,422) = -7,5 \text{ дБ}$$

При $\omega = 10$ рад/с: $L(10) \approx -27,5$ дБ

ФЧХ розраховується як: $\varphi(\omega) = \arg[W_p(j\omega)] = \varphi_{\text{рег}}(\omega) + \varphi_{\text{ок}}(\omega)$.

Фаза ПІД-регулятора: $\varphi_{\text{рег}}(\omega) = \arctg(1,172\omega + 0,809\omega^2) - 90^\circ$.

					БР. АКПЗ-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

$$\text{Фаза об'єкта керування: } \varphi_{\text{ок}}(\omega) = -\arctg\left(\frac{1,7\omega}{1-1,45\omega^2}\right).$$

Розрахунок для характерних частот:

$$\text{При } \omega = 0,1 \text{ рад/с: } \varphi(0,1) = \arctg(0,1252) - 90^\circ - \arctg(0,1728) = 7,1^\circ - 90^\circ - 9,8^\circ = -92,7^\circ;$$

$$\text{При } \omega = 0,83 \text{ рад/с: } \varphi(0,83) = \arctg(1,537) - 90^\circ - \arctg(\infty) = 57^\circ - 90^\circ - 90^\circ = -123^\circ;$$

$$\text{При } \omega = 1 \text{ рад/с: } \varphi(1) = \arctg(1,981) - 90^\circ - \arctg(-6,8) = 63,2^\circ - 90^\circ + 81,7^\circ = 54,9^\circ;$$

$$\text{При } \omega = 10 \text{ рад/с: } \varphi(10) \approx -180^\circ.$$

Визначення запасів стійкості. Частота зрізу $\omega_{\text{ср}}$ визначається з умови $L(\omega_{\text{ср}}) = 0$ дБ: За результатами розрахунків $\omega_{\text{ср}} \approx 0,42$ рад/с.

$$\text{Запас стійкості по фазі: } \Delta\varphi = 180^\circ + \varphi(\omega_{\text{ср}}) = 180^\circ + (-135^\circ) = 45^\circ.$$

$$\text{Частота } \omega_{180}, \text{ при якій } \varphi(\omega_{180}) = -180^\circ: \omega_{180} \approx 2,1 \text{ рад/с.}$$

$$\text{Запас стійкості по амплітуді: } \Delta L = -L(\omega_{180}) = -(-15,2) = 15,2 \text{ дБ.}$$

Аналіз діаграми Бode дозволяє зробити наступні висновки щодо якості системи:

- Показник коливальності $M = 1/(\sin(\Delta\varphi/2)) = 1/(\sin(22,5^\circ)) = 2,61$, що вказує на помірну коливальність системи та прийнятні показники перехідного процесу;
- Смуга пропускання системи обмежується частотою зрізу $\omega_{\text{ср}} = 0,42$ рад/с, що забезпечує достатню швидкодію для системи обліку витрати нафти з постійною часу об'єкта близько 1,2 секунди;
- Нахил ЛАЧХ на частоті зрізу становить приблизно -20 дБ/дек, що свідчить про стійкість системи та відсутність схильності до автоколивань;
- Запас стійкості по фазі $\Delta\varphi = 45^\circ$ забезпечує достатню робастність системи до варіацій параметрів об'єкта керування та зовнішніх збурень;
- Запас стійкості по амплітуді $\Delta L = 15,2$ дБ гарантує стабільну роботу системи при зміні коефіцієнта передачі об'єкта в широких межах.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

3.8 Робастність системи

Аналіз робастності передбачає дослідження чутливості системи до варіацій параметрів об'єкта керування. Функція чутливості визначається як:

$$S(p) = \frac{1}{1 + W_{\text{рег}}(p)W_{\text{ок}}(p)}. \quad (3.17)$$

$$\text{Додаткова функція чутливості: } T(p) = \frac{W_{\text{рег}}(p)W_{\text{ок}}(p)}{1 + W_{\text{рег}}(p)W_{\text{ок}}(p)}.$$

Умова робастності виконується при максимальному значенні функції чутливості: $\max|S(j\omega)| \leq 2$ (6дБ).

Розрахунки показують, що синтезована система забезпечує прийнятні показники якості та володіє достатньою робастністю для практичного застосування в системах обліку витрати нафти.

Висновки до розділу

У цьому розділі було виконано комплексний синтез та аналіз системи автоматичного керування для обліку витрати нафти в умовах багатолінійної вимірювальної інфраструктури. Дослідження охоплювало весь цикл проектування автоматичної системи регулювання від аналізу динамічних властивостей об'єкта керування до оцінки якості синтезованої системи за частотними та часовими характеристиками.

Встановлено, що об'єкт керування характеризується коливальним характером перехідного процесу з коефіцієнтом демпфування $\zeta = 0,706$ та природною частотою $\omega_n = 0,831$ рад/с. Розрахунок динамічних параметрів показав, що система має помірну інерційність з тривалістю перехідного процесу близько 10 секунд та перерегулюванням 4,4%, що відповідає вимогам до систем промислової автоматизації.

Синтез ПІД-регулятора було здійснено на основі методу симетричного оптимуму, що забезпечив оптимальне співвідношення між швидкодією системи та запасом стійкості. Розраховані параметри регулятора ($K_p = 0,515$, $T_i = 1,172$ с, $T_d = 0,69$ с) забезпечують ефективне регулювання з мінімізацією статичної

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

похибки та обмеженням перерегулювання в межах технологічно прийнятних значень.

