

Міністерство освіти і науки України
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

ДРОК Сергій Валерійович

СИСТЕМА АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЗЕРВУАРНИМ
ПАРКОМ НАФТОПРОДУКТІВ /AUTOMATED SYSTEM FOR MANAGING
PETROLEUM PRODUCT TANK FARMS

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

Випускна кваліфікаційна робота
здобувача першого (бакалаврського) рівня освіти

Виконав: студент групи АКІТ–42/1
Дрок С. В.

Науковий керівник:
д.т.н., проф. Николайчук Я.М.

Випускну кваліфікаційну роботу
допущено до захисту:
" ____ " _____ 2026 р.

Завідувач кафедри СКС
_____ А. І. Сегін

Тернопіль 2026

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

ЗАТВЕРДЖУЮ:

зав. кафедри СКС

_____ А. І. Сегін
"___"._____ 2025р.

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Дрок Сергію Валерійовичу

(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи

Система автоматизованого управління резервуарним парком нафтопродуктів. /
Automated system for managing petroleum product tank farms

керівник роботи д.т.н., проф. Николайчук Я. М.

затверджено наказом по університету від « 1 » грудня 2025 р. № 894

2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи

25 травня 2026р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи:

1. Технічні характеристики резервуарного парку зберігання нафтопродуктів.
2. Вимоги до пожежо- та вибухонебезпечності пристроїв та апаратури об'єкта.
3. Вимоги до системи автоматики.
4. Вимоги до програмного забезпечення автоматизованого управління резервуарним парком.

4. Основні питання, які потрібно розробити

1. Дослідити вимоги до систем автоматики вибухонебезпечних об'єктів відповідно до стандартів МЕК 61508/61511 та визначити інтегральний рівень безпеки об'єкта.
2. Розробити структурну та функціональну схему систем автоматики резервуарного парку.
3. Розробити програмне забезпечення і SCADA для контролю та управління резервуарним парком.

5. Перелік графічного матеріалу у роботі

1. Конструкція вертикального резервуару для зберігання нафтопродуктів.
2. Структурна схема комплексу технічних засобів системи контролю та управління резервуарним парком.
3. Функціональна схема системи автоматизації резервуарного парку нафтопродуктів.
4. Блок схема алгоритму роботи ПЛК Simatic S7-400F.
5. Графіки зміни технологічних параметрів: температури, тиску рівня нафтопродуктів.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Николайчук Я. М.		
2	Николайчук Я. М.		
3	Николайчук Я. М.		

7. Дата видачі завдання 01 грудня 2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз резервуарного парку нафтопродуктів як об'єкта автоматизації	01.12.2025 р. – 15.01.2026 р.	виконано
2	Архітектура системи управління резервуарним парком та алгоритм її функціонування	16.01. 2026 р.– 15.03.2026р.	виконано
3	Програмне забезпечення системи автоматизованого управління резервуарним парком нафтопродуктів	16.03.2026 р. – 30.04.2026 р.	виконано
4	Остаточне оформлення та подача кваліфікаційної роботи на перевірку щодо плагіату	1.05.2026 р. – 25.05.2026 р.	виконано

Студент

Дрок С. В.

(підпис)

Керівник роботи

д.т.н., проф. Николайчук Я. М.

(підпис)

АНОТАЦІЯ

Дрок С. В. Система автоматизованого управління резервуарним парком нафтопродуктів. – Рукопис.

Дослідження на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка, освітньо-професійною програмою – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль. 2026.

У кваліфікаційній роботі розроблено структурну схему систем автоматики, що включає підсистеми ПАЗ, АСУ ТП, виявлення газу та пожежогасіння, функціональну схему АСУ ТП, обґрунтовано вибір програмованого логічного контролера Siemens S7-400F та інших засобів автоматизації, розроблено програмне забезпечення у середовищі Simatic Manager Step 7 та SCADA-систему на базі WinCC, що забезпечує візуалізацію технологічного процесу, дистанційне управління обладнанням і архівування параметрів.

ANNOTATION

Drok S.V. Automated system for managing petroleum product tank farms. – Manuscript.

Research for obtaining a bachelor's degree in the specialty 174 – Automation, computer-integrated technologies and robotics, educational and professional program - Automation and computer-integrated technologies. – Western Ukrainian National University, Ternopil. 2026.

