

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

ПРАЦІНЬ Володимир Андрійович

Автоматизована система управління резервуарним парком нафтопродуктів /Automated system of management of the reservoir fleet of petroleum products

спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Кваліфікаційна робота

Виконав студент групи АКІТм - 21
В.А Працінь

Науковий керівник
к.т.н., доцент І.Р. Пітух

Кваліфікаційну роботу допущено до захисту:

« ____ » _____ 2024 р.

Завідувач кафедри

_____ А.І.Сегін

ТЕРНОПІЛЬ – 2025

Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Освітній ступінь "магістр"
спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри СКС

_____ А.І.Сегін
" ____ " _____ 20__ р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
ПРАЦІНЬ Володимир Андрійович

(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи

Автоматизована система управління резервуарним парком нафтопродуктів
/Automated system of management of the reservoir fleet of petroleum products.

керівник роботи д.т.н., професор Я.М.Николайчук
затверджені наказом по університету від 28 листопада 2024 р. № 938

2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи

01 грудня 2025р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи:

1. Будова резервуарного парку нафтопродуктів.
2. Технологічна схема резервуарного комплексу.
3. Технологічний процес прийому, зберігання та відвантаження нафтопродуктів.
4. Системи автоматизації об'єктів зберігання нафтопродуктів.

4. Основні питання, які потрібно розробити

1. Дослідження технологічного процесу як об'єкта автоматизації.
2. Розробка автоматизованої системи управління резервуарного парку нафтопродуктів.
3. Дослідження характеристик та надійності проекрованої системи автоматизації.

5. Перелік графічного матеріалу у роботі

1. Структурна схема АСУ.
2. Схема розташування ТЗА.
3. Функціональна схема автоматизації резервуара РПН.
3. Алгоритм роботи АСУ РПН.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Я.М. Николайчук д.т.н., професор, професор кафедри СКС		
2	Я.М. Николайчук д.т.н., професор, професор кафедри СКС		
3	Я.М. Николайчук д.т.н., професор, професор кафедри СКС		

7. Дата видачі завдання 02 грудня 2024р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Дослідження технологічного процесу як об'єкта автоматизації	12.2024р. – 02.2025р.	
2	Розробка автоматизованої системи управління резервуарного парку нафтопродуктів	03.2025р. – 06.2025р.	
3	Дослідження характеристик та надійності проектованої системи автоматизації	07.2025р. – 11.2025р.	

Студент

(підпис)

В.А. Працінь

Керівник роботи

(підпис) д.т.н., професор Я.М. Николайчук

АНОТАЦІЯ

Працінь В.А. Автоматизована система управління резервуарним парком нафтопродуктів. – Рукопис.

Дослідження на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю спеціальність: 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка», освітньо-професійна програма. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль, 2025.

Проаналізовано технологічні процеси прийому, зберігання та відвантаження нафтопродуктів у резервуарному парку та вимоги до їх автоматизації. Досліджено сучасні АСУ, сформовано вимоги до проектованої системи. Розроблено структурну та функціональну схеми, алгоритм роботи АСУ і модель протиаварійного захисту. Проведено моделювання нормальних та аварійних режимів, що підтвердило працездатність запропонованої системи.

ANNOTATION

Pratsin V.A. Automated system of management of the reservoir fleet of petroleum products. - Manuscript.

Doctoral studies for the education level «Master» with the title 174 «Automation, computer-integrated technologies and robotics». – West Ukrainian National University, Ternopil, 2025.

Analyzed the technological processes of receiving, storing, and dispensing petroleum products in a tank farm, as well as the requirements for their automation. Modern control systems were examined and the requirements for the designed system were defined. A structural and functional diagram, the control algorithm, and an emergency protection model were developed. Simulation of normal and emergency modes confirmed the operability of the proposed system.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	5
ВСТУП	6
1. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	8
1.1 Дослідження будови резервуарного парку нафтопродуктів.....	8
1.2 Аналіз технологічної схеми резервуарного комплексу.....	11
1.3 Аналіз систем автоматизації об'єктів зберігання нафтопродуктів.....	14
1.4 Обґрунтування вимог до проектованої системи.....	17
2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ НАФТОПРОДУКТІВ.....	21
2.1 Структурна автоматизованої системи управління.....	21
2.2 Обґрунтування вибору технічних засобів автоматизації.....	23
2.3 Функціональна схема проектованої системи.....	32
2.4 Алгоритм роботи автоматизовані системи управління.....	35
3. ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТА НАДІЙНОСТІ ПРОЕКТОВАНОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	38
3.1 Математична модель керування технологічним процесом.....	38
3.2 Моделювання роботи проектованої системи.....	40
3.3 Аналіз ефективності функціонування автоматизованої системи управління.....	43
3.4 Оптимізація параметрів проектованої системи.....	45
3.5 Оцінка показників надійності проектованої системи.....	50
3.6 Моделювання аварійних режимів роботи системи автоматизації.....	54
ВИСНОВКИ.....	60
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	62
ДОДАТОК А Копії публікацій.....	66

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСУ - автоматизована система управління;

ВМ - виконавчий механізм;

КВП - контрольно-вимірювальний прилад;

КЗ - канал зв'язку;

ОУ - об'єкт управління;

ПЛК - програмований логічний контролер;

РПН - резервуарний парк нафтопродуктів;

ТЗА - технічний засіб автоматизації;

ТП - технологічний процес.

ВСТУП

Комплекси зберігання нафтопродуктів забезпечують безперебійне функціонування нафтогазової галузі. Надійність їх роботи безпосередньо впливає на технологічну безпеку, екологічний стан та економічну ефективність підприємств паливно-енергетичного комплексу. Зростання обсягів переробки та транспортування нафтопродуктів, посилення вимог до техногенної та екологічної безпеки, а також необхідність мінімізації впливу людського фактора зумовлюють перехід до використання сучасних автоматизованих систем управління (АСУ).

АСУ резервуарним парком нафтопродуктів (РПН) забезпечує комплексне виконання функцій моніторингу, контролю, регулювання та протиаварійного захисту технологічного процесу (ТП) зберігання нафтопродуктів. Застосування засобів автоматизації дозволяє підвищити точність вимірювання технологічних параметрів, оптимізувати режими роботи обладнання, своєчасно виявляти небезпечні відхилення й реалізовувати заходи захисту. Впровадження АСУ РПН сприяє підвищенню експлуатаційної безпеки, зменшенню ризиків виникнення аварійних ситуацій та забезпечує відповідність сучасним стандартам промислової автоматизації.

Актуальність дослідження полягає у необхідності розроблення ефективної АСУ, яка враховує специфіку ТП резервуарного господарства, особливості вимірювальних каналів, вимоги до надійності та оперативності прийняття рішень.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є розробка АСУ РПН, яка дозволить забезпечити підвищення безпеки, точності контролю та ефективності технологічних операцій.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

- проаналізувати ТП зберігання і відвантаження нафтопродуктів;
- дослідити системи автоматизації РПН;
- розробити структуру, функціональну схему і алгоритм роботи АСУ;

– дослідити надійність проектованої системи.

Об’єкт дослідження - ТП резервуарного господарства.

Предмет дослідження - засоби та алгоритми автоматизованого управління і протиаварійного захисту РПН.

Методи досліджень: аналітичні та теоретичні методи, системний аналіз, метод структурно-логічного моделювання, оцінки ефективності АСУ.

Наукова новизна отриманих результатів. Запропоновано узагальнену математичну модель процесів контролю та керування РПН, що враховує взаємозв’язок параметрів рівня, тиску, температури та витрати під час ТП. Розроблено структурно-логічну модель протиаварійного захисту, що забезпечує автоматичне виконання блокувань при критичних відхиленнях параметрів.

Практичне значення отриманих результатів Реалізована АСУ РПН може бути використана під час проектування нових або модернізації існуючих нафтобаз і резервуарних комплексів. Запропонований підхід дозволяє забезпечити можливість масштабування системи, її інтеграції з наявними SCADA-рішеннями підприємства, зменшити експлуатаційні ризики та підвищити точність технологічного контролю.

Публікації та апробація кваліфікаційної роботи.

1. Герлях С., Працінь В., Давлетова А. Автоматизована система моніторингу та обмеження доступу до контрольованого об’єкту.- Збірник матеріалів всеукраїнської науково-практичної конференції «Автоматизація та комп’ютерно-інтегровані технології» (АКІТ-2025), Тернопіль, 2025, с. 31-34.

2. Працінь В., Пітух І. Автоматизована система управління комплексом зберігання нафтопродуктів.- Збірник матеріалів науково-практичного симпозиуму «Технології Інтернету речей: системи та рішення» (ТІР:СТ - 2025), Тернопіль, 2025. -с. 41-45.

1. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Дослідження резервуарного парку нафтопродуктів

РПН є складними інженерними об'єктами інфраструктури нафтобаз, терміналів, АЗС та промислових підприємств [1-4]. Вони забезпечуючи приймання, зберігання, перекачування та облік паливно-мастильних матеріалів. Їх конструкція визначається умовами експлуатації, типом продукту та вимогами безпеки.

Як правило РПН може включати (рисунок 1.1):

- резервуари для зберігання;
- насосно-перекачувальні станції;
- трубопровідну інфраструктуру;
- естакади і вузли наливу/зливу;
- операторські та технічні будівлі;
- системи пожежогасіння.



Рисунок 1.1 - Загальний вигляд РПН

Ефективність та безпечність ТП визначають якість та надійність елементів РПН, умови їх експлуатації, а також рівень автоматизації технологічних операцій.

Сучасні резервуари мають високі вимоги до герметичності, корозійної стійкості, пожежної безпеки та надійності, оскільки від їх стану залежить збереження властивостей нафтопродуктів, запобігання втратам та зменшення екологічних ризиків [5-7]. Дослідження та класифікація ємностей для зберігання за конструктивними ознаками, матеріалами виготовлення та умовами встановлення дозволяє визначити ключові фактори, що формують технічні вимоги до системи автоматизації.

Залежно від типу конструкцій виділяють наземні та підземні резервуари, а також мобільні та спеціалізовані [7-10].

Наземні є найпоширенішим типом резервуарів, що використовуються у нафтобазах і промислових об'єктах. Вони виготовляються переважно зі сталі або композитних матеріалів. Вони, в свою чергу, можуть бути вертикальними або горизонтальними (рисунок 1.2) та встановлюються на фундаментній плиті чи ложементах. Це забезпечує зручний доступ для обслуговування, огляду та ремонту. Резервуари такого типу застосовують у великих парках з об'ємами 1000–50 000 м³.

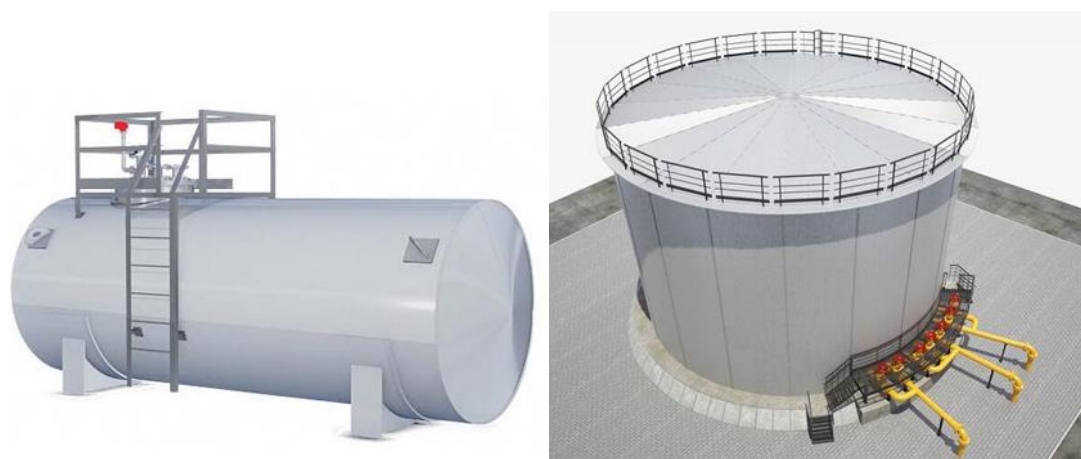


Рисунок 1.2 – Наземні резервуари

Підземні резервуари використовуються на АЗС та об'єктах з підвищеними вимогами до безпеки (рисунок 1.3). Їх виготовляють, як

праволо, з корозійностійких матеріалів (склопластик, поліетилен, двостінна сталь) і монтують в котловані на бетонній основі. Таке встановлення забезпечує зниження ризику займання, захист продукту від температурних коливань та мінімізує вплив на навколишнє середовище у разі аварій. Підземні конструкції часто мають двостінне виконання з контролем міжстінного простору.

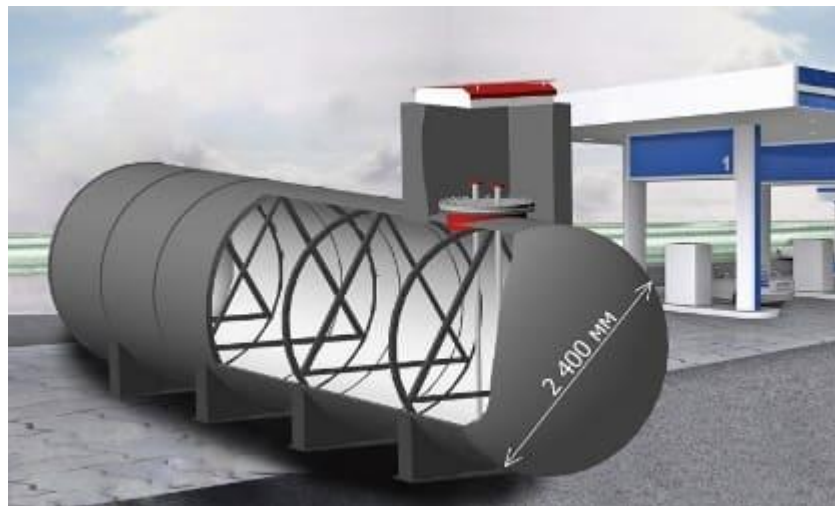


Рисунок 1.3 – Підземні резервуари

Мобільні резервуари застосовуються у транспорті та мобільних комплектах, а також у сільському господарстві, будівництві, аварійних службах. Вони виготовляються з легких матеріалів (алюміній, пластик, нержавіюча сталь) та обладнані системами фіксації і захисту під час транспортування.

Спеціалізовані резервуари призначені для зберігання специфічних продуктів: авіапального, мазуту, газоконденсату. Вони можуть оснащуватися системами підігріву/охолодження, змішувальними пристроями, теплоізоляцію, тощо та мати вибухозахисне виконання.

Резервуари для нафтопродуктів можна класифікувати:

1. За об'ємом:

- малі (до 25 м³) - АЗС, локальні сховища;
- середні (25–2000 м³) - підприємства, котельні, склади;
- великі (5000–75 000 м³) - нафтобази, термінали, НПЗ.

2. За матеріалом виготовлення:

- металеві (сталеві) - стандарт для промислових РПН.
- залізобетонні - висока міцність, але використовуються рідше.
- пластикові/склопластикові - мобільні АЗС, невеликі сховища.

3. За конструкцією стінок:

- одностінні - наземне встановлення, нижча вартість;
- двостінні - підземні системи та екологічно небезпечні продукти;
- забезпечують виявлення протікання у міжстінному просторі.

4. За орієнтацією:

- вертикальні - оптимальні для великих об'ємів;
- горизонтальні - компактні, використовуються для середніх і малих об'ємів.

5. За призначенням:

- перевалочні - для короткострокового приймання або тимчасового зберігання на нафтобазах, терміналах і логістичних центрах;
- розподільні - забезпечують акумулювання та видачу продукту споживачам або на інші технологічні ділянки, характеризуються наявністю обв'язки, розрахованої на високу інтенсивність наливу/зливу, що дозволяє гнучко організовувати розподіл потоків у межах РПН;
- комбіновані - виконують обидві і застосовуються коли РПН обслуговує декілька напрямів логістики або має змінну схему роботи.

На практиці зазвичай кілька однотипних резервуарів об'єднують у групи (блоки), що полегшує їх управління, дає змогу оптимізувати трубопровідну інфраструктуру та створює умови для організації окремих логістичних маршрутів для автомобільного чи залізничного транспорту.