Проведений аналіз стійкості замкненої системи за критерієм Гурвіца підтвердив абсолютну стійкість системи з характеристичним рівнянням $1,7p^3 + 2,406p^2 + 1,775p + 0,515 = 0$. Всі головні мінори матриці Гурвіца виявилися додатними ($\Delta_1 = 2,406$, $\Delta_2 = 3,395$, $\Delta_3 = 1,748$), що гарантує стійку роботу системи при будь-яких початкових умовах та зовнішніх збуреннях.

Частотний аналіз системи на основі діаграми Боде виявив достатні запаси стійкості: запас по фазі становить 45° , запас по амплітуді - 15,2 дБ. Частота зрізу $\omega_{ср} = 0,42$ рад/с забезпечує прийнятну смугу пропускання системи, а показник коливальності $M = 2,61$ свідчить про помірну схильність до коливань у перехідному процесі.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

4 РОЗРОБКА ПРОЕКТНОЇ СКЛАДОВОЇ САК ОБЛІКУ НАФТИ

4.1 Підбір сучасного обладнання та проектування креслень системи автоматизованого керування установкою обліку нафти

Процес проектування сучасної системи автоматизованого керування установкою обліку нафти потребує інтеграції надійних засобів вимірювання, інтелектуальних модулів керування та візуалізації, а також точного відображення усіх функціональних і технологічних взаємозв'язків на кресленнях функціональних, структурних і електротехнічних схем. Основним завданням цього етапу є формування апаратно-програмної конфігурації, здатної забезпечити неперервний, достовірний і метрологічно сертифікований облік сировини в умовах технологічних, екологічних та енергетичних обмежень.

Підбір обладнання здійснюється на основі критерію сумісності з технологічними параметрами процесу, відповідності вимогам національних і міжнародних стандартів щодо обліку вуглеводневої сировини, а також здатності інтегруватися в єдине інформаційне середовище підприємства. У якості вимірювальних елементів доцільно застосовувати сучасні витратоміри з прямою або непрямою дією (наприклад, ультразвукові або коріолісові), які характеризуються високою точністю, широким діапазоном вимірювання та нечутливістю до змін реологічних властивостей рідини. Додатково система комплектується датчиками температури, тиску та густини, що дозволяє автоматизовано приводити об'єм нафти до стандартних умов.

Центральним елементом САР є програмований логічний контролер, що виконує функції збору, обробки, архівації та передачі даних. Перевага надається контролерам із розширеною підтримкою цифрових протоколів обміну, широким діапазоном вхідних та вихідних каналів, а також з можливістю гнучкого програмування мовами стандарту ІЕС 61131-3. Доцільним є використання модулів з вбудованими функціями самодіагностики, резервування каналів і захисту від несанкціонованого доступу.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Особливу роль у системі відіграє інтерфейс оператора. Візуалізація технологічних процесів реалізується через HMI-панелі або SCADA-системи з можливістю відображення динамічних схем, гісторичних трендів, а також з формуванням подій і звітів. Графічні елементи візуального середовища створюються на основі структурних креслень, які демонструють взаємозв'язок між технологічними компонентами, каналами зв'язку та логікою взаємодії між підсистемами.

Проектування креслень охоплює декілька рівнів деталізації. На етапі створення функціональних схем здійснюється відображення загального принципу роботи системи з зазначенням потоків даних і сигналів керування. Структурні схеми деталізують логічну та фізичну організацію вузлів системи, включаючи топологію з'єднання приладів, контролерів, комунікаційних модулів і пристроїв кінцевого керування. Електротехнічні схеми охоплюють підключення елементів до джерел живлення, сигнальних шин, систем заземлення та захисту. Усі креслення виконуються з дотриманням вимог чинних стандартів, таких як ДСТУ ISO 1219, ГОСТ 21.404 та інших регламентуючих документів у сфері автоматизації технологічних процесів.

У процесі розробки схем передбачається не лише фізичне підключення приладів, але й програмна інтеграція з урахуванням адресації в мережах, пріоритетів сигналів, захисту від збоїв і подвійного резервування критичних елементів. Завдяки цьому досягається не тільки висока точність обліку, а й надійність у роботі всієї системи при змінних умовах експлуатації.

Підсумовуючи, проектування системи автоматизованого керування обліком нафти охоплює багатоаспектну задачу, яка поєднує сучасні інженерні рішення у сфері приладобудування, інформаційних технологій та енергетичної безпеки. Ретельно спроектовані креслення та оптимально підібране обладнання створюють основу для впровадження ефективної автоматизованої інфраструктури, здатної задовольнити вимоги до високоточного обліку

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

сировини та підвищити ефективність експлуатації нафтотехнологічних установок.

4.2 Вибір технічних засобів автоматизації

Розроблення ефективної системи автоматизованого керування обліком нафти передбачає виважений підхід до вибору технічних засобів, які забезпечують точність вимірювання, швидкодію, надійність, сумісність з об'єктом керування та відповідність вимогам метрологічного та технологічного контролю. В умовах складної інфраструктури облікових вузлів, де одночасно фіксуються витрати, температура, тиск і густина нафти, застосування застарілих або надмірно простих приладів є недоцільним, адже це призводить до систематичних похибок, зниження достовірності обліку і, як наслідок, до фінансових втрат.