The qualification work developed the structural diagram of the automation systems, which includes the subsystems of the PAZ, the APCS, gas detection and fire extinguishing, the functional diagram of the APCS, justified the choice of the programmable logic controller Siemens S7-400F and other automation tools, developed software in the Simatic Manager Step 7 environment and a SCADA system based on WinCC, which provides visualization of the technological process, remote control of equipment and archiving of parameters.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. АНАЛІЗ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ НАФТОПРОДУКТІВ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	10
1.1 Призначення резервуарного парку нафтопродуктів.....	10
1.2 Аналіз основних причин втрати нафтопродуктів та їх якості.....	12
1.3 Конструкція та обладнання вертикального резервуару.....	14
1.4 Вимоги до системи автоматизованого управління та її обладнання з огляду на вибухонебезпечність об'єкта.....	17
1.5 Цілі розробки автоматизованої системи управління резервуарним парком.....	23
2 АРХІТЕКТУРА СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РЕЗЕРВУАРНИМ ПАРКОМ ТА АЛГОРИТМ ЇЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ.....	25
2.1 Розробка структурної схеми комплексу технічних засобів і функціональної схеми автоматизації резервуарного парку.....	25
2.2 Розробка алгоритму управління резервуарним парком.....	26
2.3 Обґрунтування вибору контролера та технічних засобів з огляду на вимоги для вибухопожежонебезпечних об'єктів.....	31
3 ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЗЕРВУАРНИМ ПАРКОМ НАФТОПРОДУКТІВ.....	38
3.1 Розробка програмного забезпечення роботи програмованого логічного контролера Simatic S7-400F.....	38
3.2 Розробка SCADA-системи.....	42

					<i>ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ</i>		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Дрок С.В.			Система автоматизованого управління резервуарним парком нафтопродуктів	Лім.	Арк.
Перевір.		Николайчук Я.М.					5
Консульт.		Николайчук Я.М.					61
Н. Контр.		Заставний О.М.				ЗУНУ.ФКІТ.АКІТ-42/1	
Затверд.		Сегін А. І.					

3.3 Індикація обладнання, виведення графіків параметрів та повідомлень в SCADA.....	46
ВИСНОВКИ.....	53
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	55
ДОДАТКИ	60

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Актуальність теми. Резервуарні парки є невід'ємною складовою інфраструктури магістральних нафтопроводів і відіграють ключову роль у забезпеченні безперебійного транспортування та зберігання нафти [1]. Сучасні резервуарні парки працюють в умовах підвищеної вибухопожежонебезпеки [2], цілодобово та з високою інтенсивністю перекачування, що ставить жорсткі вимоги до надійності та безпеки їх експлуатації [3-4]. Ручне управління такими об'єктами є недостатньо ефективним і не забезпечує необхідного рівня безпеки персоналу та обладнання. У зв'язку з цим автоматизація процесів контролю та управління резервуарними парками є актуальним і практично важливим завданням, вирішення якого дозволяє підвищити надійність роботи об'єкта, мінімізувати втрати нафти та знизити ризик виникнення аварійних ситуацій.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка автоматизованої системи контролю та управління резервуарним парком на основі сучасних засобів промислової автоматизації.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати призначення, принципи функціонування та особливості експлуатації резервуарних парків як об'єктів автоматизації;
- дослідити вимоги до систем автоматики вибухонебезпечних об'єктів відповідно до стандартів МЕК 61508/61511 та визначити інтегральний рівень безпеки об'єкта;
- розробити структурну схему систем автоматики резервуарного парку;
- розробити функціональну схему АСУ ТП резервуарного парку;
- обґрунтувати вибір програмованого логічного контролера, та іншого обладнання для реалізації системи управління з врахуванням вибухопожежонебезпечності об'єктів;
- розробити програмне забезпечення для контролю та управління

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

резервуарним парком;

— розробити SCADA-систему для візуалізації технологічного процесу та дистанційного управління об'єктом.

Об'єктом дослідження є технологічний процес приймання, зберігання та відпуску нафти в резервуарному парку головної насосної станції магістрального нафтопроводу.

Предметом дослідження є архітектура, обладнання та програмне забезпечення системи автоматизованого управління резервуарним парком нафтопродуктів з урахуванням вимог вибухобезпеки та інтегральних рівнів безпеки.