1.2 Аналіз технологічної схеми резервуарного парку

Конструкцією резервуарів для зберігання нафтопродуктів передбачено застосування широкого комплексу технологічних елементів та вузлів, які

забезпечують безпечну експлуатацію, контроль параметрів і можливість виконання технологічних операцій [2-5]. До основних складових належать:

- люк для обслуговування та замірів, який використовується для вентиляції резервуару під час очищення чи ремонту, введення вимірювальних пристроїв та виконання контрольних замірів рівня пального;
- комплекс протипожежного обладнання, що включає стаціонарні системи пінного пожежогасіння, системи подачі інертного газу, пожежні стояки та іншу арматуру відповідно до вимог пожежної безпеки;
- контрольно-вимірювальні прилади (КВП), серед яких рівнеміри, датчики тиску, температурні перетворювачі, сигналізатори переливу й загазованості. Вони забезпечують постійний контроль стану резервуару та функціонування паливної системи;
- дихальна арматура, що автоматично компенсує зміну об'єму газової подушки всередині резервуара, запобігаючи появі надлишкового тиску або вакууму;
- запобіжна та трубопровідна арматура, призначена для захисту трубопроводів і технологічного обладнання від аварійного перевищення тиску, автоматичного розвантаження та відновлення нормального режиму роботи;
- вентиляційні патрубки, які забезпечують відведення парів нафтопродуктів або підключення систем рекуперації;
- пристрої для відбору проб, що застосовуються для контролю якості та аналізу властивостей пального.
- приймально-роздавальний клапан, що встановлений на лініях наливу та зливу, яка забезпечує керовану подачу й відбір нафтопродуктів.

Принцип роботи РПН ґрунтується на забезпеченні безперервного та точного контролю стану резервуарів і технологічних потоків. Його робота базується на взаємодії резервуарів, трубопровідної інфраструктури, насосних агрегатів, запірної арматури та засобів контролю (рисунок 1.4) [10-13].

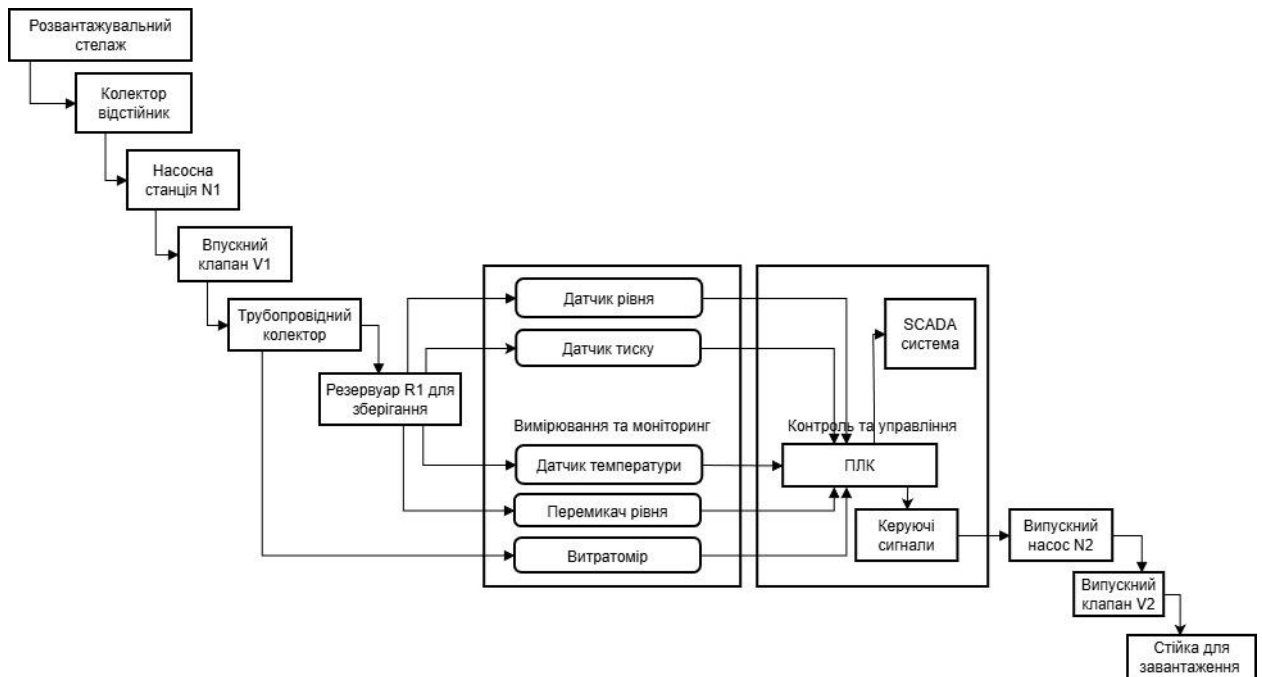


Рисунок 1.4 – Технологічна схема РПН

Резервуари виготовляються з високоякісної сталі або композитних матеріалів із застосуванням сучасних технологій зварювання, що забезпечує повну герметичність і знижує ризик витоків [5, 6]. Вони обладнані засобами автоматичного контролю технологічних параметрів:

- рівнеміри забезпечують безперервний вимір рівня та попереджають переповнення;
- датчики тиску контролюють тиск газової подушки;
- температурні перетворювачі вимірюють температуру продукту;
- витратоміри реєструють витрату під час подачі/зливу;
- сигналізатори переливу та загазованості забезпечують аварійний захист.

Отримані дані надходять на контролер і використовуються для керування та аварійної сигналізації.

ТП включає наступні операції [1-3]:

1. Приймання нафтопродуктів Продукт надходить на РПН, проходить через вузли обліку, за допомогою насосів транспортується до потрібного резервуара через систему трубопроводів та клапанів.

2. Заповнення резервуара та зберігання. Продукт надходить у резервуар, де постійно контролюються рівень, температура та тиск. Дихальна арматура компенсує коливання газової подушки, а пожежні системи забезпечують безпечну експлуатацію.

3. Відпуск та перекачування нафтопродуктів. Нафтопродукт подається з резервуару у трубопровід, проходить через вузол обліку та направляється до точки наливу або у магістральну систему.

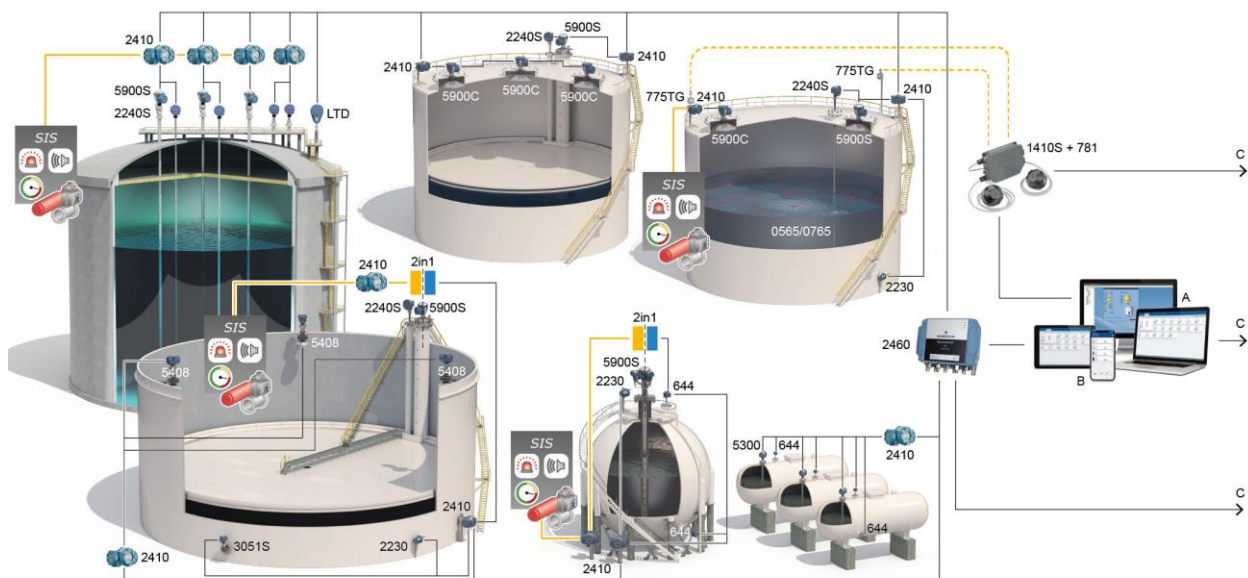
1.3 Аналіз існуючих систем автоматизації резервуарних парків

Дослідження, розробка та впровадження сучасних рішень для автоматизації РПН є актуальним завданням, оскільки від ефективності таких систем залежить надійність, безпека та технологічна стабільність ТП зберігання, приймання й відпуску нафтопродуктів. Впровадження АСУ дозволяє забезпечити стабільність роботи обладнання, зменшити ризики помилок персоналу, мінімізувати вплив людського фактору, підвищити оперативність прийняття рішень та створити передумови для більш глибокої інтеграції виробництва з системами обліку й управління підприємства.

Аналіз існуючих підходів та практик автоматизації РПН дозволяє визначити основні принципи та технологічні рішення, які необхідні для проектування сучасної ефективної АСУ. На сьогодні ринок пропонує широке коло програмно-технічних рішень як від міжнародних розробників, так і від вітчизняних інтеграторів [11-19].

На рисунку 1.5 наведено приклад реалізації системи автоматизації комплексу резервуарів для зберігання нафтопродуктів.

Для обґрунтування вибору принципів побудови проекрованої системи розглянуто кілька існуючих реалізацій АСУ. Проведено аналіз їх архітектури, структури рівнів автоматизації, використаних технічних засобів автоматизації (ТЗА) та комунікаційних протоколів й каналів зв'язку (КЗ).



Ричунок 1.5 – Приклад АСУ РПН

В таблиці 1.1 наведено узагальнені характеристики актуальних АСУ, що дозволяє виділити спільні принципи побудови, сучасні тенденції та технологічні особливості [11-15, 17].

Таблиця 2.1 - Порівняльний аналіз АСУ резервуарних парків

Постачальник / Проект	Архітектура	Основні рівні автоматики	Використане ТЗА та ПЗ	Протоколи та КЗ
1	2	3	4	5
UA-Systems – АС «КМ Парк»	Модульна, з центральним архівом	Датчики → PLC → SCADA → Облік	SCADA UA-Systems, PLC Siemens / Schneider, радарні рівнеміри	Modbus TCP, HART, OPC, RS-485
Plant Engineering (Beckhoff / EtherCAT)	Розподілена, модульна	Датчики → Remote I/O → PLC → SCADA	Beckhoff PLC, EtherCAT, Remote I/O	EtherCAT, Modbus

1	2	3	4	5
Emerson – Wireless Tank Farm Automation	Розподілена, бездротова	Сенсори → WirelessHART шлюзи → PLC/RTU → SCADA	Radar Level (Rosemount), WirelessHART, DeltaV DCS	WirelessHART, Modbus, OPC UA
Honeywell – Smart Tank Farm	Централізована + хмара	IoT сенсори → PLC → Experion SCADA → Cloud Analytics	Honeywell Experion, IoT Edge Devices	OPC UA, Modbus TCP/IP
DCI Inc. – Tank Farm Automation	Централізована	Сенсори → PLC → SCADA	Siemens S7, Profinet, HMI WinCC	Profinet, Modbus TCP
Rotork – Wireless Valve Automation	Модульна, бездротова	PLC ↔ Wireless Valve Network	Rotork IQ3, ProLink	Wireless Modbus

Аналіз розглянутих систем показав, що сучасні АСУ резервуарних парків значно відрізняються за масштабами впровадження - від локальних рішень для кількох резервуарів до комплексних розподілених систем, що охоплюють десятки технологічних вузлів і забезпечують обробку тисяч точок даних. Масштабність системи безпосередньо впливає на вибір архітектури, типів контролерів, структури мережевої взаємодії, а також вимоги до резервування та безпеки.

Ключові особливості проаналізованих рішень полягають у широкому застосуванні модульної або багаторівневої архітектури, використанні

уніфікованих промислових протоколів й КЗ, інтеграції інтелектуальних КВП і можливості розширення функціоналу без зупинки ТП. Спостерігається тенденція до впровадження принципів Smart Tank Farm, що передбачає застосування безпроводних сенсорів, хмарних сервісів, аналітичних модулів прогнозування аварійних ситуацій та підвищення енергоефективності.

Проведений аналіз показав, що незалежно від виробника чи масштабу об'єкта управління (ОУ), сучасні АСУ мають низку спільних структурних характеристик, на основі яких можна визначити вимоги до проектованої системи:

- модульна побудова, що забезпечує можливість поступового розширення та модернізації;
- багаторівнева структура керування з розподілом функцій між рівнями;
- використання уніфікованих промислових стандартів КЗ для забезпечення сумісності обладнання;
- орієнтація на цифрову діагностику, моніторинг технічного стану та підвищення загальної надійності ТП.

1.4 Обґрунтування вимог до проектованої системи

Ефективна та безпечна експлуатація РПН потребує використання сучасних АСУ, здатних забезпечити точний контроль параметрів, надійність технологічних операцій та своєчасне реагування на відхилення. Необхідність впровадження АСУ зумовлена низкою проблем, характерних для традиційних, маломеханізованих або ручних систем керування.

У резервуарних парках без автоматизації або з мінімальним рівнем механізації виникають такі типові недоліки:

- низька точність вимірювання рівня, температури й тиску, що призводить до помилок обліку та неможливості прогнозування аварійних ситуацій;

- високий вплив людського фактору під час зливу/наливу та відбору проб;
- ризик переливів і протікань, що спричиняє екологічні та пожежні небезпеки;
- неможливість централізованого моніторингу, відсутність архівів подій та історії параметрів;
- затримка у прийнятті рішень, пов'язана з необхідністю оглядів та ручного контролю;
- неповна відповідність сучасним нормативним.

Ці чинники знижують рівень безпеки, підвищують експлуатаційні витрати та ризик аварій.

Метою проєктування АСУ РПН є підвищення безпеки ТП, зниження ризиків аварійних ситуацій та переливів, а також забезпечення стабільного та контрольованого функціонування операцій з приймання, зберігання й відпуску продукту. Важливою складовою є підвищення оперативності керування насосами, запірною арматурою та технологічними лініями зливу й наливу, що дозволяє своєчасно реагувати на зміни параметрів і запобігати відхиленням.

Однією із основних задач автоматизації є мінімізація втрат нафтопродукту, забезпечення точного обліку матеріальних потоків і ведення достовірного балансу РПН. Для цього АСУ повинна забезпечувати централізований моніторинг усіх резервуарів у режимі реального часу з можливістю відображення даних, діагностичних повідомлень та змін технологічних параметрів.

Для виконання цих функцій АСУ повинна відповідати вимогам чинних нормативних документів та стандартів, що визначають правила безпечної експлуатації обладнання, вимоги до вимірювальних приладів, електробезпеки та вибухозахисту. Система має забезпечувати автоматичне виконання захисних функцій при виході параметрів за допустимі межі, включно з відключенням насосів, закриттям запірної арматури та

формуванням аварійних сигналів.

АСУ повинна забезпечувати безперервний вимірювання та контроль наступних параметрів:

- рівня L , для запобігання переповнення та контролю об'єму;
- тиску P , особливо газової подушки резервуару;
- температури T , що впливає на характеристики зберігання;
- витрати Q під час зливу, наливу та перекачування;
- положення запірної арматури Z (клапанів, засувок, приводів);
- аварійних параметрів A , таких як загазованість, перелив, протікання, відмова КВП, аварійне зростання тиску/температури.

Перелічені параметри є базовими для реалізації алгоритмів регулювання, протиаварійного захисту та обліку нафтопродуктів.

В результаті проведеного дослідження можна виділити загальні вимоги до структури АСУ РПН, зокрема система повинна мати:

- модульну архітектуру, що дозволяє масштабувати систему на будь-яку кількість резервуарів;
- єдину інформаційну платформу (SCADA/HMI) для візуалізації;
- розподілені засоби КВПіА на кожному резервуарі;
- резервування критичних КЗ (залежно від категорії надійності);
- безперервний архів параметрів, історію аварій та журнал подій;
- можливість інтеграції з мережею підприємства та системами обліку;
- відмовостійкі алгоритми роботи з переходом у безпечний стан.

Виконання зазначених вимог в результаті впровадження проекрованої АСУ дозволить:

- мінімізувати ризики аварійних ситуацій та екологічних збитків;
- підвищити точність і достовірність обліку нафтопродуктів;
- забезпечити стабільну роботу технологічного обладнання;
- автоматизувати ключові операції РПН;
- відповідати вимогам національних та міжнародних нормативів.

Додатково впровадження АСУ дозволить знизити вплив людського фактору на керування ТП, оскільки ключові операції виконуються автоматично за алгоритмами контролера, а оператор здійснює лише нагляд і підтвердження критичних дій. Використання SCADA-системи забезпечить повну візуалізацію роботи РПН, відображення трендів, аварійних подій, попереджень і стану обладнання, що підвищує прозорість процесів та дає змогу оперативно ухвалювати рішення.

2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ НАФТОПРОДУКТІВ

2.1 Структура автоматизованої системи управління

Структурна схема АСУ РПН побудована за ієрархічним принципом та включає декілька рівнів: ОУ, низовий, рівень керування, операторський та інформаційний (рисунок 2.1).

На рівні ОУ розташовані резервуари з нафтопродуктами, технологічні трубопроводи приймання, зливу та наливу, насосні агрегати, запірно-регулююча арматура, а також вузли обліку. Саме тут відбуваються основні ТП зберігання, перерозподілу та відвантаження нафтопродуктів.