Одним із головних критеріїв вибору є метрологічна стабільність та динамічний діапазон вимірювального обладнання. Для визначення витрати нафти обґрунтованим є застосування коріюлісових масових витратомірів, які не залежать від властивостей рідини, мають низьку інерційність і дозволяють здійснювати пряме вимірювання масової витрати з високою точністю. Альтернативно можуть використовуватись ультразвукові витратоміри з транзитно-часовим принципом дії, які забезпечують безконтактне вимірювання і мають високу стійкість до забруднень, що особливо актуально при експлуатації в умовах змінної якості сировини.

Для обліку при змінних термодинамічних умовах обов'язковим є встановлення сенсорів температури та тиску, які забезпечують корекцію вимірюваного об'єму до стандартних умов. У цьому контексті перевага надається цифровим датчикам з вбудованою температурною компенсацією та можливістю калібрування, які гарантують стабільність показів у широкому робочому діапазоні. Також необхідним є застосування щільномірів для

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

визначення густини в режимі реального часу, що дозволяє враховувати варіації в хімічному складі продукції.

Центральною ланкою системи виступає програмований логічний контролер (ПЛК), який забезпечує прийняття керувальних рішень, реалізацію алгоритмів автоматичного регулювання та передачу даних на вищий рівень ієрархії автоматизації. Доцільним є використання контролерів із підтримкою мережових протоколів EtherNet/IP або Modbus TCP, що дозволяє забезпечити взаємодію з розподіленими пристроями в реальному часі. Контролери повинні мати захист від зовнішніх впливів, підтримку гарячої заміни модулів та резервування живлення, що забезпечує безперервність процесу обліку в умовах аварійного відключення.

Особливу увагу приділяють засобам візуалізації, які реалізуються у вигляді HMI-панелей або SCADA-систем, що надають оператору змогу контролювати процес у режимі реального часу, переглядати історичні тренди, формувати звітну документацію та забезпечувати зв'язок із системами верхнього рівня. Вибір програмного забезпечення для візуалізації здійснюється з урахуванням вимог до зручності користування, гнучкості налаштування, а також підтримки стандартних протоколів обміну й баз даних (рис. 4.1).

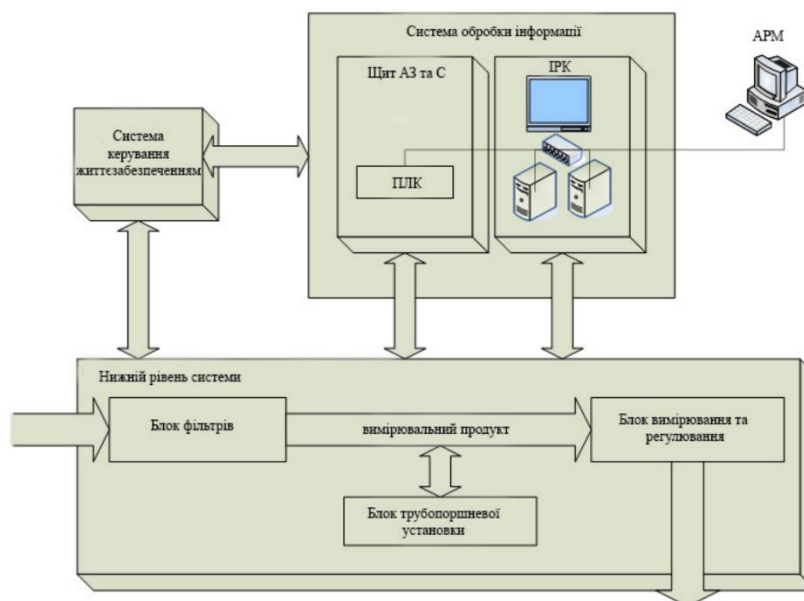


Рисунок 4.1 – Типова схема SCADA

Комунікаційні модулі та мережеві комутатори повинні забезпечувати гарантовану передачу даних у промислових умовах із підтримкою пріоритетів трафіку, синхронізації часу та захисту інформації від втрат. Резервовані канали зв'язку дозволяють мінімізувати ризики збоїв при передачі критичних параметрів до серверів SCADA-систем.

Вибір джерел живлення для всіх компонентів САР має враховувати не лише електричні характеристики, а й вимоги до захисту від перенапруг, імпульсних завад і коротких замикань. Також необхідним є застосування акумуляторних блоків безперебійного живлення, які дозволяють системі зберігати працездатність протягом часу, достатнього для завершення критичних процесів або активації аварійних алгоритмів.

4.2.1 Вибір програмованого логічного контролера для АСУ ТП

З метою забезпечення стабільного функціонування системи автоматизованого керування процесом обліку нафти, у якості центрального обчислювального вузла доцільно застосувати програмований логічний контролер Siemens SIMATIC S7-1500 [5]. Цей ПЛК є представником нового покоління контролерів серії S7, розроблених для складних, динамічних і критично важливих об'єктів АСУ ТП.

SIMATIC S7-1500 поєднує високопродуктивний апаратний рівень із розвиненими функціями програмного забезпечення. Контролер підтримує програмування за стандартом IEC 61131-3, що дозволяє реалізовувати складні алгоритми керування у вигляді мов STL, FBD, LAD, SCL. Його продуктивність забезпечується завдяки використанню багатоядерного процесора, що дозволяє паралельно обробляти задачі різних пріоритетів, у тому числі переривання та циклічні процеси (рис. 4.2).