Методи дослідження. У роботі використано такі методи дослідження: системний аналіз — для вивчення резервуарного парку як складного технологічного об'єкта та визначення вимог до системи автоматизації; метод структурного проектування — для розробки структурної та функціональної схем системи автоматики; алгоритмічний метод — для побудови алгоритмів управління температурою, рівнем нафти та підтоварної води; метод програмного моделювання — для розробки та перевірки програмного забезпечення ПЛК у середовищі Simatic Manager Step 7; метод візуалізації технологічних процесів — для створення операторського інтерфейсу SCADA-системи на базі WinCC.

Практичне значення роботи полягає в розробці повного комплексу технічних рішень для автоматизації резервуарного парку, готових до впровадження на реальному об'єкті. Розроблена система забезпечує: автоматичний контроль і управління рівнем нафти та підтоварної води, температурою і тиском у п'яти резервуарах; автоматичне переведення обладнання в безпечний стан при виникненні аварійних ситуацій; дистанційне управління запірною арматурою та насосним обладнанням; архівування технологічних параметрів і формування журналу тривог для аналізу роботи об'єкта. Впровадження розробленої АСУ ТП дозволяє суттєво скоротити

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

участь оперативного персоналу в управлінні процесом, підвищити точність підтримання технологічних параметрів, знизити ризик аварій та забезпечити надійну цілодобову роботу резервуарного парку в умовах підвищеної вибухопожежонебезпеки.

Апробація результатів роботи.

С. Дрок, М. Багрій. Архітектура та алгоритми роботи системи автоматизованого управління резервуарним парком нафтопродуктів. // Збірник матеріалів всеукраїнської науково-практичної конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» (АКІТ - 2026), Тернопіль, 2026. С. 45-50.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1. АНАЛІЗ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ НАФТОПРОДУКТІВ ЯК ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Призначення резервуарного парку нафтопродуктів

Для зберігання, приймання та накопичення нафти використовують спеціалізовані об'єкти — нафтові склади, що являють собою комплекс резервуарів, з'єднаних системою трубопроводів (рисунок 1.1). Такі об'єкти отримали назву резервуарних парків [4]. Великі резервуарні парки, що входять до складу головних, проміжних і кінцевих станцій магістральних нафтопроводів, характеризуються інтенсивним режимом роботи та функціонують цілодобово [5-9].



Рисунок 1.1 – Загальний вигляд резервуарного парку нафтопродуктів.

Основні функції резервуарних парків [10]:

- вирівнювання сезонної та пікової нерівномірності споживання нафти та нафтопродуктів;

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- забезпечення рівномірного завантаження магістральних трубопроводів;
- формування стратегічних і аварійних запасів;
- проведення технологічних операцій — підігріву та змішування нафти;
- здійснення товарно-комерційних операцій і вимірювання обсягів продуктів.

Як правило, в таких комплексах є можливість задіяти одночасно понад п'ять резервуарів в прийманні різних сортів нафтопродуктів, проведенні комерційних операцій, відкачуванні в трубопровід або налив. Характерною рисою роботи резервуарів є висока швидкість їх наповнення та спорожнення — продуктивність перекачування може сягати 5 000–8 000 м³/год.[9-10]

Конструктивно резервуар є вертикально розміщеним великим металевим циліндром, стінки якого виготовлені з рулонної сталі. У нижній частині товщина стінок більша, ніж у верхній, що обумовлено більшим гідростатичним тиском. У резервуарних парках застосовують ємності різного обсягу — від 100 до 120 000 м³ [9-10].

Робочий діапазон резервуара визначається мінімальним і максимальним рівнями наповнення. Мінімальний рівень — це позначка, нижче якої відкачування рідини неможливе. Максимальний рівень встановлюється з умови повного заповнення резервуара без загрози його конструктивній цілісності. У разі відмови систем автоматики та дистанційного керування допускається підвищення рівня до аварійної позначки.

Фактичний об'єм нафти визначається за градуовальними таблицями, складеними на основі точних вимірювань [10]. Нафта надходить до резервуара через приймальні патрубки, а відбирається — через роздавальні; при цьому один і той самий патрубок може виконувати обидві функції. Резервуари підключаються до колекторів резервуарного парку через сполучні трубопроводи, на яких встановлено запірну арматуру. Засувки монтуються як безпосередньо біля резервуарів, так і в місцях приєднання до колекторів —

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

для дублювання відсічення. Частина засувки є оперативними та використовується в поточних технологічних операціях, інші слугують резервними на випадок несправності основних.