Низовий рівень представлений комплексом КВП та виконавчими механізмами (ВМ). Виконавчу частину формують електроприводні засувки, регулюючі клапани, насосні агрегати з частотним керуванням, світлові та звукові сигналізатори. Підключення пристроїв здійснюється через клемні коробки та модулі віддаленого вводу/виводу.

На рівні керування зосереджені програмований логічний контролер (ПЛК) та модулі зв'язку, що забезпечують збір інформації від КВП та формування керуючих впливів на ВМ. Обмін даними між ПЛК та низовими пристроями реалізується за допомогою промислових мереж (Profibus, Profinet, Modbus тощо).

На рівні ПЛК реалізуються алгоритми автоматичного підтримання рівня, тиску, температури, керування насосними агрегатами та логікою відкриття/закриття засувки.

Операторський рівень представлений автоматизованим робочим місцем (АРМ) оператора з робочою станцією та установленою SCADA-системою, яка здійснює візуалізацію ТП, відображення мнемосхем РПН, ведення трендів параметрів, формування повідомлень про аварійні та попереджувальні ситуації, а також архівацію даних і формування звітів. За

потреби окремо можна виділити інженерне АРМ для налаштування ПЗ ПЛК та SCADA.

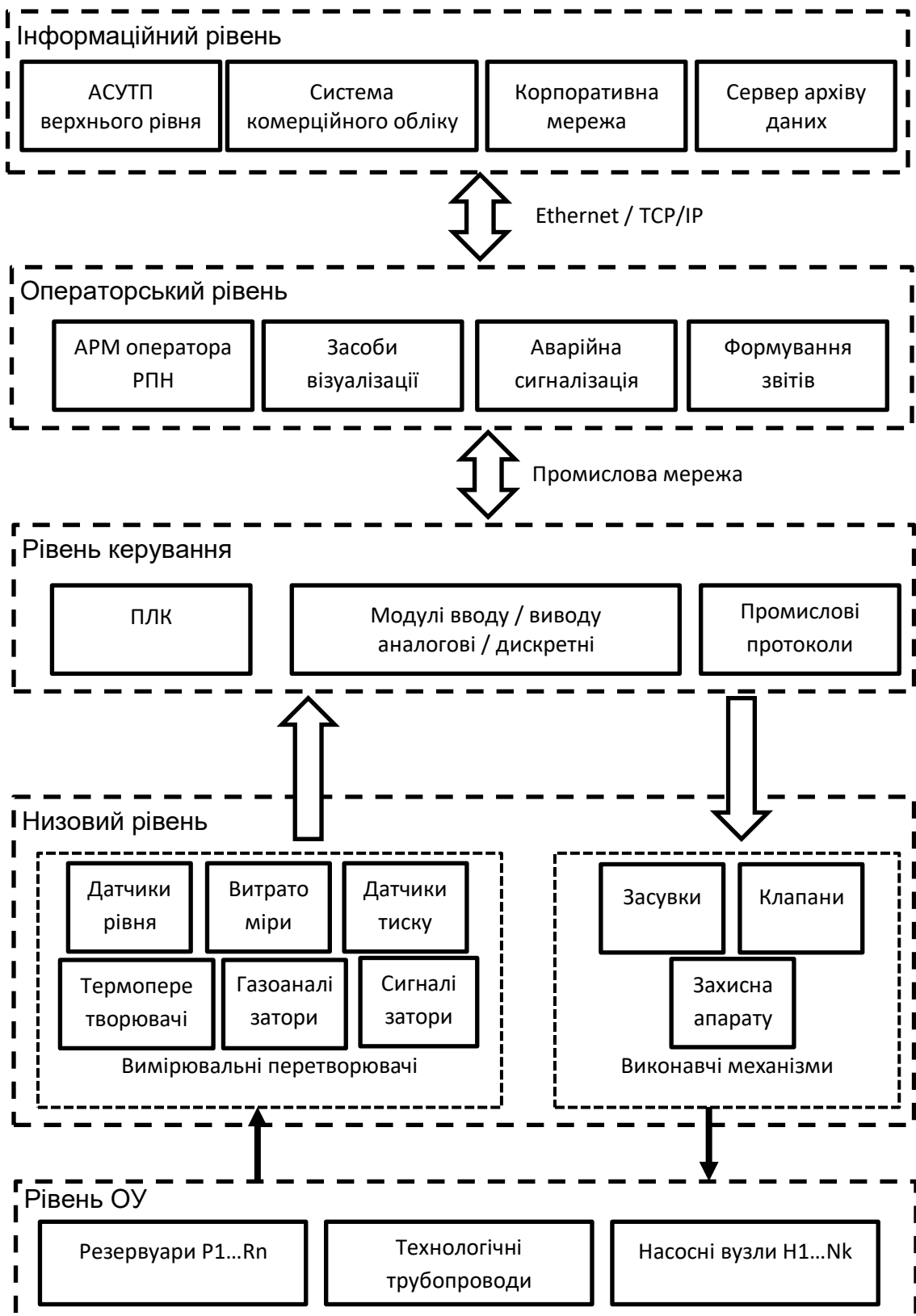


Рисунок 2.1 - Структурна схема АСУ

Інформаційний рівень забезпечує довгострокове зберігання технологічних даних та їх інтеграцію з інформаційними системами підприємства. Можлива передача даних про залишки нафтопродуктів, режими роботи насосів та стан обладнання до систем комерційного обліку та корпоративних інформаційних систем.

Запропонована структура АСУ дозволяє реалізувати централізований моніторинг і управління резервуарним парком, підвищити рівень безпеки, забезпечити своєчасне виявлення аварійних ситуацій та оптимізувати режими роботи технологічного обладнання.

2.2 Обґрунтування вибору технічних засобів автоматизації

Для забезпечення коректної роботи АСУ, а також належної точності, надійності й безпеки під час вимірювання та керування технологічними параметрами необхідно обрати комплекс КВП, ВМ і комунікаційного обладнання, що відповідає встановленим діапазнам вимірювань, вимогам до метрологічної точності, умовам вибухопожежної безпеки та міжнародним стандартам.

Для реалізації проекрованої системи було здійснено підбір ТЗА з врахуванням функціональних вимог АСУ, таких як вимірювання рівня, тиску, витрати та температури, а також забезпечення аварійного захисту та дистанційного керування обладнанням.

Для вимірювання рівня нафтопродуктів у резервуарах застосовано радарний рівнемір VEGA VEGAPULS 64 (рисунок 2.2). Це безконтактний FMCW-радар із діапазоном вимірювання до 30 м та високою точністю ± 2 мм, що забезпечує стабільні результати в умовах змін температури й тиску. Прилад має вибухозахищене виконання АTEX/IECEx та антену з PTFE/PEEK, стійку до нафтопродуктів. Підтримує цифрові інтерфейси HART, Profibus PA, Foundation Fieldbus, що забезпечує сумісність з ПЛК і можливість діагностики. [20].



Рисунок 2.2 - Радарний рівнемір

Для резервного вимірювання рівня може використовуватися радарний рівнемір Emerson Rosemount 5408 (рисунок 2.3). Прилад працює на частоті 80 GHz, що забезпечує вузький кут променя та стабільні вимірювання навіть за наявності піни чи парів нафтопродуктів. Діапазон вимірювання становить до 40 м, а похибка ± 2 мм, що дозволяє застосовувати прилад на великих резервуарах. Рівнемір сумісний із широким спектром рідин (нафта, бензин, дизель), має вибухозахищене виконання АTEX та сертифікацію SIL2/3, що дає можливість використання у відповідальних технологічних вузлах резервуарного парку. Оптимізована конструкція антени забезпечує надійність роботи за різних температур і високої вологості [21].



Рисунок 2.3 – Датчик рівня

Для контролю температури нафтопродуктів у резервуарах застосовується термоперетворювач опору Pt100 Endress+Hauser iTEMP

ТМТ162 (рисунок 2.4). Прилад виконано на основі сенсора Pt100 класу А, що забезпечує високу точність у діапазоні $-50...+200$ °С, достатньому для типових режимів зберігання ($0...+120$ °С). Корпус виготовлено з нержавіючої сталі з термозахисною гільзою, що забезпечує довговічність та стійкість до корозії [22].



Рисунок 2.4 - Термоперетворювач

Прилад має вибухозахищене виконання АTEX Ex ia, що дозволяє використовувати його у вибухонебезпечних зонах резервуарних парків. Передавання даних здійснюється по струмовому інтерфейсу 4–20 мА з підтримкою HART, що забезпечує сумісність із більшістю промислових контролерів та можливість діагностики.

Для контролю тиску газової подушки резервуару використано КВП тиску Honeywell SmartLine ST700 (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 - Датчик тиску

Прилад підтримує манометричне та абсолютне вимірювання, що забезпечує його універсальність для різних конфігурацій РПН. Він має

широкий діапазон вимірювання - 0–0,1 бар до 0–400 бар, з високою точністю 0,065%, що дозволяє забезпечити стабільний контроль тиску. КВП стійкий до вібрацій до 10 g, а вибухозахищене виконання АТЕХ та ІЕСЕх дає можливість його застосування у вибухонебезпечних зонах резервуарного парку[23].

Для контролю тиску в технологічних трубопроводах використано універсальний промисловий КВП тиску WİKA S-20 (рисунок 2.6), призначений для застосування в системах нафтогосподарських ОУ. Прилад підтримує типовий для трубопровідних ліній діапазон вимірювання 0...25 бар, що забезпечує можливість його використання у більшості контурів резервуарного парку [24].



Рисунок 2.6 - Датчик тиску WİKA S-20

КВП має точність 0,25%, що є достатнім для технологічного контролю тиску та роботи алгоритмів автоматики. Конструктивно виконаний з нержавіючої сталі, що забезпечує стійкість до корозії й агресивних середовищ нафтопродуктів. Модифікація з вибухозахистом АТЕХ ІІ 1G дає змогу встановлювати WİKA S-20 у вибухонебезпечних зонах, що відповідає вимогам безпеки для РПН.

Для обліку перекачування нафтопродуктів застосовано фланцевий електромагнітний витратомір Siemens SITRANS MAG 5100W у комплекті з перетворювачем MAG6000 (рисунок 2.7). Прилад забезпечує точне вимірювання провідних рідин у широкому діапазоні діаметрів трубопроводів - від DN50 до DN1200, що робить його універсальним рішенням для РПН різного масштабу. Витратомір має точність $\pm 0.4\%$ та працює в діапазоні температур продукту $-10...+150$ °C, що гарантує стабільну роботу при

перекачуванні нафти і дизельного палива. [25].



Рисунок 2.7 - Електромагнітний витратомір

Для комерційного обліку нафтопродуктів застосовується масовий коріолісовий витратомір Endress+Hauser Promass F 300, який забезпечує високоточне вимірювання масової витрати та густини незалежно від фізичних властивостей і в'язкості продукту (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 - Масовий витратомір

Прилад вимірює одночасно масову витрату, густину та температуру, що дозволяє здійснювати комплексний облік і підвищує точність матеріального балансу резервуарного парку. Коріолісова технологія забезпечує похибку не більше $\pm 0.1\%$, що відповідає вимогам облікових систем високої точності. Прилад має вибухозахищене виконання АТЕХ, що дозволяє його встановлення у вибухонебезпечних зонах і використання в облікових вузлах нафтобаз та терміналів [26].

Для дистанційного керування потоками нафтопродуктів у трубопроводній мережі РПН застосовується електроприводна засувка АУМА SA 07.6 з редуктором GS 100.3 (рисунок 2.9), що призначена для роботи із запірною арматурою DN100–DN600, забезпечуючи сумісність з основними

технологічними лініями. Електропривод розвиває крутний момент 10–1000Н·м та підтримує інтерфейси Profibus DP і Modbus RTU, що дозволяє здійснювати дистанційне керування та діагностику. Пристрій може працювати в діапазоні температур $-25\dots+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ [27].



Рисунок 2.9 - Електроприводна засувка

Для керування потоками нафтопродуктів у лініях наливу та зливу використовується повнопрохідний кульовий клапан Emerson KTM BT (рисунок 2.10). Клапан випускається у типорозмірах DN25–DN300, що дозволяє застосовувати його на основних та допоміжних трубопроводах резервуарного парку. Конструкція розрахована на тиск до 40 бар, а виконання з нержавіючої сталі забезпечує стійкість до корозії та агресивних середовищ, гарантуючи тривалий ресурс роботи [28].



Рисунок 2.10 - Кульовий клапан

Для перекачування нафтопродуктів у технологічних лініях РПН застосовується відцентровий насос KSB Etanorm SYT / R (рисунок 2.11). Він забезпечує подачу $5\text{--}1400\text{ м}^3/\text{год}$ та гідравлічний напір до 160 м, що дозволяє

використовувати його як у магістральних, так і в допоміжних системах. Конструкція розрахована на роботу з продуктами температурою до 200 °С, що забезпечує надійність і стабільність процесів перекачування в умовах резервуарного парку [29].



Рисунок 2.11 - Насос відцентровий KSB Etanorm SYT / R

Для керування насосами застосовується частотний перетворювач Danfoss FC302 (рисунок 2.12), який забезпечує плавний пуск та вбудоване PID-регулювання. Прилад підтримує діапазон потужностей 0.75–560 кВт та інтегрується в АСУ завдяки інтерфейсам Profibus, Profinet, Modbus. Ступені захисту IP20/IP55/IP66 дозволяють використовувати перетворювач у різних умовах експлуатації [30].



Рисунок 2.12- Частотний перетворювач

Для контролю вибухонебезпечних концентрацій парів нафтопродуктів застосовується КВП загазованості Dräger Polytron 8700 (рисунок 2.13). Прилад призначений для виявлення бензинових парів (VOC), метану (CH₄) та сірководню (H₂S), що дозволяє забезпечити комплексний моніторинг

найбільш поширених небезпечних газів.



Рисунок 2.13 - Газоаналізатор

Датчик забезпечує високу точність визначення концентрацій, похибка не перевищує $\pm 2\%$, що відповідає вимогам промислової безпеки. Виконання АТЕХ Ex d дозволяє використовувати прилад у вибухонебезпечних зонах резервуарних парків, забезпечуючи своєчасне виявлення небезпечних ситуацій та активацію аварійних заходів [31].

Для контролю максимального рівня нафтопродукту в резервуарі застосовується вібраційний рівневий сигналізатор Endress+Hauser Liquiphant FTL51B (рисунок 2.14). Прилад забезпечує надійне виявлення досягнення критичного рівня незалежно від властивостей рідини (густина, в'язкість, діелектрична проникність), що робить його придатним для експлуатації у резервуарних парках.

Сигналізатор має вибухозахищене виконання АТЕХ і підтримує SIL2, що дозволяє використовувати його у системах безпеки для запобігання переливу резервуарів та запуску аварійних алгоритмів [32].



Рисунок 2.14 - Сигналізатор переливу

Для реалізації центральних функцій управління резервуарним парком використано модульний контролер Siemens SIMATIC S7-1500 (рисунок 2.15), який забезпечує високу продуктивність, надійність та розширюваність архітектури АСУ. Контролер має обсяг оперативної пам'яті 250 кБ – 1,5 МБ RAM, що дозволяє реалізувати складні алгоритми керування, архівації та діагностики.



Рисунок 2.15 - ПЛК Siemens SIMATIC S7-1500

S7-1500 підтримує основні промислові протоколи - Profinet, Profibus та Modbus TCP, забезпечуючи інтеграцію з КВП, частотними перетворювачами та іншими пристроями АСУ. Виконання зі ступенем захисту IP20 та робочий діапазон температур $-20...+60$ °C дозволяють застосовувати контролер у стандартних щитових приміщеннях резервуарного парку [33].

Для підключення КВП і ВМ застосовується Remote I/O Siemens ET200SP (рисунок 2.16).



Рисунок 2.16 - Remote I/O ET200SP (Siemens)

Станція підтримує Profinet і дозволяє використовувати модулі DI, DO, AI, AO для гнучкої конфігурації. Випускається у виконанні IP20 / IP65, а також у вибухозахищених варіантах для зон 1/2, що забезпечує встановлення поблизу резервуарів і технологічного обладнання [33].

Для моніторингу й керування роботою РПН може бути використана SCADA Siemens WinCC (рисунок 2.17), яка забезпечує побудову мнемосхем, відображення трендів та ведення архівів подій і аварій. Система підтримує формування звітності та інтеграцію з АСУ через OPC UA, забезпечуючи уніфікований обмін даними з контролерами та польовим обладнанням [33].