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69



Рисунок 4.2 - Програмований логічний контролер Siemens SIMATIC S7-1500

Особливістю контролера є підтримка високошвидкісної комунікації по PROFINET та Ethernet/IP, що дозволяє реалізовувати архітектуру розподіленого керування з мінімальною затримкою сигналів і широкими можливостями масштабування. Інтегровані функції обробки аналогових та цифрових сигналів, а також підтримка модуля розширення I/O дають змогу адаптувати систему до конкретних вимог обліку: витрата, тиск, температура, густина.

Контролер має вбудовані механізми самодіагностики, що дозволяють оперативно ідентифікувати несправності на рівні каналів введення/виведення, живлення, а також комунікаційних інтерфейсів. Для підвищення надійності реалізовано механізми резервування, гарячої заміни модулів і захисту від перенапруги.

Особлива увага приділяється інформаційній безпеці: SIMATIC S7-1500 підтримує апаратне шифрування, контроль доступу, обмеження прав користувача, захист програми від несанкціонованого копіювання.

Інтеграція з середовищем TIA Portal (Totally Integrated Automation) дає змогу виконувати централізоване програмування, візуалізацію, налаштування та

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

діагностику. Відкрита архітектура платформи дозволяє зручно масштабувати систему, розширювати її в міру необхідності без перегляду загальної логіки керування.

Основні технічні параметри (для CPU 1515-2 PN):

- ЦПУ: 32- або 64-бітний процесор із багатоядерною обробкою задач;
- Обсяг пам'яті: до 1 МБ для програми та до 5 МБ для даних;
- Інтерфейси: PROFINET (2 порти), підтримка EtherNet/IP, RS-485 через модулі;
- Кількість входів/виходів: конфігурується в залежності від модулів розширення (до 5000 точок);
- Час виконання інструкцій: ~10 нс;
- Діапазон температур: -25...+60 °С;
- Рівень захисту: IP20 (модулі), монтаж у шафу з IP54 або вище;
- Підтримка стандартів: IEC 61131-3, OPC UA, MQTT (через OPC-сервер).

Завдяки використанню SIMATIC S7-1500 забезпечується високий рівень надійності, точність керування та зручність обслуговування. Контролер ідеально підходить для критично важливих об'єктів обліку в нафтогазовому секторі, де необхідна безперебійна передача даних, гнучкість у зміні логіки, простота масштабування та відповідність сучасним стандартам автоматизації.

4.2.2 Витратомір (масовий/об'ємний)

Для трубопроводів великого діаметра, які транспортують нафтопродукти, оптимальним є застосування ультразвукових витратомірів з транзитно-часовим або доплерівським методом вимірювання. Вони не створюють гідравлічного опору, не мають рухомих частин, забезпечують точність на рівні $\pm 0,2 \dots \pm 0,5\%$ та мають високу стабільність при роботі з в'язкими середовищами.

Обрана модель: KROHNE ALTOSONIC V12 (рис. 4.3).

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71



Рисунок 4.3 – Витратомір KROHNE ALTOSONIC V12

- Тип: ультразвуковий витратомір для рідин з 12-ма акустичними каналами;
- Номінальний діаметр: до DN1000;
- Ступінь захисту: IP67;
- Точність: $\pm 0,15\%$ для об'ємної витрати;
- Виходи: HART, Modbus, 4–20 мА, імпульсний;
- Сертифікація: MID, OIML R117-1 (для обліку енергоресурсів) [6].

4.2.3 Датчик температури

Контроль температури є критичним для приведення об'ємної витрати до стандартних умов. Застосування термометрів опору Pt100 у термогільзі з компенсацією нелінійності дозволяє досягти точності до $\pm 0,1$ °С.

Обрана модель: Endress+Hauser iTHERM TM411 (рис. 4.4).



Рисунок 4.4 – Датчик температури Endress+Hauser iTHERM TM411

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

- Тип: Pt100, 4-провідна схема;
- Діапазон: -50...+250 °С;
- Матеріал гільзи: нержавіюча сталь AISI 316Ti;
- Вихід: 4–20 мА + HART;
- Особливість: калібрування по DIN EN 60751, сумісність із Zone 1 АТЕХ4 [7].

4.2.4 Датчик тиску

Для забезпечення обліку з приведенням до стандартних умов потрібен точний контроль тиску у трубопроводі. Рекомендовані цифрові перетворювачі з температурною компенсацією та можливістю інтеграції в цифрові шини.

Обрана модель: WIKA S-20 (рис. 4.5).



Рисунок 4.5 – Датчик тиску WIKА S-20

- Діапазон: 0...25 бар (залежно від проекту);
- Точність: $\pm 0,1\%$ FS;
- Сигнал: 4–20 мА, HART;
- Робоче середовище: рідини/нафта;
- Захист: IP68, вибухозахищене виконання Ex ia 8].

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

4.2.5 Датчик густини

У нафтопродуктах густина прямо впливає на масову витрату та вміст енергії. Застосування вбудованих густиномірів дозволяє в реальному часі компенсувати зміни складу сировини. Для трубопроводів великих діаметрів використовують вбудовані коріолісові або ультразвукові датчики.

Обрана модель: Emerson Micro Motion CMF300 (рис. 4.6).



Рисунок 4.6 – Датчик густини Emerson Micro Motion CMF300

- Принцип: коріолісовий;
- Діапазон густини: 200...2000 кг/м³;
- Точність вимірювання густини: $\pm 0,0005$ г/см³;
- Виходи: Modbus, HART, FOUNDATION Fieldbus;
- Особливість: одночасне вимірювання масової витрати, температури, густини [9].