Нафта з нафтопроводу надходить у приймальні колектори, звідки розподіляється по резервуарах, а до підпірної насосної станції подається через роздавальні колектори.

1.2 Аналіз основних причин втрати нафтопродуктів та їх якості

Основні втрати нафти, пов'язані з випаровуванням легких фракцій, спричинені явищами так званих малих і великих дихань резервуарів [4-5].

Малі дихання виникають унаслідок добових коливань температури повітря та барометричного тиску. У герметично закритому резервуарі при нагріванні верхнього шару нафти тиск і кількість парів зростають. Якщо тиск перевищить розрахункове значення, частина парів виходить в атмосферу через дихальний або запобіжний клапан. При зниженні температури пари конденсуються, тиск падає, і до газового простору резервуара надходить зовнішнє повітря.

Великі дихання відбуваються під час заповнення або спорожнення резервуара. При наповненні паро-повітряна суміш, що знаходиться над поверхнею рідини, витискається назовні через дихальний клапан. Цей процес супроводжується значними втратами нафтових парів.

Дихальні клапани, що встановлюються на даху резервуара, мають обмежену пропускну здатність, тому швидкість подачі рідини не повинна перевищувати розрахункову величину. При порушенні цієї умови тиск у газовому просторі зростає, що може призвести до руйнування конструкції.

Для зменшення площі випаровування в резервуар вводять плавальне покриття, занурене в рідину. Зазор між стінкою резервуара та плавальним дахом становить до 25 см; для його ущільнення та запобігання витоку легких

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

фракцій встановлюються спеціальні затвори із кольорового сплаву або азбестової тканини, просоченої бензостійкою гумою.

Ще одним способом боротьби з втратами від великих дихань є газозловлювальна система. Газові простори резервуарів з'єднуються між собою тонкостінними газопроводами. Така схема особливо ефективна, коли одночасно виконуються операції наповнення та спорожнення: гази з резервуарів, що заповнюються, перетікають до тих, що спорожнюються, а втрати від великих дихань наближаються до нуля [9-10].

Для забезпечення синхронної роботи системи до неї підключають резервуари-компенсатори. Надлишки газу від несинхронно працюючих резервуарів спочатку потрапляють до конденсатозбірника, а потім — до резервуара-компенсатора з підйомним дахом. У газових просторах резервуарів і резервуара-компенсатора підтримується постійний тиск, що не перевищує допустиме значення навантаження на дах. При перевищенні цього значення спрацьовує захисний клапан, встановлений на даху резервуара-компенсатора.

З видобувних свердловин нафта надходить до нафтопроводу в сирому стані, тобто містить різноманітні домішки, зокрема так звану підтоварну воду. В умовах трубопровідного транспортування під тиском відокремити воду від нафти неможливо. Проте після потрапляння нафти до резервуарів, завдяки різниці густин, частина води осідає на дно. За рівнем підтоварної води необхідно постійно стежити: при досягненні граничного значення вода автоматично відводиться до каналізації, що дозволяє ефективніше використовувати корисний об'єм резервуара [9-10].

1.3 Конструкція та обладнання вертикального резервуару

На резервуарах монтується такий комплекс технологічного обладнання [12-13]: люк для проведення ремонтних робіт, очищення та внутрішнього

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

огляду; хлопавка; вентиляційний люк для освітлення та провітрювання внутрішнього простору; пробовідбірник; вогневий запобіжник, що унеможливиює потрапляння іскри або відкритого вогню всередину резервуара; піноутворювальна камера для гасіння пожежі в резервуарі; шарнірна підйомна труба для відкачування нафти; дихальний і запобіжний клапани, що забезпечують захист резервуара, мінімізують втрати легких фракцій нафти та запобігають аваріям під час зливно-наливних операцій (рисунок 1.2).