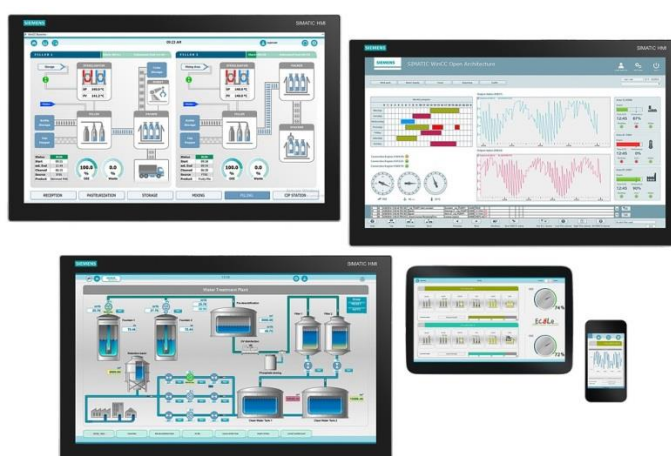


Рисунок 2.17 – Приклад відображення ТП SCADA Siemens WinCC

2.3 Функціональна схема проектованої системи

На рисунку 2.18 наведено приклад схеми, яка демонструє взаємодію ТЗА. Представлена конфігурація є базовою для одного резервуара, проте АСУ РПН легко масштабуються, оскільки система може бути розширена як за рахунок додавання додаткових модулів вводу/виводу Remote I/O, так і шляхом нарощування ресурсів ПЛК або включення кількох контролерів у спільну мережу.

Такий підхід дозволяє підтримувати довільну кількість резервуарів, насосних вузлів та технологічних ліній, забезпечуючи гнучкість і адаптивність системи до вимог ОУ.

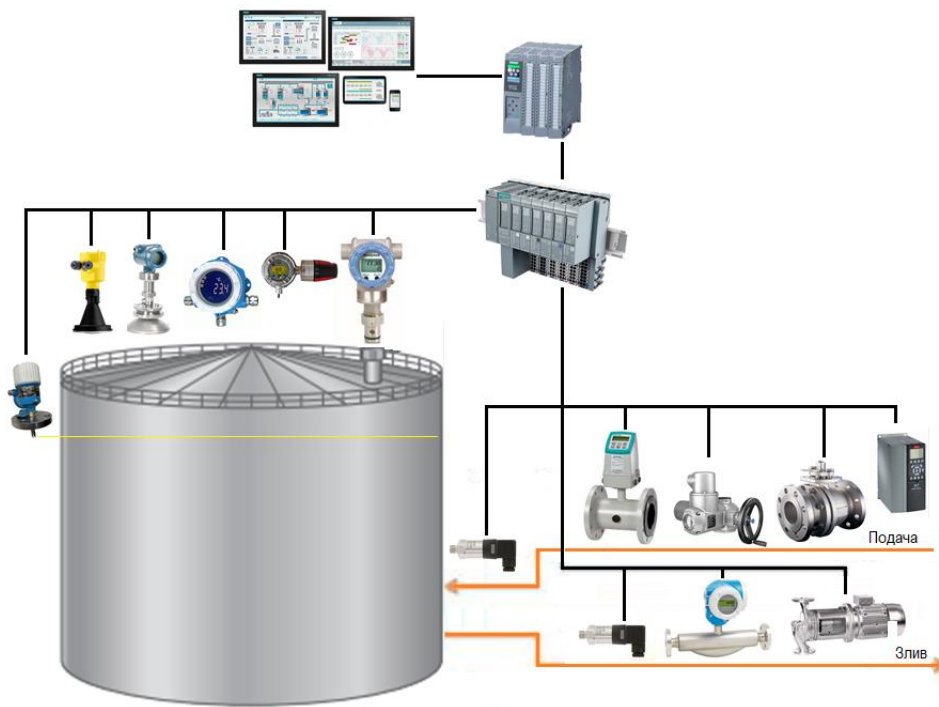


Рисунок 2.18 – Приклад схеми розташування ТЗА

АСУ виконує комплекс взаємопов'язаних функцій, спрямованих на забезпечення точного контролю параметрів, своєчасного реагування на відхилення та безпечного керування ТП. Реалізовані функції охоплюють повний цикл від збору первинної інформації до прийняття керуючих рішень і взаємодії з оператором. АСУ забезпечує безперервний контроль ключових технологічних параметрів:

- вимірювання рівня нафтопродукту у резервуарі радарними або іншими рівнемірами;
- визначення температури продукту;
- вимірювання тиску в резервуарі та трубопроводах;
- контроль витрати під час подачі та зливу;
- зчитування станів ВМ (клапанів, насосів, засувок).

Система здійснює перетворення аналогових сигналів 4–20 мА у цифрові значення, фільтрацію шумів та усереднення вимірювальних даних, перевірку допустимого діапазону та діагностика обривів або коротких замикань та формування діагностичних повідомлень для оператора.

На рисунку 2.19 наведено функціональну схему автоматизації

резервуара РПН, що відображає склад КВП, логіку керування запірною арматурою трубопроводів і ВМ, задіяних у ТП.

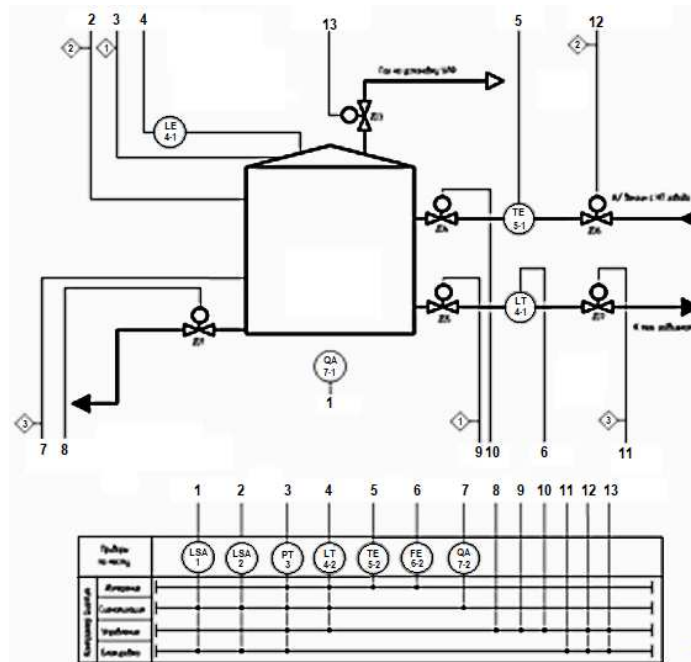


Рисунок 2.19 - Функціональна схема автоматизації резервуара РПН

На схемі показано встановлення сигналізаторів рівня для контролю граничних значень, рівнеміра для безперервного вимірювання, КВП тиску й температури, витратомірів на лініях подачі та зливу, а також керованих засувок.

В таблиці 2.1 наведено перелік приладів та 2.2 блокувань, що слугують основою для подальшої розробки алгоритмів АСУ ТП.

Таблиця 2.1 - Перелік засобів КВП

№ поз.	Найменування приладу	Кільк.	Примітка
1, 2	Сигналізатор рівня (LSA)	2	Верхній/нижній рівень
3	Перетворювач тиску (PT)	1	Контроль тиску газової подушки
4	Рівнемір (LT)	1	Основний контроль рівня
5	Термоперетворювач (TE)	1	Контроль температури продукту
6, 7	Витратомір (FE)	2	На лінії подачі та зливу

Таблиця 2.2 - Перелік блокувань

Сценарій	Позиція	Умова	Дія системи
1	PT-3	$P > P_{max}$	Автоматичне відкривання засувки ZD-5 (скидання надлишкового тиску)
2	LSA-2	$L > L_{max}$	Закриття засувки ZD-6 (припинення подачі)
3	LSA-1	$L > L_{min}$	Закриття засувки ZD-7 (захист від сухого ходу/аварійного зливу)

Управління ВМ та реалізація протиаварійних блокувань здійснюється ПЛК, що забезпечує автоматичне виконання захисних алгоритмів навіть при втраті зв'язку зі SCADA-системою.

2.4 Алгоритм роботи автоматизовані системи управління

АСУ реалізує алгоритми керування ТП (рисунок 2.20), що забезпечує підтримання рівня в заданих межах, автоматичне відкриття/закриття подаючих і зливних клапанів, логічне керування насосом із урахуванням рівня, витрати та команд оператора, захист від переповнення резервуара та «сухого ходу» та формування пріоритетів між автоматичним, дистанційним і ручним режимами керування.

Функції керування в АСУ реалізуються шляхом керування електромагнітними клапанами та засувками з електроприводом, регулювання швидкості насосного обладнання за допомогою перетворювачів частоти та контролю зворотного зв'язку від ВМ.

Функції візуалізації та операторського управління забезпечуються через SCADA/HMI виконуючи передачу всіх вимірних параметрів на візуалізаційний рівень, відображення трендів, архівів подій, попереджень і аварій, ведення історії зміни параметрів та формування звітів та забезпечення можливості локального та віддаленого управління параметрами в межах встановлених прав доступу.

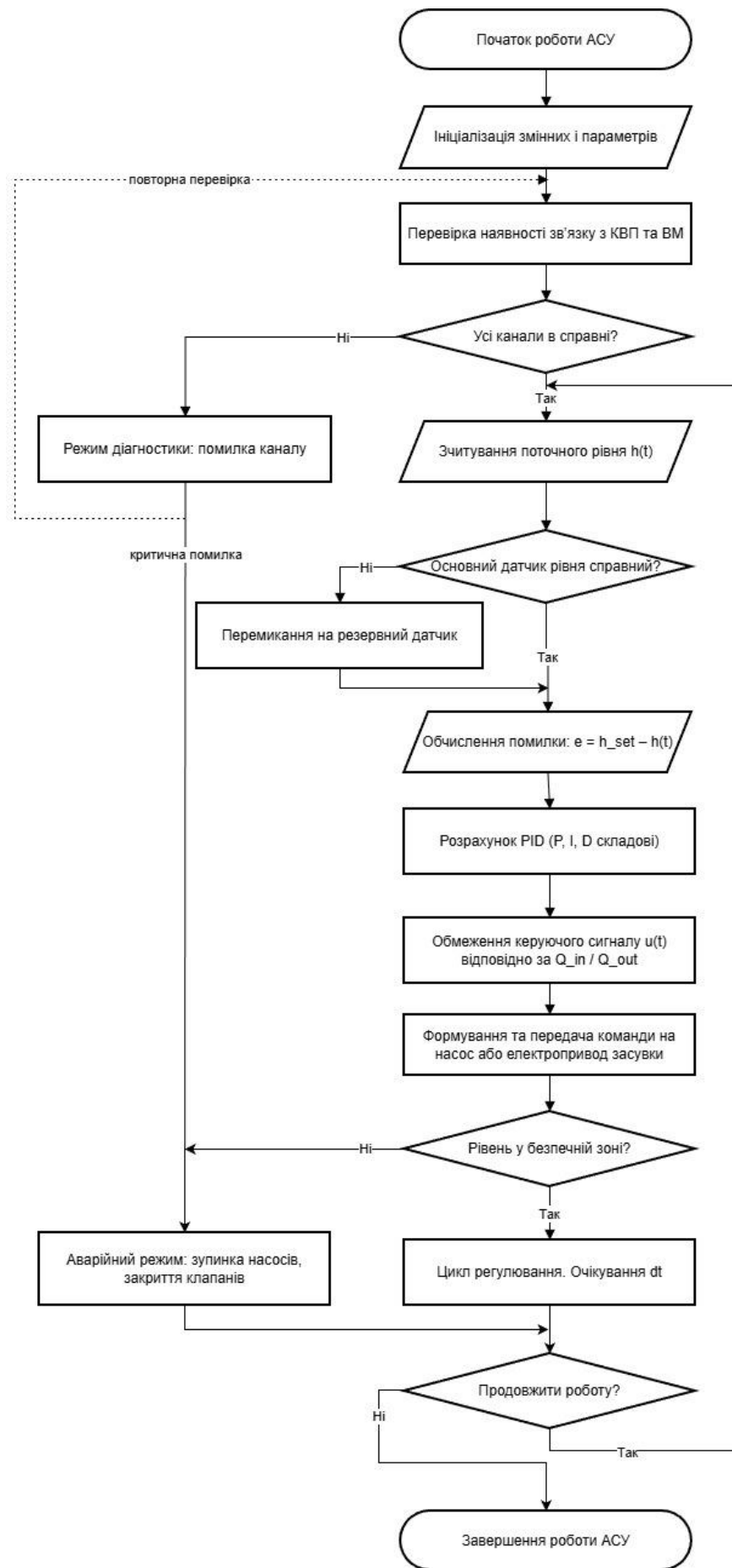


Рисунок 2.20 – Алгоритм роботи АСУ РПН

АСУ забезпечує реалізацію функцій аварійного та захисного реагування за рахунок:

- припинення подачі продукту при досягненні максимального рівня;
- зупинку насосів при критично низькому рівні або відсутності потоку;
- переведення ОУ у безпечний стан при відмові датчика або аварії комунікацій;
- подання звукових та світлових сигналів аварій оператору та у системи вищого рівня.

3. ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТА НАДІЙНОСТІ ПРОЕКТОВАНОЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

3.1 Математична модель керування технологічним процесом

АСУ РПН повинна забезпечувати стабільне, безпечне та оптимальне керування основними технологічними параметрами, зокрема рівнем, тиском та витратою нафтопродуктів під час операцій приймання, зберігання та відвантаження. Побудова алгоритмів керування потребує формального опису динаміки процесу, що досягається за допомогою математичного моделювання.

Модель зміни рівня у резервуарі. Основним динамічним параметром РПН є рівень продукту в резервуарі. Його зміна визначається балансом масових або об'ємних потоків на вході та виході. Для вертикального циліндричного резервуара:

$$\frac{dV(t)}{dt} = Q_{in}(t) - Q_{out}(t), \quad (3.1)$$

де $V(t)$ - поточний об'єм нафтопродукту, м^3 ; $Q_{in}(t)$ - витрата надходження, $\text{м}^3/\text{с}$; $Q_{out}(t)$ - витрата відбору, $\text{м}^3/\text{с}$. Оскільки

$$V(t) = A \cdot h(t), \quad (3.2)$$

де A – площа поперечного перерізу резервуара, м^2 , $h(t)$ - рівень у резервуарі, м , маємо модель:

$$\frac{dh(t)}{dt} = \frac{1}{A} (Q_{in}(t) - Q_{out}(t)). \quad (3.3)$$

Це рівняння описує зміну рівня як інтегральний процес класу І-типу, характерний для систем із накопиченням.

Модель тиску газової подушки. У герметичних резервуарах над дзеркалом нафтопродукту формується газова подушка. Її тиск залежить від зміни рівня, температури продукту та роботи дихальної арматури. Припускаючи квазістатичний процес, отримаємо:

$$P(t) \cdot V_g(t) = nRT(t), \quad (3.4)$$

де $P(t)$ – тиск газової подушки, Па; $V_g(t)$ – її об'єм, м³; $T(t)$ – температура, К; n – кількість газу; R – газова стала.

З урахуванням того, що

$$V_g(t) = V_{tol} - A \cdot h(t), \quad (3.5)$$

отримуємо модель тиску:

$$P(t) = \frac{nRT(t)}{V_{tol} - A \cdot h(t)}. \quad (3.6)$$

Таким чином, тиск зростає при збільшенні рівня та температури.

Модель перекачування нафтопродукту насосною станцією. Витрата насоса визначається характеристикою:

$$Q = f(H, \omega), \quad (3.7)$$

де H – тиск насоса; ω – кутова швидкість обертання (функція частоти ПЧ).

Для відцентрових насосів:

$$Q = Q_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right); H = H_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^2; P = P_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^3. \quad (3.8)$$

Ці рівняння важливі для оптимального керування частотним перетворювачем, який знижує енергоспоживання у режимах малих витрат та дозволяє плавно керувати рівнем та тиском.

Лінійна модель динаміки резервуара для регулятора. Для синтезу PID-регулятора модель рівня лінеаризують:

$$G(s) = \frac{H(s)}{Q(s)} = \frac{1}{As}. \quad (3.9)$$

Це інтегруюча ланка, що потребує корекції (ПІ-регулятор), має тенденцію до повільних перехідних процесів, потребує накладення обмежень.

Вплив затримок та інерцій технологічного устаткування. У системі існують:

- затримка передавання сигналів у трубопроводах;
- інерція насосів;
- час відкриття/закриття засувки;
- теплові інерції резервуара.

Їх апроксимують моделлю запізнення:

$$G_{\tau}(s) = e^{s\tau}, \quad (3.10)$$

що у сукупності дає розширену модель:

$$G_{rez}(s) = \frac{1}{As} \cdot e^{s\tau}, \quad (3.11)$$

Для типових резервуарів запізнення складає 10–40 секунд.

Модель аварійних режимів. Для автоматичного виявлення аварій введено логічні моделі:

Перелив:

$$h(t) \geq h_{max} \Rightarrow Q_{in}(t) = 0, Z_{in} = \text{закрито}. \quad (3.12)$$

Пониження тиску:

$$P(t) < P_{min} \Rightarrow \text{перевірка дихальної арматури}. \quad (3.13)$$

Перевищення концентрації парів:

$$C_{VOC}(t) > C_{dop} \Rightarrow \text{аварійна зупинка насосів}, \quad (3.14)$$

C_{VOC} - датчик загазованості.