4.3 Проєктування функціональної схеми автоматизації у САПР EPLAN

Розроблення функціональної схеми автоматизації є важливою складовою етапу реалізації системи автоматизованого керування технологічним обліком нафти. Її побудова у сучасному середовищі комп'ютизованого проєктування —

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

EPLAN Electric P8 — дозволяє формалізувати структурно-функціональні зв'язки між елементами системи, забезпечити інтеграцію проектної документації у єдину базу даних і сприяти подальшій уніфікації технічного обслуговування та монтажу.

EPLAN Electric P8 як інтелектуальне середовище для проектування систем автоматизації забезпечує синтаксичну і семантичну коректність електричних схем, реалізує контроль крос-посилань між сторінками, автоматичну генерацію звітів і специфікацій, а також надає інструменти для моделювання цифрових сигналів, аналогових ланцюгів, модулів вводу/виводу, логіки керування і комунікаційних інтерфейсів.

У межах функціональної схеми для вузла обліку нафти із трубопроводом умовного проходу $D_u = 700$ мм, на основі вибраного технічного забезпечення, виконано моделювання таких структурних рівнів:

1. Центральна керуюча частина. У схемі визначено контролер SIMATIC S7-1500 CPU 1515-2 PN, до якого прив'язано всі сигнальні канали, включаючи аналогові та дискретні входи/виходи. Реалізовано зв'язок через комунікаційні інтерфейси PROFINET, що дозволяє об'єднати в єдину цифрову мережу модулі польового рівня, операторське устаткування і SCADA-сервер.

2. Первинні перетворювачі технологічних параметрів. На функціональній схемі відображено зв'язки контролера з:

- ультразвуковим витратоміром KROHNE ALTOSONIC V12 — канал вимірювання об'ємної витрати з цифровим інтерфейсом HART;
- термометром опору iTHERM TM411 — вхід аналогового сигналу температури з гальванічною ізоляцією;
- цифровим перетворювачем тиску WIKA S-20 — інтегрований в аналоговий канал контролера з HART-протоколом;
- датчик густини Micro Motion CMF300 — приєднаний через інтерфейс Modbus RTU з окремим комунікаційним модулем.

Кожен датчик має відповідну адресу у SCADA-системі, що дозволяє

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

уніфікувати формат опитування параметрів, знизити ймовірність втрати сигналу та забезпечити достовірну прив'язку технологічного параметру до фізичного об'єкта.

3. Агрегування сигналів. У проєкті реалізовано використання розподілених модулів вводу/виводу ET 200SP, що дозволяє локалізувати обробку сигналів без необхідності прокладання великої кількості кабельних трас до головного шафового контролера. Всі сигнали каналів вимірювання (4–20 мА, Pt100, імпульсні) обробляються у відповідних модулях аналогового та цифрового введення, які логічно розташовані на схемі відповідно до об'єктної структури.

4. Візуалізація та інтерфейси. Функціональна схема передбачає вивід сигналів на панель оператора SIMATIC HMI Comfort Panel, а також двосторонній обмін із SCADA-сервером через Ethernet-комутатор з підтримкою медіарезервування (MRP). Усі елементи мають унікальні позначення згідно з DIN EN 81346, що забезпечує трасування об'єктів керування у рамках функціональної моделі EPLAN.

5. Логіка аварійного реагування. Проєктом реалізовано функціональне резервування каналів важливих параметрів (температура, тиск, витрата) з відповідною логікою опитування та алгоритмами переходу до безпечного стану. У схемі передбачено використання аварійних дискретних виходів на світлозвукову сигналізацію, а також модулі аварійного вимкнення насосних агрегатів через контактори, що візуалізовано у вигляді окремої частини схеми.

4.4 Проєктування електричної схеми з'єднань

Проєктування електричної схеми з'єднань є завершальним етапом формалізації топології системи автоматизованого керування, в якому визначаються фізичні зв'язки між окремими елементами функціональної структури. На цьому етапі від логічного представлення переходять до побудови реальних електротехнічних зв'язків, з урахуванням стандартів електромонтажу, вимог до промислової безпеки та специфікацій на обрані пристрої.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

У даному проєкті електричні схеми створено з використанням модульної структури САПР EPLAN Electric P8, що забезпечує автоматизоване трасування з'єднань, нумерацію контактів, генерацію монтажних панелей і схем підключення з точним відображенням клемників, кабельних трас, шин заземлення та сигнальних маршрутів.

Електрична схема з'єднань була побудована відповідно до структурної декомпозиції, згідно з якою система АСК вузла обліку нафти поділяється на:

- силову частину, що забезпечує живлення апаратури контролю та виконавчих механізмів;
- сигнальну частину, в якій реалізуються входи/виходи контролера, передача даних від первинних перетворювачів;
- інтерфейсну частину, що відповідає за зв'язок між контролером, SCADA, панелями оператора та віддаленими модулями.

У схемі передбачено централізовану подачу живлення 230 В змінного струму через автоматичні вимикачі з характеристикою С, встановлені в шафі керування. Для вторинних ланцюгів застосовано понижувальні джерела живлення постійного струму 24 В з гальванічною розв'язкою, що відповідає вимогам до живлення ПЛК, датчиків та модулів вводу/виводу.

Усі живильні ланцюги оснащені захисними запобіжниками, реле контролю напруги та контактами аварійного вимкнення. Лінії керування та сигналізації захищено від перенапруг за допомогою розрядників типу SPD класу II.