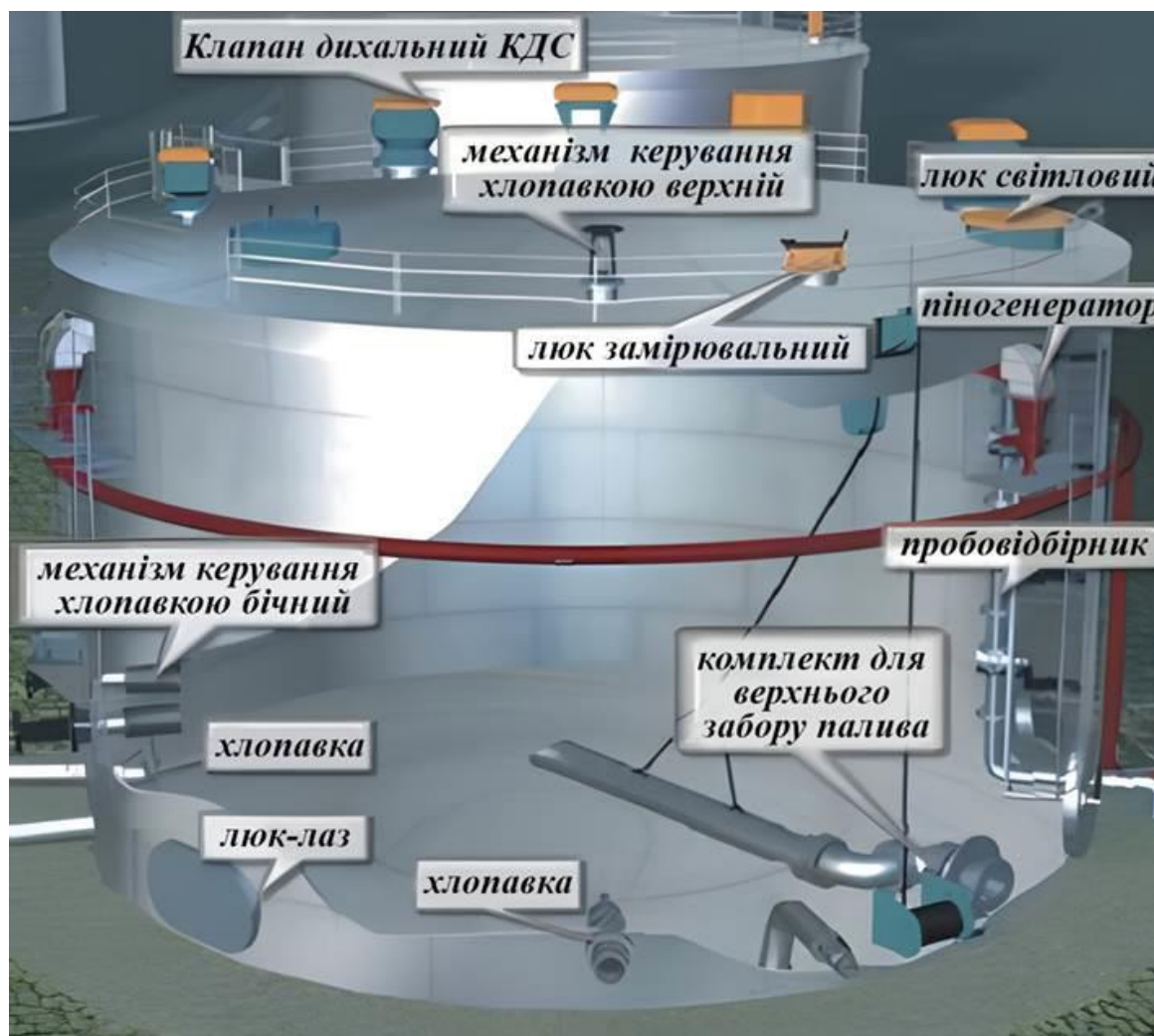


Рисунок 1.2 – Конструкція вертикального резервуару для зберігання нафтопродуктів

Люки слугують для очищення, провітрювання та проведення внутрішніх оглядів резервуара. Хлопавка запобігає витоку нафти в разі пошкодження

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

резервуарної засувки або розриву трубопроводу. Пробовідбірник призначений для відбору зразків нафти або інших рідин із резервуарів.

Дихальний клапан регулює тиск парів у резервуарі в процесі відбору або подачі нафти. При зниженні тиску всередині резервуара клапан відкривається, пропускаючи повітря всередину; при підвищенні тиску — піднімається і випускає надлишок газу назовні. Запобіжний гідравлічний клапан є резервним засобом регулювання тиску газоповітряних парів — він вступає в роботу при несправності дихального клапана або якщо його прохідний переріз виявляється недостатнім для своєчасного відведення повітря чи газів.