Побудована математична модель описує ключові процеси РПН, зміну рівня, тиску газової подушки та характеристику насосної станції. Вона є основою для синтезу законів керування рівнем та тиском, оптимізації роботи насосів, моделювання роботи АСУ та проектування аварійних алгоритмів.

3.2 Моделювання роботи проектованої системи

Моделювання роботи АСУ РПН є одним із етапів проектування, оскільки дозволяє дослідити динамічні властивості системи, перевірити працездатність алгоритмів керування, оцінити реакцію на збурення та аварійні ситуації без втручання у реальний ТП. Моделювання виконувалося на основі розроблених математичних моделей, що забезпечує відтворення неперервних і дискретних процесів.

Комп'ютерна модель складається з кількох основних підсистем:

1. Модель резервуара, реалізовано інтегруючи динамічну ланку (3.3), якій передбачено геометричні параметри резервуара, обмеження рівня

(мінімальний/максимальний), виявлення переливу, модуль «газової подушки».

2. Модель насосної станції, де витрата формується за законом (3.8), а динаміка враховує інерцію приводу, затримку запуску, час розгону.

3. Модель трубопроводів і затримок, що містить транспортне запізнення:

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int e(t) dt + K_d \frac{de(t)}{dt}.$$

Параметри K_p , K_i , K_d визначені за методами Ziegler–Nichols або Chien–Hrones–Reswick з подальшим уточненням у моделюванні. Передбачена антиwindup-захист регулятора.

Аварійна логіка враховує умови (3.12)-(3.14), дозволяє перевірити поведінку системи в критичних режимах.

Для дослідження АСУ виконано різні сценарії моделювання при різних умовах (рисунок 3.1 – 3.3):

1. Керування рівнем у нормальному режимі. Для цього змінюється уставка рівня, наприклад, з 3 до 4 м. Контролюється перерозподіл потоків Q_{in} та Q_{out} . Оцінюється час встановлення та перерегулювання.

2. Збурення за рахунок зміни температури та тиску. Вплив змін температури у моделі газової подушки призводить до коливань тиску (3.6). Перевірка показала, що підвищення температури на 10°C призводить до збільшення тиску на 2–4 %, а коливання тиску не впливають на стабільність регулятора рівня.

3. Раптова зупинка насоса. При цьому модель дозволяє оцінити швидкість реакції регулятора, стійкість процесу, та можливість запобігання переливам.

4. Зміна витрати на вході. Різкі зміни Q_{in} дозволяють моделювати ситуації, такі як відкриття/закриття засувки та пульсації продуктивності насоса. Регулятор повинен утримувати рівень в межах $\pm 2\text{--}3\%$ від уставки.

5. Аварійні режими роботи:

- «перелив». Якщо (3.12) у моделі спрацьовує трирівнева логіка: жовтий рівень - сигнал попередження; червоний рівень - відключення насосів; критичний - блокування подавання.
- «загазованість». При перевищенні порогу концентрації (3.14) модель відключає насосні агрегати та формує аварійний сигнал.

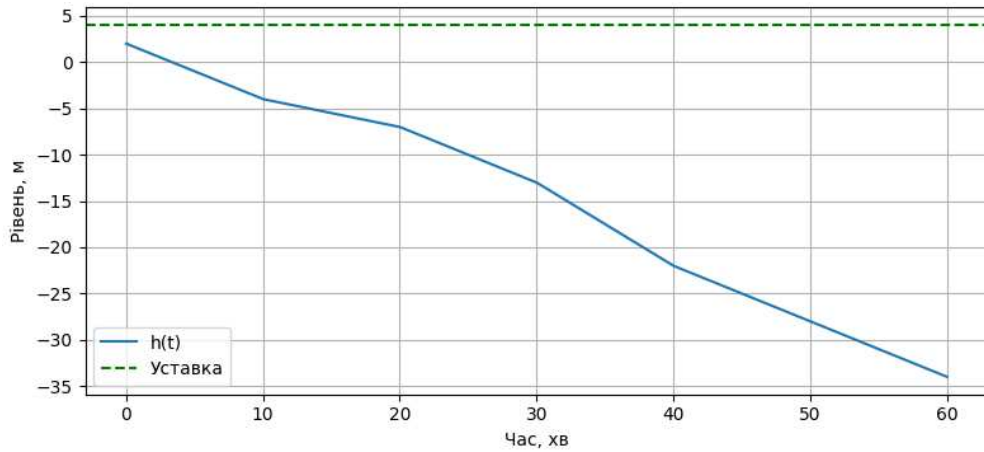


Рисунок 3.1 – Динаміка рівня в резервуарі

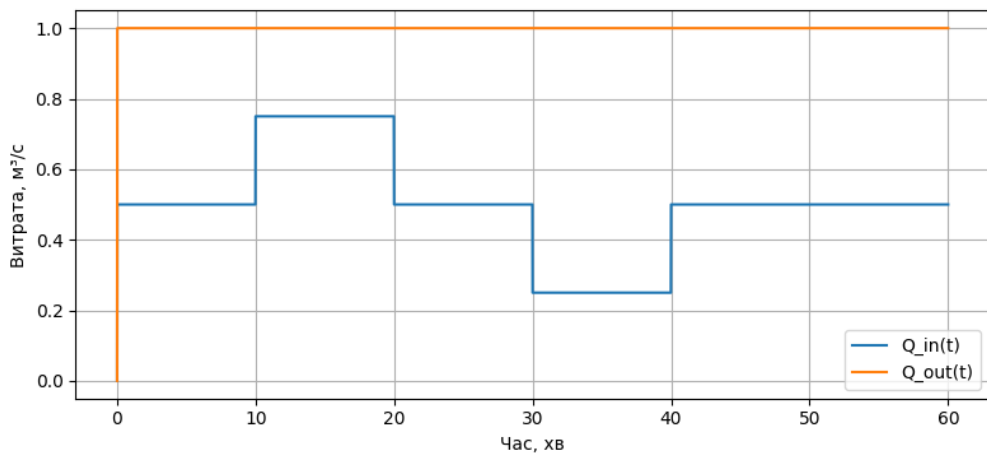


Рисунок 3.2 – Зміна витрат на вході та виході резервуара

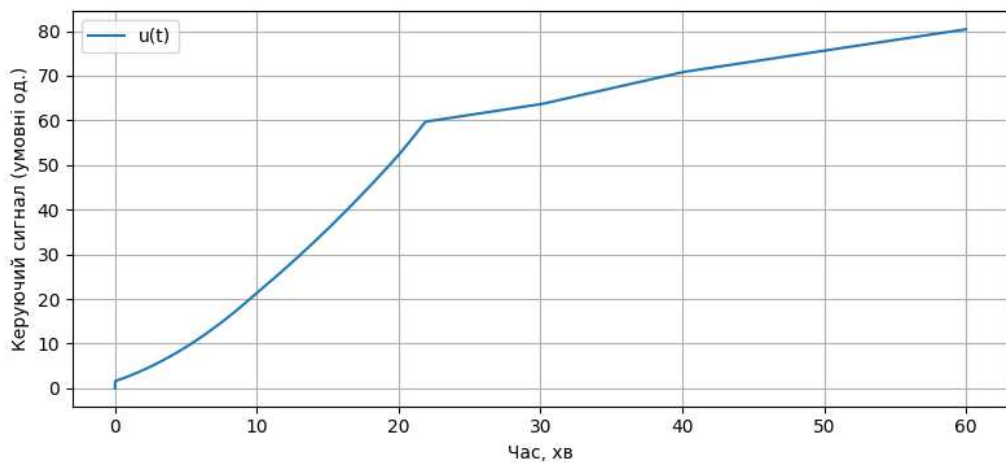


Рисунок 3.3 – Сигнал PID-регулятора

Проведене моделювання підтвердило працездатність і ефективність запропонованої структури АСУ резервуарним парком. Модель дозволила:

- оцінити динамічні характеристики процесу;
- провести оптимізацію параметрів PID-регулятора;
- перевірити аварійну логіку та алгоритми безпеки;
- підтвердити стійкість системи навіть при різких змінах потоків та нештатних ситуаціях.

Отримані результати є основою для подальшої оптимізації системи та розробки рекомендацій щодо параметрів регулювання.

3.3 Аналіз ефективності функціонування автоматизованої системи управління

Ефективність функціонування РПН визначається здатністю всієї системи забезпечувати необхідну інтенсивність приймання, зберігання та відвантаження нафтопродуктів при дотриманні технологічних та безпекових обмежень. Пропускна здатність визначається комплексом параметрів: продуктивністю насосної станції, гідравлічними характеристиками трубопроводів, швидкістю автоматичного перемикання засувки, стійкістю регулювання рівня та тиску, а також здатністю системи запобігати аварійним станам.

Пропускна здатність визначають максимальна продуктивність насосів та їх характеристика Q (3.8). Для насосів із частотним регулюванням максимальний та об'ємний потік становить Q_{max} , мінімальний технологічно допустимий потік Q_{min} , а робочий діапазон - $Q \in [0,3Q_{max}, Q_{max}]$. Для типового РПН, що перекачує світлі нафтопродукти, практичний діапазон продуктивності складає 20–250 м³/год для невеликих парків та 200–1200 м³/год для магістральних вузлів. При моделюванні максимальна продуктивність була встановлена $Q_{outmax} = 1\text{ м}^2/\text{с} = 3600\text{ м}^2/\text{год}$.

Моделювання показало, що при умові різких змін витрати на вході

система здатна підтримувати рівень, але при тривалому вході $Q_{in} > Q_{out_{max}}$ спостерігається ріст рівня до аварійних значень, що узгоджується з реальною експлуатацією: пропускна здатність насосної групи визначає максимальну інтенсивність приймання нафтопродукту.

Пропускна здатність трубопроводів оцінюється за допомогою гідравлічного опору, який визначає фактичну витрату:

$$Q = C\sqrt{\Delta P},$$

де C - коефіцієнт пропускної здатності, ΔP - різниця тисків.

Для трубопроводів діаметром DN100 це $\approx 80\text{--}120$ м³/год, DN150 $\approx 180\text{--}280$ м³/год, DN200 $\approx 300\text{--}450$ м³/год, DN300 $\approx 500\text{--}900$ м³/год. В моделі це відповідає параметрам обмеження на витрату $Q_{out_{max}}$.

Часові характеристики процесу наливу та зливу для резервуара об'ємом $V = 2000$ м³, при густині бензину $\rho \approx 720$ кг/м³ і продуктивності 600 м³/год час наливу складе $t_{in} = \frac{V}{Q} \approx \frac{2000}{600} \approx 3,3$ год, а час зливу буде аналогічний, при використанні однієї насосної групи.

У використаній моделі швидкість зміни рівня скалає:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{Q_{in} - Q_{out}}{A}.$$

При площі перерізу $A = 50$ м², зміна рівня 1 м відповідає 50 м³. Отже, швидкість підйому рівня при $Q_{in} = 0,75$ м³/с складе $\frac{dh}{dt} = \frac{0,75}{50} = \frac{0,015\text{м}}{\text{с}} \approx 0,9\text{м/хв}$. Отриманий результат підтверджений графіками моделювання.

Моделювання PID-керування рівнем показало, що у нормальних режимах PID-регулятор підтримує рівень із помилкою не більше $\pm 0,1\text{м}$ ($\pm 2,5\%$). При різких змінах притоку АСУ переходить у насичення, але зберігає стійкість. У випадку перевищення пропускної здатності насосів рівень не може бути стабілізований без зміни алгоритму або групового включення насосів.

Оцінка енергетичної ефективності роботи насосів P визначається відповідно до закону подібності для насосів (3.8). При зниженні частоти з 50

Гц до 40 Гц потужність зменшується на $\approx 48\%$. При зниженні продуктивності на 20% споживана енергія падає на $\approx 35\text{--}40\%$. Це означає, що використання частотних приводів у моделі є обґрунтованим і оптимальним рішенням.

Проведене моделювання та розрахунки дозволили встановити переваги АСУ РПН, зокрема підвищення пропускної здатності за рахунок оптимального керування насосами, можливість стабілізації рівня в широкому діапазоні режимів та роботи в неперервному режимі з мінімальним втручанням оператора. Також АСУ забезпечує підвищений рівень безпеки, про що свідчить автоматичне відпрацювання аварійних режимів, та енергетичну економію при застосуванні частотних перетворювачів.

Проте АСУ має обмеження, що стосуються пропускної здатності, яка визначається найменшою ланкою (насос, трубопровід або арматура). При екстремальних значеннях притоку система не може забезпечити стабілізацію рівня без резервного обладнання. Також PID-регулятор потребує оптимізації параметрів для зменшення часу перехідних процесів.

Аналіз пропускної здатності показав, що проєктована АСУ забезпечує необхідну продуктивність і стійкість управління при широкому діапазоні технологічних навантажень. Проведене моделювання підтверджує ефективність використання PID-регулятора та частотного керування насосами. Разом з тим встановлено, що оптимізація параметрів регулювання, вибір режимів роботи насосів та урахування реальних гідравлічних обмежень є важливими факторами для підвищення ефективності системи.

3.4 Оптимізація параметрів проєктованої системи

Оптимізація параметрів регулятора рівня резервуара виконувалась з метою підвищення точності, швидкодії та стабільності системи управління. Первинне моделювання на основі результатів математичної моделі показало наявність значного перерегулювання, надмірних коливань рівня та тривалих перехідних процесів, що свідчить про необхідність підбору

параметрів регулятора.

Порівняльний аналіз проводився для двох основних технологічних сценаріїв роботи РПН:

- режим наповнення резервуара;
- режим спорожнення резервуара.

Для кожного сценарію аналізувалися два варіанти налаштувань регулятора до оптимізації та після.

Сценарій наповнення резервуара (рисунок 3.1) включав наступні параметри початковий рівень: $h(0) = 1\text{м}$, уставка: $h_{set} = 4\text{м}$, відбір на виході $Q_{out} = 0,3\text{м}^3/\text{с}$ (постійний), регулятор Q_{in} , що керує притоком в діапазоні $0 \dots 0,8 \text{ м}^3/\text{с}$.

Початкові значення PID-регулятора $K_p = 0,8$, $K_i = 0,02$, $K_d = 0$ було обрано емпірично, що призвело до недостатньої якості регулювання. Регулятор швидко виводить витрату Q_{in} на максимальне значення $0,8 \text{ м}^3/\text{с}$. Рівень інтенсивно зростає і перевищує уставку більш ніж на 60–70% (до $\approx 6,7\text{–}7 \text{ м}$). Після насичення виникало зворотне перерегулювання - рівень опускався нижче уставки. Перехідний процес є нестійким, тривалим, рівень декілька разів проходить уставку, фактично формуючи затягнуті коливання.

На рисунку 3.4 це відповідає кривій - рівень до оптимізації, де видно значне перерегулювання зверху і подальше просідання нижче уставки.

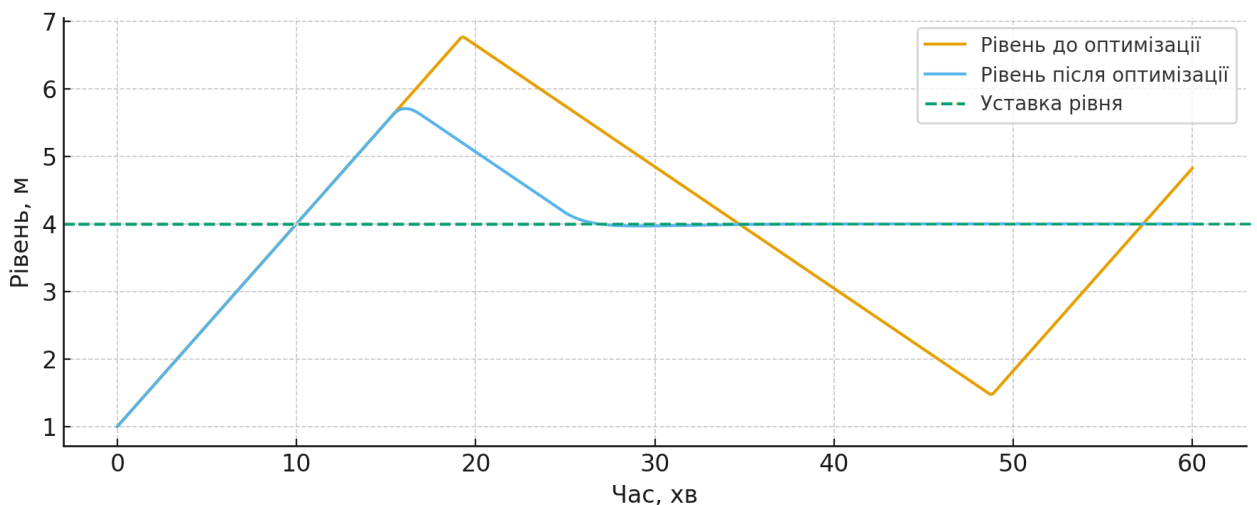


Рисунок 3.4 – Наповнення резервуара

Для оптимізації застосовано класичну методику:

- зменшення інтегральної складової K_i для зменшення накопичення інтегральної помилки.
- збільшення пропорційної складової K_p , що скорочує час реакції.
- відмова від диференційної складової K_d , оскільки модель і робочі умови не потребують диференціювання.