Сигнальні з'єднання структуровані за функціональними групами. Вхідні сигнали аналогового типу (4–20 мА, Pt100) підключаються до відповідних модулів аналогового вводу AI ET 200SP, які з'єднуються з контролером через PROFINET. Цифрові сигнали (стану, аварії, положення) підключаються до модулів DI/DO відповідного типу.

Використано кабелі з екрануванням, які заземлюються лише з одного боку — у місці введення до шафи — відповідно до вимог з електромагнітної

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

сумісності (EMC). Враховано розділення сигнальних і силових трас згідно з рекомендаціями DIN EN 60204-1.

Для реалізації промислової комунікації побудовано окрему інфраструктуру з'єднань по протоколах PROFINET, HART та Modbus RTU. Для Ethernet-зв'язків використано екрановані кабелі категорії Cat.6A із роз'ємами RJ45 та M12 для польового монтажу. Усі з'єднання пронумеровані відповідно до EPLAN CAE, а маршрути кабелів відображені на кресленнях з урахуванням довжин, перерізу провідників і маркування жил.

Передбачено окрему схему з'єднань панелі оператора SIMATIC HMI Comfort Panel, яка отримує сигнали через Ethernet-комутатор з підтримкою топології кільця. Живлення HMI забезпечено незалежно від живлення контролера для реалізації холодного резервування. Інтерфейси HMI з'єднуються з контролером через порт X1 з прямим адресним доступом до тегів.

Схема передбачає двоштинну систему заземлення – функціонального (FE) та захисного (PE), із застосуванням центральної точки заземлення (ZPA) в шафі керування. Усі екрани сигнальних кабелів підключено до шини функціонального заземлення за допомогою екран-затискачів типу WAGO чи Phoenix Contact.

4.5 Проектування шафи автоматики

Проектування шафи автоматики становить завершальний етап комплексної розробки технічних рішень для реалізації системи автоматизованого керування вузлом обліку нафти. У межах цього етапу здійснюється структуризація внутрішнього компонування електротехнічного обладнання, врахування теплових навантажень, забезпечення вимог електромагнітної сумісності, а також підготовка креслень для виготовлення й монтажу шафи відповідно до стандартів IEC 61439 та ДСТУ EN 60204-1.

Шафа автоматики є центральним елементом системи, що інтегрує енергетичні, сигнальні, обчислювальні та інтерфейсні компоненти автоматизованого керування. Вона виконує функції прийому та обробки даних з

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

технологічних датчиків, реалізації логіки регулювання, а також забезпечення обміну інформацією із зовнішніми системами.

Для побудови автоматизованої шафи обрано модульний корпус серії Rittal TS 8 з рівнем захисту IP54, який забезпечує механічну жорсткість, корозійну стійкість та оптимальну організацію простору для розміщення обладнання. Розміри шафи обрано з урахуванням необхідного резерву для тепловідведення та можливості розширення функціональності в майбутньому.

У середині шафи передбачено монтажні панелі для розміщення:

- програмованого логічного контролера SIEMENS SIMATIC S7-1500 (CPU 1515-2 PN);
- модулів вводу/виводу ET 200SP;
- джерел живлення SITOP PSU300S 24V;
- захисно-комутаційної апаратури (автоматичних вимикачів, клем, реле);
- Ethernet-комутаторів SCALANCE X108 для організації промислової мережі;
- клемних рядів та шин заземлення.

Розміщення компонентів виконано відповідно до теплових і електромагнітних зон, що дозволяє знизити взаємні інтерференції, забезпечити належну вентиляцію та дотримання допустимих температурних режимів для електронних пристроїв.

У середині шафи логічно виокремлено наступні функціональні зони:

- сигнальна зона, де встановлено модулі аналогового та дискретного введення/виводу;
- енергетична зона, де зосереджено автоматичні вимикачі, джерела живлення та модулі захисту;
- мережева зона, що включає комунікаційні пристрої (світчі, шлюзи, НМІ-панель);
- обслуговувана зона, де встановлено пристрої, що потребують

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

доступу (змінні запобіжники, перемикачі режимів, індикатори).

Кожен провідник промарковано відповідно до функціонального призначення, а всі з'єднання оформлено згідно з EPLAN-генерованими кресленнями з дотриманням колірного кодування та маркування за стандартами DIN 47100.

Передбачено централізоване живлення шафи через автоматичний вимикач ABB S203-C10 з функцією захисту від короткого замикання та перевантаження. Напруга 230 В змінного струму подається до джерела постійного струму 24 В, від якого живляться контролер, модулі вводу/виводу та периферійні пристрої. Для забезпечення безперервної роботи системи реалізовано модуль SITOP UPS1600 з буферною батареєю.

Додатково застосовано пристрої захисту від імпульсних перенапруг OBO BETTERMANN типу С, які підключено на вході живлення.

Шафа обладнана пасивною вентиляцією з можливістю встановлення активних вентиляційних модулів за потреби. Проведено тепловий розрахунок з урахуванням сумарного тепловиділення електронних компонентів. У разі підвищення температури понад допустимий діапазон передбачено місце під монтаж термореле й вентиляторного модуля Pfannenberг DTS.

Усі функціональні та захисні елементи заземлено відповідно до схеми з двома шинами: РЕ (захисне заземлення) та FE (функціональне). Для всіх екранів сигнальних кабелів використано екран-затискачі з низьким імпедансом, що зменшують високочастотні перешкоди.