Експлуатація резервуарів і резервуарних парків охоплює весь комплекс заходів від введення об'єкта в роботу до його повного демонтажу. Ефективність цього процесу визначається організаційною структурою підприємства та його нафтопровідних управлінь, конструктивними особливостями резервуарів, складом і якістю засобів захисту, контролю та управління, природно-кліматичними умовами, якістю нафти, порою року та температурою навколишнього середовища.

Основні види робіт в процесі експлуатації резервуарних парків охоплюють: оперативне та технічне обслуговування резервуарів; поточний ремонт окремих об'єктів; визначення місткості резервуарів; технічну діагностику; списання та ліквідацію резервуарів; ліквідацію резервуарного парку в цілому.

Персонал, відповідальний за технічну експлуатацію резервуарних парків, зобов'язаний забезпечити: безпечне та надійне функціонування об'єкта; розробку та реалізацію заходів зі скорочення втрат нафти; організацію та проведення технічного діагностування, обслуговування і ремонту; регулярне навчання, інструктаж і перевірку знань персоналу; освоєння та впровадження нового обладнання; наявність і своєчасну перевірку засобів індивідуального захисту та протипожежного інвентарю.

Експлуатація резервуарів і резервуарних парків охоплює повний цикл

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

технічних і організаційних заходів — від введення об'єкта в роботу до його остаточного виведення з експлуатації та демонтажу. Характер і обсяг цих заходів визначається сукупністю чинників: організаційною структурою підприємства та його нафтопровідних підрозділів, конструктивними особливостями резервуарів, номенклатурою та якістю засобів захисту, контролю й управління, природно-кліматичними умовами регіону, якістю нафти, що зберігається, порою року та температурою навколишнього середовища.

До основних видів робіт, що виконуються в процесі експлуатації резервуарних парків, належать: оперативне та технічне обслуговування резервуарів; поточний ремонт окремих об'єктів; технічна діагностика резервуарів; списання та демонтаж резервуарів; ліквідація резервуарного парку в цілому.

Персонал, на якого покладено відповідальність за технічну експлуатацію резервуарних парків, зобов'язаний забезпечити: безпечне та надійне функціонування об'єкта в усіх режимах роботи; розробку та впровадження заходів, спрямованих на скорочення втрат нафти; планування і виконання робіт з технічного діагностування, обслуговування та ремонту обладнання; регулярне навчання, інструктаж і перевірку рівня кваліфікації персоналу; освоєння та введення в експлуатацію нового обладнання; наявність у необхідному обсязі та своєчасну перевірку засобів індивідуального захисту й протипожежного інвентарю.

1.4 Вимоги до системи автоматизованого управління та її обладнання з огляду на вибухонебезпечність об'єкта

Нормативно-правова база у сфері вибухобезпеки є розгалуженою і охоплює понад двадцять державних стандартів [13-17]. З точки зору

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

вибухонебезпеки розрізняють два принципово різні типи об'єктів: ті, на яких можливе займання горючого пилу, та ті, де існує ризик запалення сумішей горючих газів або парів з повітрям. Ця класифікація [13] має принципове значення при доборі обладнання з відповідним маркуванням вибухозахисту. Небезпечні виробничі об'єкти можуть включати як вибухобезпечні зони, так і вибухонебезпечні зони різних класів, що встановлюються спільно технологами та електриками проектною або експлуатуючої організації.

Вибухонебезпечні зони поділяються на три класи. Зона класу нуль — вибухонебезпечна суміш присутня постійно або протягом тривалих проміжків часу. Зона класу один — вибухонебезпечна суміш може виникати за нормальних умов експлуатації. Зона класу два — поява вибухонебезпечної суміші за нормальних умов малоімовірна, а якщо й трапляється, то вкрай рідко.

Залежно від встановленого класу зони формуються вимоги до технічних засобів управління, контролю та систем протиаварійного захисту щодо їх надійності, допустимої похибки та швидкодії.

Послідовність вибору та встановлення технічних засобів для вибухонебезпечних об'єктів передбачає такі кроки. По-перше, визначається клас вибухонебезпечної зони на підставі проектною або експлуатаційної документації — від нього залежить необхідний рівень вибухозахисту, що відображається першою цифрою маркування. По-друге, встановлюється категорія вибухонебезпечності технологічного блока. По-третє, визначається температурний клас обладнання залежно від температури займання вибухонебезпечної суміші — у маркуванні він зазначається після групи електрообладнання. По-четверте, перевіряється наявність дозволу наглядового органу на застосування конкретного технічного засобу, відповідність маркування виду вибухозахисту та термін дії дозволу встановленим вимогам.