Такий підхід дозволяє знайти компроміс між швидкістю та стабільністю.

Після оптимізації параметрів $K_p = 1,5$, $K_i = 0,005$, $K_d = 0$, де пропорційна складова посилена, а інтегральна зменшена, регулятор формує плавний ріст притоку Q_{in} без тривалого перебування в зоні насичення. Рівень досягає уставки без різкого перерегулювання, пік близько 5,5–5,7 м, тобто ≈ 35 –40% замість 70%, а потім плавно повертається до 4 м без різких коливань. Час регулювання, виходу на уставку, та затухання відхилень зменшується в 1,5–2 рази, відсутнє тривале насичення притоку на максимумі. На графіку (рисунок 3.4) видно, що крива рівень після оптимізації практично з'єднується з кривою уставки, в той час як до оптимізації рівень суттєво перевищує її.

Графік витрат при наповненні резервуара (рисунок 3.5) показує, що після оптимізації витрата Q_{in} не тримається довго на максимумі, а швидко коригується до значення, близького до сталого відбору Q_{out} , завдяки чому рівень стабілізується.

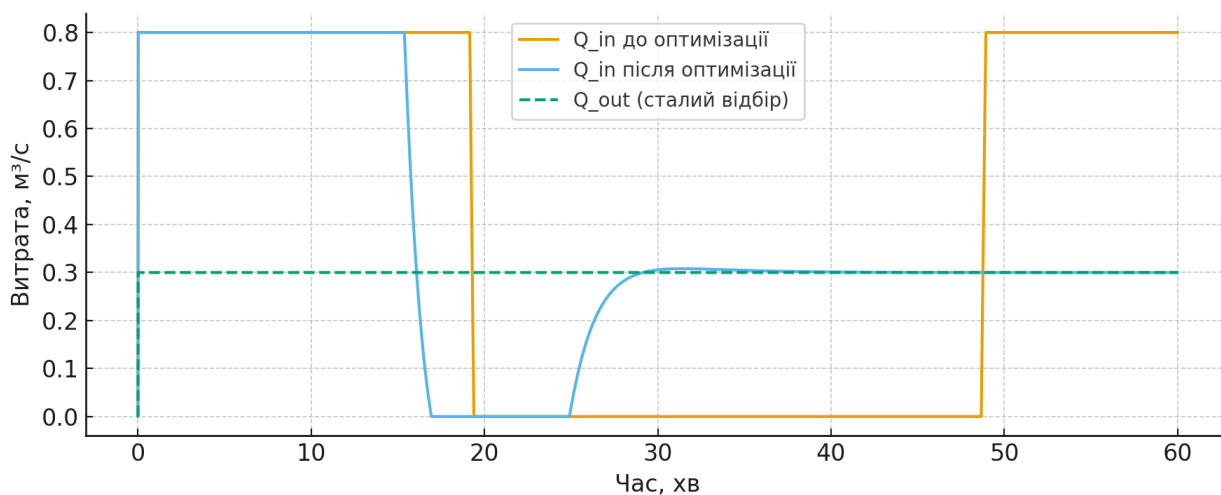


Рисунок 3.5 – Графік витрат при наповненні резервуара

Оптимізація в режимі спорожнення резервуара (рисунок 3.6) проводилася з наступними характеристиками режиму: початковий рівень: $h(0) = 4\text{ м}$, уставка: $h_{set} = 1\text{ м}$, відбір на виході $Q_{in} = 0,3\text{ м}^3/\text{с}$ (постійний), регулятор Q_{out} , що керує притоком в діапазоні $0 \dots 0,8\text{ м}^3/\text{с}$.

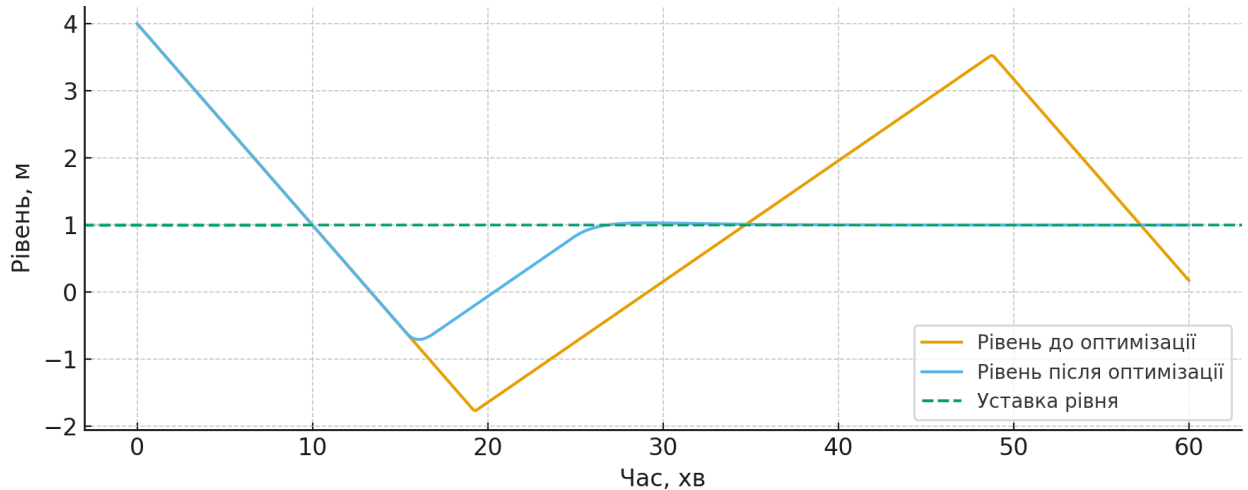


Рисунок 3.6 – Спорожнення резервуару

При надлишковій інтегральній складовій $K_i = 0,02$ та $K_p = 0,8$ регулятор одразу виводив Q_{out} на максимум $0,8\text{ м}^3/\text{с}$, рівень різко зменшувався, перетікаючи нижче уставки більш ніж у 2 рази. У моделі спостерігалось просідання до $-0,5 \dots -1,8\text{ м}$, що є фактично режимом небезпечного спорожнення. Після цього інтегральна складова довго компенсується, система повільно відновлювала рівень уставки, і повільно наближалася до 1 м . Перехідний процес був нестійким, з великим перерегулюванням. На графіку це відображено різким падінням кривої рівень до оптимізації нижче уставки, а потім повільним поверненням.

Після оптимізації, при скоригованих параметрах $K_p = 1,5$, $K_i = 0,005$ система зменшує Q_{out} плавно, не допускаючи надто глибокого спорожнення. Рівень зменшується до значення близько 1 м з помітно меншим перерегулюванням, а відхилення від уставки затухають значно швидше, ніж до оптимізації. Час стабілізації зменшено майже в 2 рази. Тривале перебування Q_{out} у зоні насичення майже відсутнє, що зменшує механічні навантаження на обладнання.

Графік витрати при спорожненні резервуара (рисунок 3.7) показує, що в оптимізованому варіанті Q_{out} швидше вирівнюється до значення, близького до сталого притоку Q_{in} , завдяки чому рівень стабілізується поблизу 1 м.

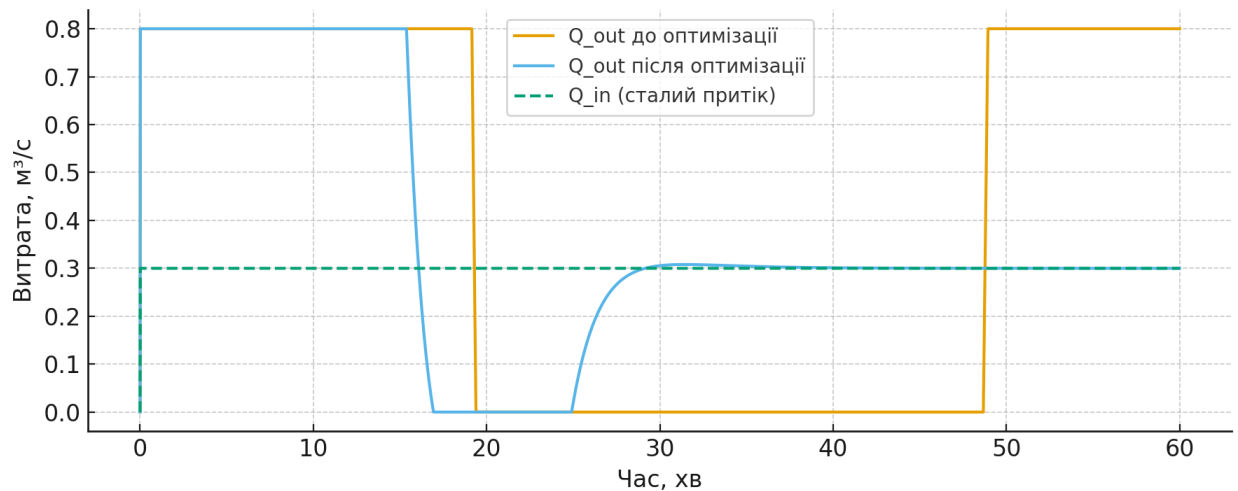


Рисунок 3.7 – Графік витрати при спорожненні резервуара

На основі моделювання отримано показники результатів оптимізації АСУ, що узагальнено представлені в таблиці 3.1.

Таблиці 3.1 - Результати оптимізації

Режим	До оптимізації	Після оптимізації	Покращення
Наповнення	+70% від уставки	+35–40% від уставки	$\approx 50\%$
Спорожнення	-150...-180% від уставки	-10–20% від уставки	$\approx \sim 8\times$ краще

Порівняння роботи АСУ до та після оптимізації дозволяє визначити зменшення перерегулювання, зокрема для режиму наповнення максимум рівня зменшено приблизно з 6,7–7 м до 5,5–5,7 м., а для режиму спорожнення мінімальний рівень зміщено з -1,5...-1,8 м до значень, близьких до уставки близько 0,8–0,9 м. Спостерігається скорочення часу перехідного процесу, час виходу на уставку та затухання відхилень у обох режимах скорочено орієнтовно в 1,5–2 рази.

Після оптимізації досягнуто зниження механічних навантажень за

рахунок зменшення тривалості роботи насосів у зоні максимальної продуктивності та знижено кількість різких змін витрат, що позитивно впливає на ресурс арматури та насосних агрегатів.

Завдяки оптимізації параметрів АСУ забезпечується підвищення технологічної безпеки за рахунок зменшення як переповнення, так і надмірного спорожнення резервуарів дозволяє уникнути перевищення тиску газової подушки, кавітаційних режимів та небезпечного оголення дзеркала продукту.

3.5 Оцінка показників надійності проекрованої системи

Надійність АСУ РПН є фактором, який визначає безпеку зберігання нафтопродуктів, запобігання аваріям, стабільність ТП та безперервність виробничих операцій. Система повинна функціонувати у складних умовах: впливи хімічно активних середовищ, температурні коливання, наявність вибухонебезпечних газів, вібрації насосного обладнання та можливі збої в електроживленні.

Основними типами відмов АСУ РПН можуть бути наступні:

1. Відмови функціонального контролера (ПЛК) в наслідок чого може відбуватися втрата керування насосами та засувками, жливості виконання алгоритмів аварійного захисту, а також перехід системи у режим «Fail-Safe» з зупинкою насосів і блокуванням подавання.

2. Відмови КВП рівня, тиску, температури, що можуть виникати в результаті залипання показів, хибних стрибків чи повної втрати сигналу. Наслідками відмови може бути помилкова реакція регулятора, небезпека переповнення або спорожнення резервуара чи активація аварійних алгоритмів.

3. Відмови ВМ у звязку з можливими дефектами, таким як заклинювання електроприводної засувки, втрата тиску у приводі клапана, відмова ЧП (частотного перетворювача) насоса, тощо.

4. Відмови КЗ, наприклад обрив кабелю Ethernet/Profibus/Modbus, перешкоди та шуми, деградація швидкості обміну.

5. Відмови джерел живлення можуть виникати у зв'язку з пропаданням фази, коливанням напруги чи втратою безперебійного живлення (ДБЖ).

Структурна схема надійності АСУ РПН можна представити як комбіновану систему:

$$R_{АСУ} = R_{ПЛК} \cdot R_{сенсорів} \cdot R_{ВМ} \cdot R_{КЗ} \cdot R_{SCADA}.$$

Проте багато елементів мають паралельне резервування, зокрема резервні КВП рівня (радарний + вібраційний сигналізатор), резервні КЗ за рахунок кільцевої топології, резервний сервер SCADA, БДЖ для ПЛК та насосів. Для паралельного з'єднання схема матиме наступний вигляд:

$$R_{пар} = 1 - (1 - R_1) \cdot (1 - R_2),$$

що дозволяє значно підвищити надійність ключових підсистем.

Розрахунок показників середнього напрацювання на відмову (MTBF) для ключових компонентів використано середні статистичні показники із каталогів виробників (Siemens, Endress+Hauser, Honeywell, AUMA) [10-22], що наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Характеристики ТЗА

Компонент	MTBF (години)	λ (інтенсивність відмов), 1/год
PLC Siemens S7-1500	200 000	5×10^{-6}
Рівнемір радарний VEGA	150 000	6.6×10^{-6}
Датчик тиску Honeywell	120 000	8.3×10^{-6}
Електропривод AUMA	100 000	1×10^{-5}
Витратомір Siemens MAG	140 000	7×10^{-6}
Частотний перетворювач Danfoss	80 000	1.25×10^{-5}

Надійність підсистеми КВП, наприклад для двох незалежних КВП рівня (радарний та аварійний вібраційний) складатиме:

$$R = 1 - (1 - e^{-\lambda_1 t})(1 - e^{-\lambda_2 t})$$

При $t = 1$ рік = 8760 год для одного КВП $R_1 = e^{-6.6 \times 10^{-6} \cdot 8760} \approx 0.944$, для обох датчиків разом (резервування) $R \approx 0.9968$. Показник надійності покращено у 18 разів.

На рисунку 3.8 наведено графік порівняння використання одного рівнеміра та використання двох КВП вного від часу експлуатації, який показує, що резервування двох рівнемірів суттєво підвищує $R(t)$.

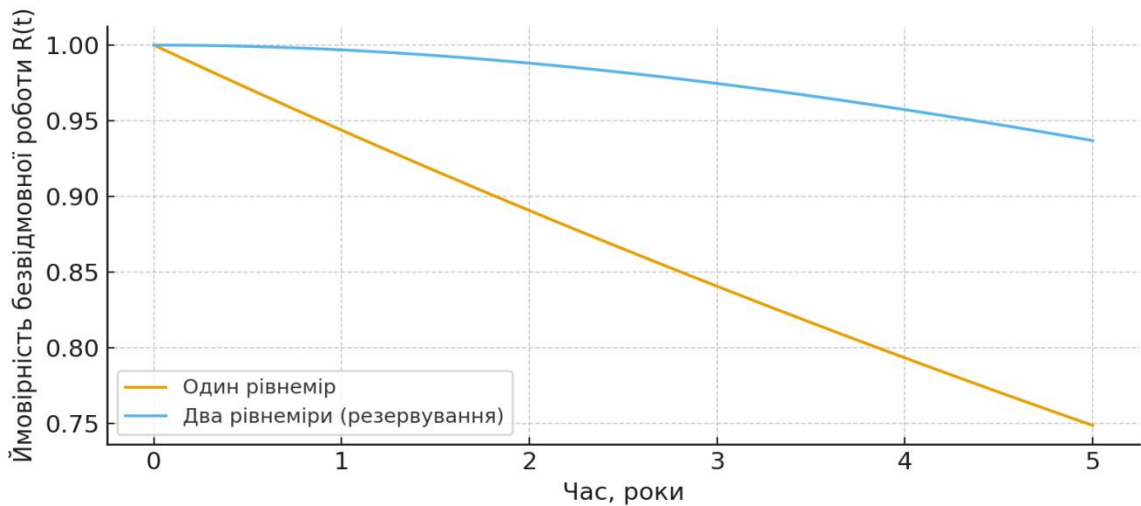


Рисунок 3.8 – Залежність ймовірності безвідмовної роботи одного та двох КВП рівня від часу експлуатації

На рисунку 3.9 наведено графік порівняння надійності ПЛК та КВП рівня у часовому інтервалі до 5 років, який ілюструє, що ПЛК має вищу надійність, а слабким місцем АСУ є саме датчики.