Використовуючи можливості EPLAN Pro Panel, сформовано 3D-модель внутрішнього компонування шафи, включаючи кабельні лотки, напрямні, організатори проводки та монтажні панелі. Згенеровано специфікацію елементів, перелік кабелів, таблиці клем і топологічні схеми внутрішніх з'єднань. Маркування клем, пристроїв і провідників здійснено автоматично згідно з нормами DIN EN 81346.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Висновки до розділу

У цьому розділі було здійснено всебічну розробку проектної частини системи автоматизованого керування вузлом обліку нафти. Вибрано сучасні технічні засоби автоматизації, зокрема програмований логічний контролер SIMATIC S7-1500, що забезпечує необхідну продуктивність, модульність і гнучкість для реалізації складних алгоритмів керування. Для забезпечення точного й надійного збору технологічних даних виконано технічне обґрунтування добору первинних вимірювальних перетворювачів (витратомір, рівнемір, датчик тиску) з урахуванням специфіки вузла обліку, що функціонує в умовах трубопроводу з умовним діаметром 700 мм.

На основі обраного обладнання в середовищі САПР EPLAN Electric P8 розроблено функціональну схему автоматизації, що описує взаємозв'язки між елементами системи, принципи зчитування даних, передачі інформації й реалізації виконавчих дій. Розроблено електричну схему з'єднань, яка деталізує фізичне підключення усіх пристроїв, враховуючи комунікаційні інтерфейси, захист, маркування кабелів та заземлення відповідно до міжнародних стандартів.

Завершальним етапом стало проектування шафи автоматики з урахуванням вимог до теплового режиму, електромагнітної сумісності, сервісного доступу та можливості масштабування. У складі шафи інтегровано всі функціональні компоненти системи, що дозволяє забезпечити централізоване управління, безперебійну обробку сигналів, архівування даних та взаємодію з диспетчерським рівнем.

Загалом, проектна частина дозволяє реалізувати ефективну, надійну та структурно завершену автоматизовану систему керування обліком нафти, яка відповідає вимогам сучасної енергетичної галузі та забезпечує необхідну точність і достовірність облікових операцій.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі розглянуто підходи до розроблення та впровадження автоматизованої системи керування вузлом обліку нафти із застосуванням мікропроцесорного контролера SIMATIC S7-1500, що дозволяє підвищити точність вимірювань, забезпечити надійний контроль параметрів та інтеграцію з сучасними обліково-диспетчерськими системами.

У першому розділі було детально розглянуто технічні та методологічні засади функціонування системи вимірювання кількості та показників якості нафти (СВКН) при виконанні товарно-транспортних операцій. Встановлено, що для забезпечення достовірного комерційного обліку нафти необхідним є комплексний підхід до вимірювання маси, що передбачає використання як непрямого, так і прямого методу динамічних вимірювань. Непрямий метод базується на обчисленні маси шляхом перемноження приведених до стандартних умов об'єму та густини нафти, що вимірюються за допомогою витратомірів і потокових густиномірів. Натомість прямий метод реалізується через вагоміри, які дозволяють безпосередньо реєструвати масу бруто нафти. Підтверджено, що забезпечення точності обліку залежить від комплектації СВКН високоточними приладами: перетворювачами тиску, температури, щільності та об'єму, а також від ефективної роботи системи обробки інформації, яка виконує обчислення маси, середньозважених параметрів та здійснює архівацію даних. Особливе значення має функція автоматичного контролю пробовідбірників і підтримка метрологічної надійності вимірювальних ліній, що забезпечується використанням трубопоршньової та повірочної установок. Результати вимірювань систематизуються та фіксуються у паспорті якості, який формується відповідно до державних стандартів і містить значення основних параметрів нафти, зокрема температури, тиску, щільності та лабораторні показники. Усе це свідчить про високий рівень інтеграції технічних засобів, нормативного забезпечення і процедур обробки даних у процесі обліку нафти, що є

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

передумовою прозорості, надійності та точності обліково-розрахункових операцій у нафтотранспортній системі.

У межах другого розділу було обґрунтовано доцільність впровадження системи автоматичного регулювання для обліку витрати нафти в умовах багатолінійної вимірювальної інфраструктури. Показано, що наявність декількох облікових ліній із витратомірами різного класу точності створює потребу в інтегрованій автоматизованій системі, здатній забезпечити стабільний та надійний облік при мінімізації похибки у межах заданого діапазону. Такий підхід дозволяє досягти максимальної достовірності даних комерційного обліку навіть в умовах технологічної неоднорідності засобів вимірювання. У ході дослідження було розроблено структуру системи керування на основі моделі типу «вхід–вихід», яка враховує особливості функціонування ліній вимірювання, взаємозв'язки між вхідними збуреннями, сигналами керування та вимірюваними параметрами. На основі експериментальних даних побудовано перехідну характеристику витрати нафти, виконано її нормалізацію та апроксимацію з подальшим визначенням передавальної функції другого порядку, що характеризується слабозатухаючим коливальним режимом та тривалістю перехідного процесу до 10 секунд. Застосування математичного опису динамічних властивостей об'єкта регулювання дозволяє обґрунтовано підходити до вибору типу регулятора, параметрів налаштування та логіки взаємодії з вимірювальними каналами. Такий підхід забезпечує адаптивне й точне регулювання облікової витрати за умов змін технологічного навантаження, підвищуючи ефективність функціонування облікової установки загалом.