Монтаж системи автоматизації повинен здійснюватися в суворій відповідності до затвердженого проекту будівництва небезпечного

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

виробничого об'єкта [14-1, 17]. Будь-які зміни, пов'язані з оптимізацією, модернізацією або реконструкцією, підлягають обов'язковій експертизі промислової безпеки.

Рівень, що визначає вимоги до забезпечення функцій безпеки, називається інтегральним рівнем безпеки (SIL — Safety Integrity Level). Ключовим кількісним показником, що характеризує цей рівень, є середня імовірність відмови при- запиті виконання функції безпеки — PFD (Probability of Failure on Demand) [18-21].

Кожна апаратна функція, що входить до складу захисної системи, характеризується певним значенням SIL, яке відображає ступінь надійності системи з точки зору імовірності її відмови в момент надходження запиту. Загалом стандарт передбачає чотири інтегральні рівні безпеки, представлені на рисунку 1.3, де вищий номер рівня відповідає жорсткішим вимогам до надійності та нижчій допустимій імовірності відмови.

Системний рівень надійності	Степінь зниження ризиків	Імовірність відмови при запиті
SIL 4	от 100,000 до 10,000	от 10^{-5} до 10^{-4}
SIL 3	от 10,000 до 1,000	от 10^{-4} до 10^{-3}
SIL 2	от 1,000 до 100	от 10^{-3} до 10^{-2}
SIL 1	от 100 до 10	от 10^{-2} до 10^{-1}

Рисунок 1.3 – Інтегральні рівні безпеки

Формально чотири рівні безпеки можна охарактеризувати таким чином:

Рівень 4 — захист від масштабних катастроф із загальними наслідками;

Рівень 3 — забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу та населення прилеглих територій;

Рівень 2 — захист обладнання та продукції, запобігання виробничому травматизму;

Рівень 1 — базовий захист обладнання та продукції.

У таблиці 1.1 наведено рекомендації щодо проектування систем, які відповідатимуть вимогам відповідного рівня SIL.

Таблиця 1.1 - Проектування та розробка архітектури системи

Метод/засіб	SIL1	SIL2	SIL3	SIL4
1	2	3	4	5
1 Виявлення та діагностика помилок	---	R	HR	HR
2 Коди з виявленням та виправленням помилок	R	R	R	HR
3.1 Програмування з перевіркою на помилки	R	R	R	HR
3.2 Багатоваріантне програмування	R	R	R	HR
3.3 Блоки відновлення	R	R	R	R
3.4 Відновлення попереднього стану	R	R	R	R
3.6 Повторний запуск механізмів відновлення після помилок	R	R	R	HR
3.7 Запам'ятовування досягнутих станів	---	R	R	HR
4 Поступове відключення блоків	R	R	HR	HR
6 Динамічна реконфігурація	---	NR	NR	NR
7 Комп'ютерні засоби розробки специфікацій	R	R	HR	HR

Пояснення до позначень у таблиці 1.1:

– *HR* — застосування даного засобу або методу настійно рекомендується для відповідного рівня інтегральної безпеки. Якщо від його використання відмовляються, на етапі проектування системи безпеки необхідно надати обґрунтоване пояснення, підтверджене незалежним експертом;

– *R* — засіб або метод рекомендований для даного рівня інтегральної безпеки, однак ступінь обов'язковості нижчий порівняно з категорією HR;

– "---" — жодних рекомендацій щодо застосування конкретного засобу або методу не передбачено;

– *NR* — застосування даного засобу або методу для цього рівня інтегральної безпеки не рекомендується. У разі його використання на стадії проектування системи безпеки надається детальне обґрунтування, погоджене з профільним експертом.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Резервуарний парк, залежно від специфіки об'єкта та ступеня потенційної небезпеки, може бути віднесений до другого (SIL 2) або третього (SIL 3) інтегрального рівня безпеки.

Відповідно до положень стандарту МЕК 61508 до систем автоматики висуваються такі вимоги:

а) Виявлення небезпечної відмови в системі або підсистемі повинно призводити до одного з таких результатів:

1. виконання визначеної дії, спрямованої на переведення або утримання системи в безпечному режимі;

2. ізоляції несправної частини підсистеми з метою збереження можливості продовження безпечної роботи підконтрольного обладнання — аж до завершення відновлювального ремонту. Якщо ремонт не вдається завершити в межах середнього часу відновлення, має бути виконана конкретна дія для забезпечення та підтримки безпечного стану.