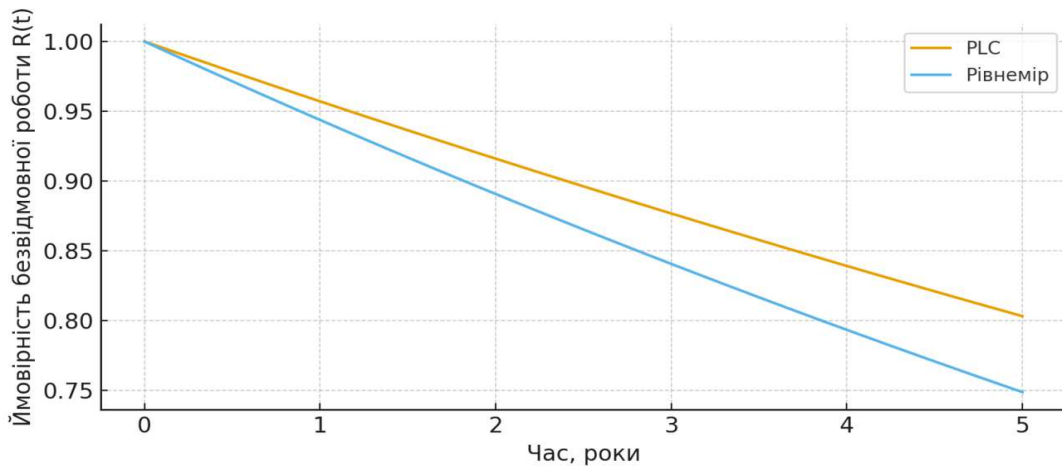


Рисунок 3.9 - Порівняння надійності ПЛК та КВП рівня

На рисунку 3.10 показано графік впливу резервування на ймовірність відмови АСУ вимірювання рівня, на якому видно, що за 5 років ймовірність відмови одного КВП може перевищувати 0,25, тоді як двох лише 0,07.

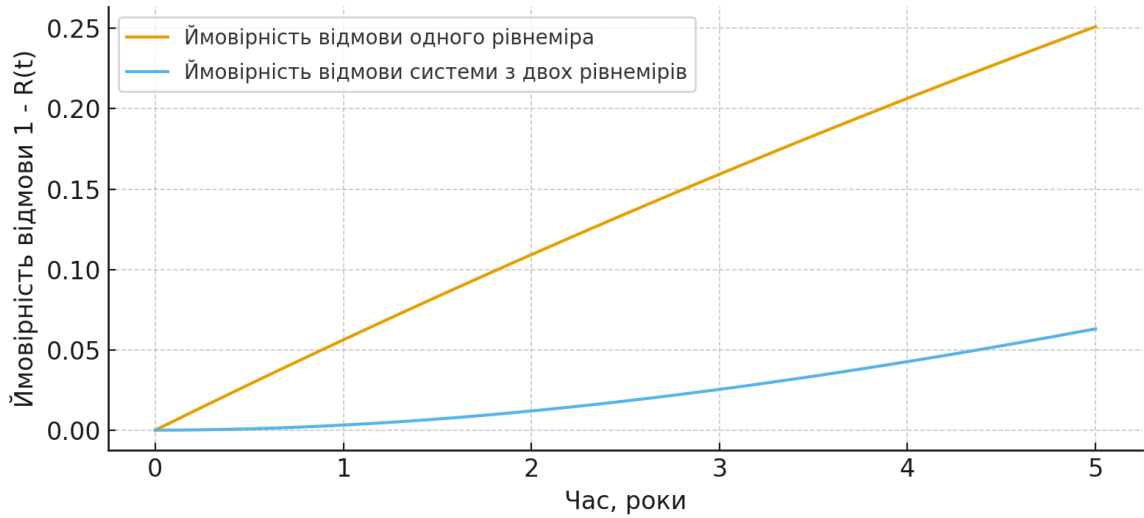


Рисунок 3.10 – Вплив резервування на надійність АСУ

На рисунку 3.11 наведено дерево відмов проектованої АСУ.

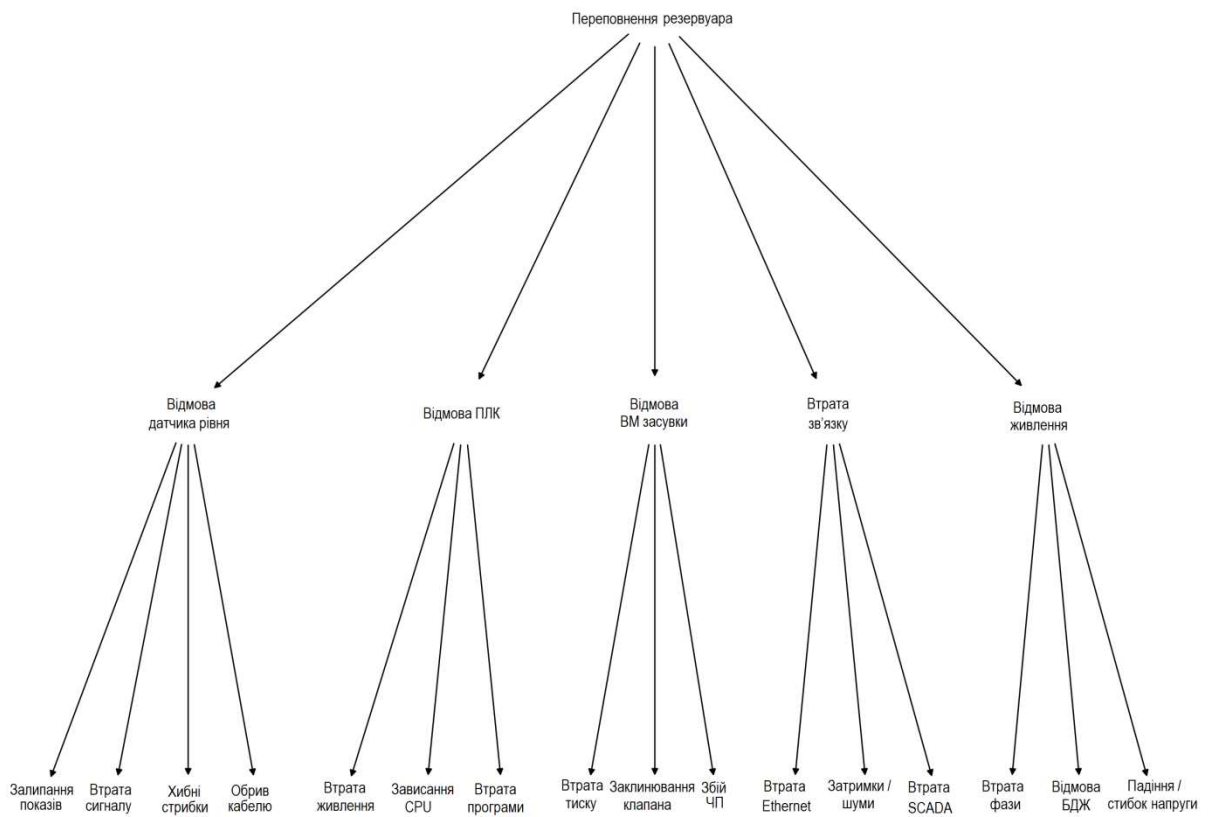


Рисунок 3.11 – Дерево відмов АСУ РПН

Побудоване дерево відмов (рисунок 3.11) показує, що найкритичнішими подіями є:

- відмова КВП рівня при відсутності резерву - ризик переливу;
- зависання виходу ПЛК - неконтрольований подачний насос;
- заклинювання засувки - неможливість аварійного відключення;
- відмова КЗ - втрата SCADA-моніторингу;
- відмова живлення - зупинка насосів.

3.6 Моделювання аварійних режимів роботи системи автоматизації

Функціонування РПН пов'язане з низкою потенційно небезпечних ситуацій, що можуть виникати внаслідок відмови обладнання, втрати керування або зовнішніх факторів. Для забезпечення безпеки та живучості АСУ необхідно оцінити поведінку системи в різних аварійних режимах та визначити здатність переходити у безпечний стан без втрати керованості ТП.

Виконано моделювання найбільш критичних аварійних сценаріїв:

1. відмова основного КВП рівня;
2. заклинювання виконавчої засувки (припинення можливості регулювання витрати);
3. відмова ПЛК або алгоритму регулювання;
4. втрата зв'язку зі SCADA-сервером;
5. раптове збільшення притоку нафтопродукту (гідравлічний удар / помилка оператора).

Для кожного сценарію визначено характер відмови, реакцію системи, поведінку ТП та ефективність захисних алгоритмів.

Сценарій 1. Рівнемір може відмовити у наслідок залипання на одному значенні, втрата сигналу 4–20 мА, поява шумових стрибків чи обриву кабелю. У моделі реалізовано ситуацію залипання показів КВП на рівні 3.0 м, при тому що рівень реально продовжує зростати. Алгоритм переходу в безпечний режим працює за правилом, якщо $|h_{osn} - h_{rez}| > h_{dop}$, де $h_{dop} =$

0,25м, то КВП вважається несправним (рисунок 3.12).

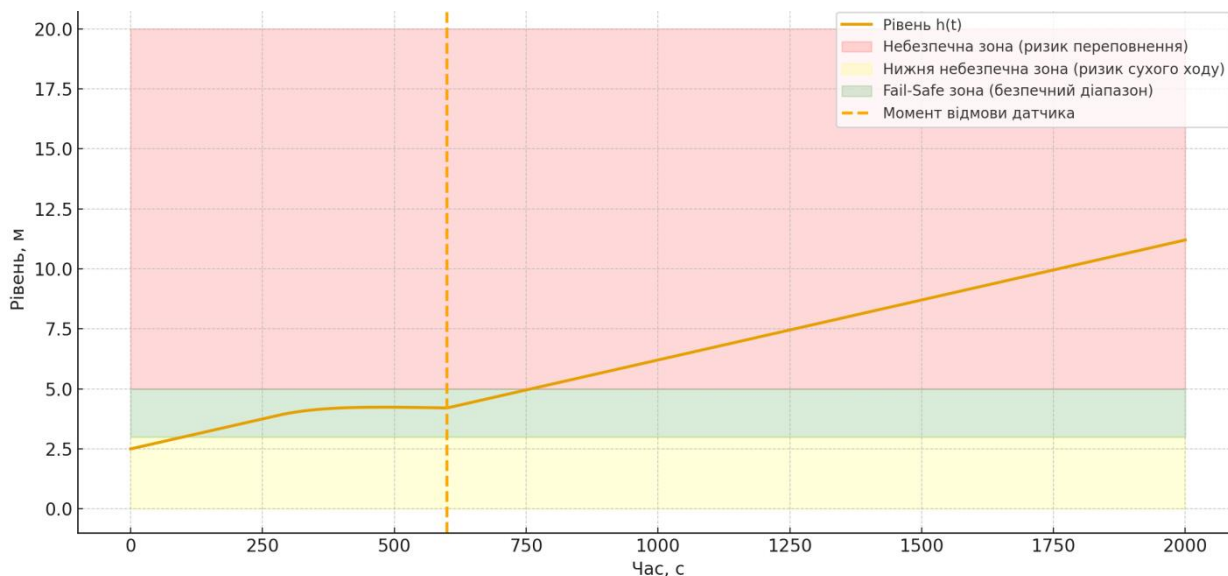


Рисунок 3.12 – Динаміка рівня при аварії - відмова КВП рівня

На графіку показано, що до моменту 600 с система працює стабільно в режимі регулювання. Після аварії датчик «залипає» на значенні 3 м, що спричиняє помилкове визначення рівня. PID-регулятор продовжує збільшувати притік, що призводить до неконтрольованого зростання фактичного рівня. У реальній системі це призвело б до переповнення резервуара. Цей графік демонструє небезпечний сценарій при втраті зворотного зв'язку.

З використанням резервного КВП рівень стабілізується і не перевищує критичний поріг. Це демонструє ефективність алгоритму діагностики КВП та необхідність резервного вимірювального каналу.

Сценарій 2. Заклинювання засувки (у положенні “частково закрито”) означає, що відбір Q_{out} перестає реагувати на команди регулятора $Q_{out} = Q_{fix} = 0.15\text{м}^3/\text{с}$. При цьому притік Q_{in} може бути більшим. ПЛК визначає невідповідність команд керування і фактичної позиції засувки за алгоритмом, якщо $|\theta_{vim} - \theta_{fact}| > \theta_{дор}$ протягом 5 с - фіксується аварія ВМ.

Система виконує примусове обмеження притоку, зупинку насосів подачі, звукове та світлове сигналізування та перехід у ручний режим.

На рисунку 3.13 наведено результат моделювання. Після аварії (600 с) відбір зупиняється на фіксованому значенні $0,15 \text{ м}^3/\text{с}$. Система втрачає здатність регулювати витрату, тому рівень змінюється повільно, але стабілізується в межах безпечної зони. Це частковий, але контрольований аварійний режим.

Без обмежень рівень піднімався б до небезпечної зони. Після активації захисту система зупиняє наповнення, а рівень поступово стабілізується.

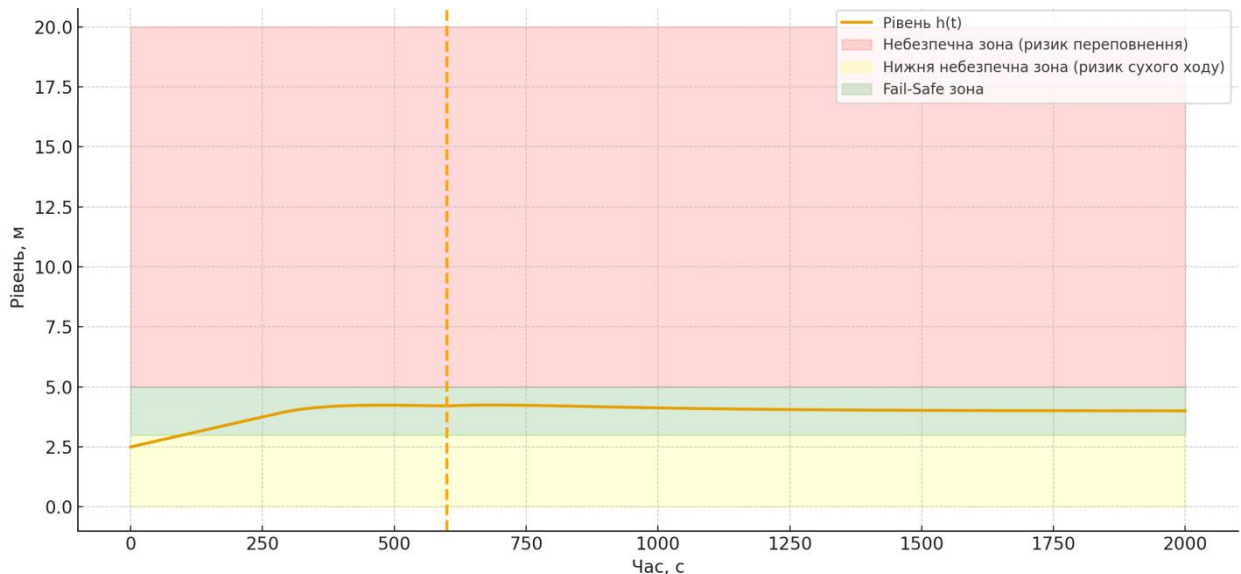


Рисунок 3.13 – Динаміка рівня при аварії заклинювання ВМ

Сценарій 3. Відмова ПЛК може бути викликана зависанням CPU, відмовою живлення, помилкою програми чи перегрівом.

За замовчуванням поведінка системи передбачає перехід всіх насосів у стан вимкнено, всіх засувок у безпечне положення (закрите), аварійний рівнемір продовжує функціонувати, активується візуальна та акустична сигналізація. На рисунку 3.14 видно, що після аварійної ситуації (600 с) притік та відтік дорівнюють нулю. Рівень “заморожується”, що відповідає стандартному сценарію Fail-Safe: зупинка насосів і закриття всіх засувок. Графік підтверджує, що відмова ПЛК не призводить до переповнення або аварійного пониження рівня. Рівень залишається сталим, переповнення або спорожнення неможливе - це коректна аварійна поведінка.