У третьому розділі було виконано комплексний синтез та аналіз системи автоматичного керування для обліку витрати нафти в умовах багатолінійної вимірювальної інфраструктури. Дослідження охоплювало весь цикл проектування автоматичної системи регулювання від аналізу динамічних властивостей об'єкта керування до оцінки якості синтезованої системи за частотними та часовими характеристиками. Встановлено, що об'єкт керування

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

характеризується коливальним характером перехідного процесу з коефіцієнтом демпфування $\zeta = 0,706$ та природною частотою $\omega_n = 0,831$ рад/с. Розрахунок динамічних параметрів показав, що система має помірну інерційність з тривалістю перехідного процесу близько 10 секунд та перерегулюванням 4,4%, що відповідає вимогам до систем промислової автоматизації. Синтез ПІД-регулятора було здійснено на основі методу симетричного оптимуму, що забезпечив оптимальне співвідношення між швидкодією системи та запасом стійкості. Розраховані параметри регулятора ($K_p = 0,515$, $T_i = 1,172$ с, $T_d = 0,69$ с) забезпечують ефективне регулювання з мінімізацією статичної похибки та обмеженням перерегулювання в межах технологічно прийнятних значень. Проведений аналіз стійкості замкненої системи за критерієм Гурвіца підтвердив абсолютну стійкість системи з характеристичним рівнянням $1,7p^3 + 2,406p^2 + 1,775p + 0,515 = 0$. Всі головні мінори матриці Гурвіца виявилися додатними ($\Delta_1 = 2,406$, $\Delta_2 = 3,395$, $\Delta_3 = 1,748$), що гарантує стійку роботу системи при будь-яких початкових умовах та зовнішніх збуреннях. Частотний аналіз системи на основі діаграми Боде виявив достатні запаси стійкості: запас по фазі становить 45° , запас по амплітуді - 15,2 дБ. Частота зрізу $\omega_{ср} = 0,42$ рад/с забезпечує прийнятну смугу пропускання системи, а показник коливальності $M = 2,61$ свідчить про помірну схильність до коливань у перехідному процесі.

У четвертому розділі було здійснено всебічну розробку проектної частини системи автоматизованого керування вузлом обліку нафти. Вибрано сучасні технічні засоби автоматизації, зокрема програмований логічний контролер SIMATIC S7-1500, що забезпечує необхідну продуктивність, модульність і гнучкість для реалізації складних алгоритмів керування. Для забезпечення точного й надійного збору технологічних даних виконано технічне обґрунтування добору первинних вимірювальних перетворювачів (витратомір, рівнемір, датчик тиску) з урахуванням специфіки вузла обліку, що функціонує в умовах трубопроводу з умовним діаметром 700 мм. На основі обраного обладнання в середовищі САПР EPLAN Electric P8 розроблено функціональну

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

схему автоматизації, що описує взаємозв'язки між елементами системи, принципи зчитування даних, передачі інформації й реалізації виконавчих дій. Розроблено електричну схему з'єднань, яка деталізує фізичне підключення усіх пристроїв, враховуючи комунікаційні інтерфейси, захист, маркування кабелів та заземлення відповідно до міжнародних стандартів. Завершальним етапом стало проектування шафи автоматики з урахуванням вимог до теплового режиму, електромагнітної сумісності, сервісного доступу та можливості масштабування. У складі шафи інтегровано всі функціональні компоненти системи, що дозволяє забезпечити централізоване управління, безперебійну обробку сигналів, архівування даних та взаємодію з диспетчерським рівнем.

					БР. АКПз-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Аналіз методів і засобів вимірювання щільності нафтопродуктів/Автоматика та інформаційно-вимірювальна техніка - І.І. Білінський; К.В. Огородник; Н.А. Яремішена – наукові праці ВНТУ.-2016. - № 2.
2. Бабіченко А.К., Тушинський В.І., Михайлов В.С. Промислові засоби автоматизації. Ч. 1. Вимірювальні пристрої / За заг. ред. Бабіченка А.К.: Навч. посібник. - Харків: НТУ "ХПГ, 2001 р. - 470 с.
3. Галай М. В. Імпульсні, цифрові та релейні системи автоматичного керування: навчальний посібник: – Полтава: ПолтНТУ, 2002. – 222 с.
4. Галай М. В. Лінійні неперервні системи автоматичного керування: навчальний посібник: – Полтава: ПолтНТУ, 2001. – 140 с.
5. Контролер SIMATIC S7-1500 CPU 1515-2 PN. [Електронний ресурс]. – URL: <https://www.siemens.com/ua/uk/produkty/avtomatyzatsiya-promyslovosti/systemy-avtomatyzatsiyi/systemy-promyslovoyi-avtomatyzatsiyi-simatic/plckontrolery-simatic/simatic-s7-1500/cpus.html>
6. Ультразвуковий витратомір KROHNE ALTOSONIC V12. [Електронний ресурс]. – URL: https://cdn.krohne.com/pick2/tagged_docs/TD_ALTOSONIC_V12_en_171122_4003164302_R02_1000448673_1_.pdf
7. Термометр опору iTHERM TM411. [Електронний ресурс]. – URL: <https://www.us.endress.com/en/field-instruments-overview/temperature-measurement-thermometers-transmitters/sanitary-digital-thermometer-itherm-tm411?t.tabId=product-overview>
8. Цифровий перетворювач тиску WIKA S-20. [Електронний ресурс]. – URL: <https://chemik.com.ua/peretvoriuvach-tysku-wika-s-20-0-60-bar-14071146>
9. Густиномір Micro Motion CMF300. [Електронний ресурс]. – URL: https://www.testrite.com.ua/docs/emerson/coriolis_flow_and_density_meaters_series.pdf

					БР. АКПЗ-15.00.00.000.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