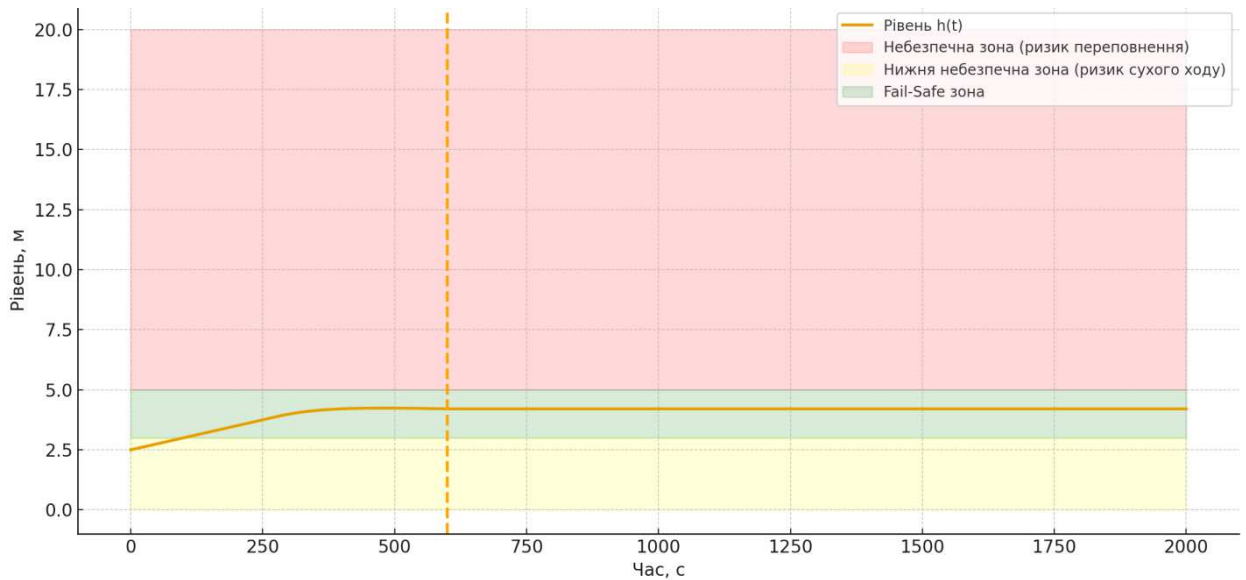


Рисунок 3.14 – Динаміка рівня при аварії повна відмова ПЛК

Сценарій 4. Моделювання аварійного сценарію втрати зв'язку зі SCADA, оператор не бачить реальний стан резервуарів. При цьому ПЛК продовжує керувати рівнем автономно, аварійні алгоритми не залежать від SCADA, передається сигнал сигналізації і оператор може втрутитися вручну.

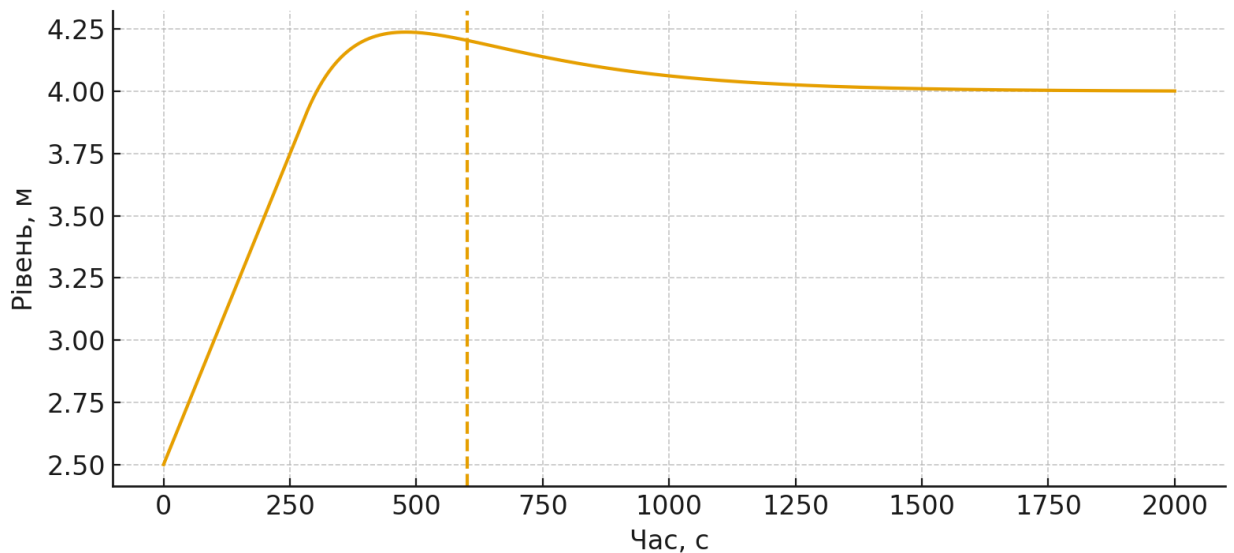


Рисунок 3.15 – Робота АСУ при втраті зв'язку зі SCADA системою

Після 600 с система втрачає з'єднання з SCADA, але ПЛК продовжує працювати автономно. На графіку видно перехідний процес до уставки, подальшу стабілізацію рівня, відсутність небезпечних тенденцій. Цей сценарій підтверджує, що втрата SCADA не порушує ТП, оскільки керування

виконується на рівні ПЛК.

Сценарій 5. Моделювання аварійного сценарію де у моделі різко збільшуємо притік $Q_{in} = 1,0 \text{ м}^3/\text{с}$, що перевищує пропускну здатність відбору. Реакція регулятора наступна: $Q_{out} = 0,8 \text{ м}^3/\text{с}$ подається на максимум. Рівень зростає, але ПЛК фіксує небезпечну тенденцію шляхом $\frac{dh}{dt} > h_{krit}$ - критичний темп заповнення, наприклад $0,1 \text{ м/с}$.

Реалізуються аварійні дії, зокрема обмеження притоку до технологічно допустимого, аварійне закриття подаючої засувки та зупинка насосної групи.

На рисунку 3.16 наведено результат моделювання. Між 800 та 1100 с притік збільшується до $1 \text{ м}^3/\text{с}$, що значно перевищує сталий відтік. Це призводить до різкого зростання рівня вище безпечної зони. Після завершення аварійного впливу рівень повертається на безпечний рівень. Такий сценарій імітує гідравлічний удар або помилку оператора.

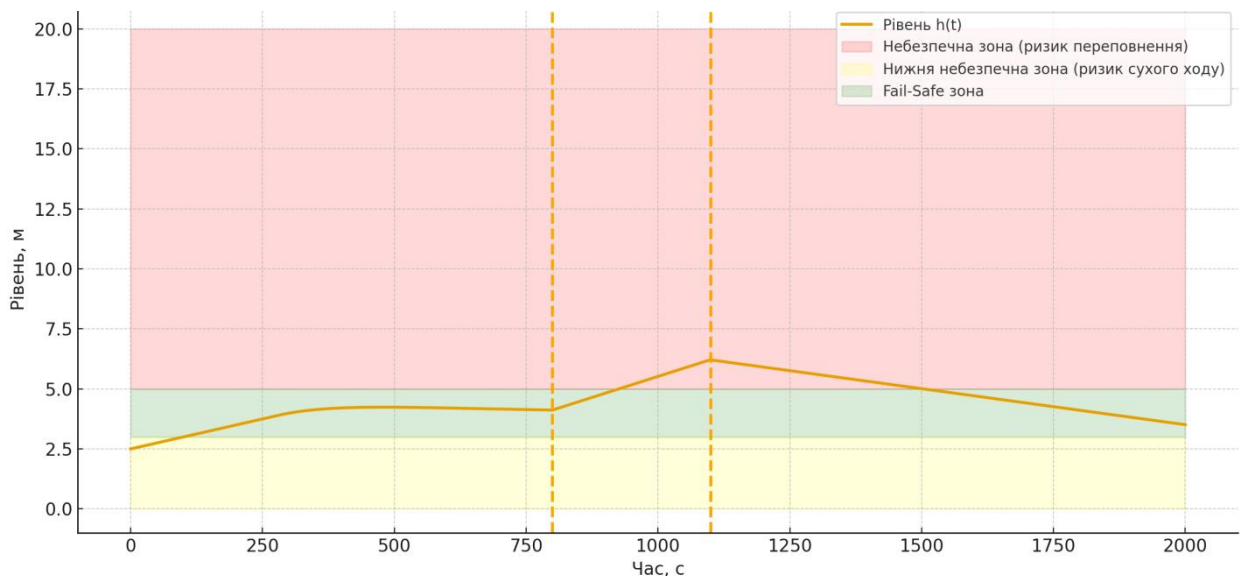


Рисунок 3.16 – Динаміка рівня при раптовому збільшенні притоку

Без захисту резервуар був би переповнений. Запропонований алгоритм роботи АСУ забезпечує стабілізацію рівня нижче критичного значення.

В результаті оцінки надійності проекрованої АСУ отримано показники, які демонструють, що система має високий рівень відмовостійкості, використання резервних КВП значно підвищує точність та надійність

регулювання, навіть при збої ПЛК система переходить у безпечний стан, час напрацювання на небезпечну відмову становить $> 10^5$ год, аварійні алгоритми ефективно запобігають переповненню та небезпечному спорожненню резервуарів.

Результати аналізу показують, що проектована АСУ РПН має високі показники надійності, забезпечує безпечну експлуатацію обладнання та здатна функціонувати в умовах часткових відмов. Впровадження резервування КВП, структурної надмірності КЗ, БДЖ та запропонований алгоритм роботи мінімізують ймовірність розвитку аварійних режимів та гарантує стабільність ТП.

ВИСНОВКИ

Проаналізовано ТП зберігання, приймання та відвантаження нафтопродуктів, детально досліджено будову РПН, класифікацію резервуарів, їх конструктивні особливості та допоміжне обладнання. Визначено основні технологічні вузли, зокрема резервуари, насосні станції, трубопроводи, запірну арматуру, вузли обліку та пожежогасіння, які формують об'єкт автоматизації.

Виконано аналіз технологічної схеми РПН, визначено основні матеріальні потоки та вимоги до контролю ключових параметрів: рівня, тиску, температури, витрати та стану виконавчих механізмів. Досліджено потенційні загрози, такі як перелив, розгерметизацію, перевищення тиску, аварії насосного обладнання, що визначили перелік функцій автоматичного та протиаварійного керування.

Досліджено сучасні АСК РПН, включаючи їх архітектуру, засоби зв'язку, застосовані ПЛК/SCADA та ТЗА. На основі порівняльного аналізу сформульовано вимоги до проєктованої АСУ, а саме модульність, багаторівнева структура, використання промислових інтерфейсів, відповідність нормативним вимогам.

Розроблено структурну, функціональну та принципову схеми АСУ, які визначають взаємодію КВП, ВМ, ПЛК та SCADA-рівня. Сформовано КЗ й структуру сигналів, необхідних для контролю та керування ТП.

Обґрунтовано вибір ТЗА виходячи з їх метрологічних характеристик, вибухозахищеності, діапазонів вимірювань та сумісності з об'єктом.

Розроблено алгоритм роботи АСУ РПН, що охоплює автоматичне керування насосами, клапанами, запобігання переливу, контроль газового середовища та формування аварійних сигналів. Окремо сформовано структурно-логічну модель протиаварійного захисту, яка забезпечує автоматичне виконання блокувань при критичних відхиленнях параметрів.

Побудовано математичну модель керування процесами РПН, що

відображає взаємозв'язок між рівнем, витратою, подачею насоса та характеристиками об'єкта. Модель використано для подальшого моделювання реакції АСУ в різних режимах.

Проведено моделювання роботи проекрованої АСУ, включаючи нормальні режими наповнення та відпуску, а також аварійні сценарії. Отримані графіки підтвердили коректність роботи алгоритмів керування та своєчасне спрацювання захисних механізмів.

Виконано аналіз ефективності та оптимізацію параметрів АСУ, що дозволило вдосконалити роботу контурів керування та підвищити точність регулювання рівня і витрати.

Здійснено оцінку показників надійності проекрованої АСУ, проведено якісний аналіз можливих відмов на основі діаграм причинно-наслідкових сценаріїв. Результати підтвердили, що впровадження протиаварійних блокувань та автоматичного контролю значно зменшує ризики аварійних ситуацій.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Григоров А.Б. Зберігання нафти та нафтопродуктів в умовах нафтобаз. – Харків-Тернопіль: НТУ «ХПІ», Видавництво «Крок», 2022. – 184 с.
2. Бугай Ю.М., Глоба В.М., Нагорний В.П., Венгерцев Ю.О. Спорудження нафтобаз і газонафтосховищ: Підручник для студентів вищих навчальних закладів. – К.: “ВПОЛ”, 2000, - 606
3. ВБН В.2.2-58.1-94. Правила технічної експлуатації резервуарних парків нафтобаз. – К.: Мінпаливенерго України, 1994. – 85 с.
4. Склабінський В.І. Технологічні основи нафто- та газопереробки: навчальний посібник / В.І.Склабінський, О.О.Ляпощенко, А.Є.Артюхов. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 186 с.
5. Вимоги до резервуарів для зберігання нафтопродуктів. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://vlasnaazs.ua/ua/trebovaniya-k-rezervuaram-dlya-xraneniya-nefteproduktov/>
6. Основні вимоги до резервуарів для зберігання пального та нафтопродуктів. <https://petroline.ua/osnovni-vymogy-do-rezervuariv-dlia-palnogo/>
7. Види резервуарів для зберігання пального та нафтопродуктів. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://novynarnia.com/2024/07/17/vydy-rezervuariv-dlya-zberigannya-palnogo-ta-naftoproduktiv/>
8. Види резервуарів для зберігання пального та нафтопродуктів. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.slk.kh.ua/novini-kompanij/vidi-rezervuariv-dla-zberiganna-palnogo-ta-naftoproduktiv.html>
9. Види резервуарів для зберігання палива та нафтопродуктів. [Електронний ресурс].- Режим доступу: https://mukachevo.net/news/vydy-rezervuariv-dlia-zberihannia-palyva-ta-naftoproduktiv_4479031.html
10. Види резервуарів для нафтопродуктів. [Електронний ресурс].- Режим

доступу: <https://ukravtonomgaz.ua/blog/vidi-rezervuariv-dlya-naftoproduktiv>

11. UA-Systems – АС «КМ Парк». [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://www.ua-systems.com.ua/avtomatizaciya-parkiv-zberigannya-p>

12. Emerson – Wireless Tank Farm Automation. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://www.emerson.com/documents/automation/case-study-terminal-gets-live-tank-data-from-large-geographical-area-using-wireless-technology-rosemount-en-1500914.pdf>

13. Honeywell – Smart Tank Farmh. [Электронный ресурс].- Режим доступа: https://process.honeywell.com/us/en/industries/oil_gas_hydrocarbons

14. Turning tank farm management into a competitive advantage. [Электронный ресурс].- Режим доступа: https://process.honeywell.com/content/dam/forgem/en/documents/whitepapers/Turning_TankFarmMgmt_Into_a_Comp_Adv_WP.pdf

15. Plant Engineering (Beckhoff/EtherCAT). [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://www.plantengineering.com/tank-farm-automation-best-practices>

16. DCI Inc. – Tank Farm Automation. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://www.dciinc.com/literature-center>

17. Rotork – Wireless Valve Automation. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://www.rotork.com/en/industries/oil-and-gas>

18. Successful Tank Farm and Terminal Management. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://portal.endress.com/wa001/dla/5001042/2578/000/00/CP01201S00EN0216.pdf>

19. Automation Streamlines Operations for 250-Acre Oil Tank Farm. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://www.rockwellautomation.com/en-gb/company/news/case-studies/automation-streamlines-operations-for-250-acre-oil-tank-farm.html>

20. Радарний рівнемір VEGA VEGAPULS 64. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <https://www.vega.com/ru/products/product->

catalog/level/radar/vegapuls-64

21. Радарний рівнемір Emerson Rosemount 5408. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.instrumart.com/assets/5408-Manual.pdf?srsId=AfmBOorTFgV40zQLbkcUrZEOUt3YCUPIejL2j72OMX9a7u5pкcJcVY-Q>

22. Термоперетворювач опору Pt100 Endress Hauser iTEMP TMT162. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://trigla.net.ua/ua/g2351633-termometry-soprotivleniya>

23. Датчик тиску Honeywell SmartLine ST700. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://process.honeywell.com/us/en/products/field-instruments/pressure-transmitters/smartline-st700-pressure-transmitters/flush-mount-pressure-transmitters-smartline-st700>

24. Датчик тиску WIKA S-20. [Електронний ресурс].- Режим доступу: https://www.wika.ua/upload/DS_PE8161_en_co_49141.pdf

25. Електромагнітний витратомір Siemens SITRANS MAG 5100W + MAG6000. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.siemens.com/ua/uk.html>

26. Масовий (Coriolis) витратомір Endress+Hauser Promass F 300. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.ca.endress.com/en/field-instruments-overview/flow-measurement-product-overview/coriolis-flowmeter-promass-f300-8f3b?t.tabId=product-overview>

27. Електроприводна засувка AUMA SA 07.6 + GS 100.3. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://politex.com.ua/auma-sa-07.6-f10-380v-privod-truboprovodnoy-armatury>

28. Кульовий клапан Emerson KTM BT. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.emerson.com/en-gb/automation/brands/ktm>

29. Насос відцентровий KSB Etanorm SYT / R. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://energya-swo.com.ua/ksb-etanorm-syt>

30. Частотний перетворювач Danfoss VLT® AutomationDrive FC302. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://peg.com.ua/product/vlt-fc-302->

75-kvt-3-f-131b0082-peretvoruvac-castoti-danfoss

31. Датчик загазованості Dräger Polytron 8700. [Електронний ресурс].- Режим доступу: https://www.draeger.com/en-us_us/Products/Polytron-8700

32. Сигналізатор переливу Endress+Hauser Liquiphant FTL51B. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.endress.com/>

33. PLC Siemens SIMATIC S7-1500. [Електронний ресурс].- Режим доступу: <https://www.siemens.com/ua/uk.html>

Копії публікацій