б) Виявлення небезпечної відмови в системі, що використовується виключно функціями безпеки в режимі з низькою частотою запитів, повинно завершуватися:

1. виконанням конкретної дії для досягнення або підтримки безпечного режиму роботи;

2. відновленням несправної підсистеми в межах середнього часу відновлення. Протягом цього часу безпека підконтрольного обладнання має забезпечуватися додатковими заходами та обмеженнями, визначеними в експлуатаційній і технічній документації.

в) Виявлення небезпечної відмови в будь-якій підсистемі з нульовою відмовостійкістю, функція безпеки якої задіяна в режимі з високою або безперервною частотою запитів, повинно завершуватися конкретними діями, спрямованими на досягнення та підтримку безпечного стану системи.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

На рисунку 1.4 наведено структурну схему систем автоматики резервуарного парку, до складу якої входять: система протиаварійного захисту (ПАЗ), автоматизована система управління технологічним процесом (АСУ ТП), система виявлення газу та система виявлення пожежі [22-23].

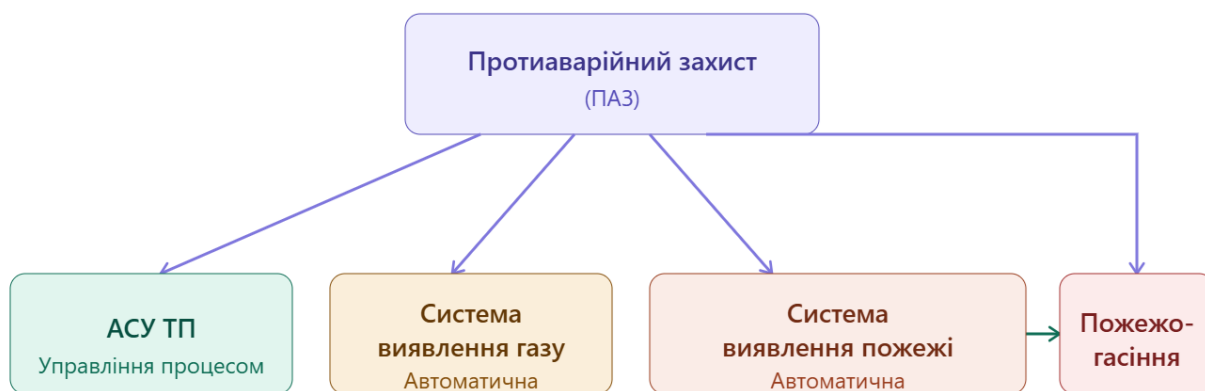


Рисунок 2.1 – Структурна схема системи автоматики протиаварійного захисту резервуарного парку

Система ПАЗ призначена для запобігання виникненню аварійних ситуацій та мінімізації їх наслідків шляхом переведення технологічного процесу в безпечний стан у разі відхилення від нормального режиму роботи. Функціонування системи ґрунтується на алгоритмах, визначених планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС). Такі плани розробляються для вибухопожежонебезпечних об'єктів, на яких можливі аварії з викидом токсичних або вибухопожежонебезпечних речовин, що здатні спричинити руйнування технологічного обладнання, ураження людей та завдати шкоди навколишньому середовищу. ПЛАС регламентує необхідні заходи та дії щодо недопущення аварій, їх локалізації, гасіння пожеж і вибухів або максимального зниження тяжкості їх наслідків.

Основні параметри, що перебувають під контролем системи ПАЗ: граничні рівні нафти в резервуарі (нижній та верхній, зазначені в

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

технологічній карті резервуара); аварійний максимальний рівень нафти; підвищення температури в резервуарі до порогового значення займання.

АСУ ТП являє собою комплекс технічних і програмних засобів, що забезпечують автоматизацію керування технологічним обладнанням на промислових підприємствах [24]. До її складу входять система диспетчерського управління та збору даних (SCADA) [25] і система на основі програмованих логічних контролерів (ПЛК) [26-30].

Параметри, що контролюються в рамках АСУ ТП: рівень продукту в резервуарах; температура нафти; рівень підтоварної води в резервуарах; тиск продукту в трубопроводах до резервуара та після нього; граничні рівні наповнення резервуарів.

Система газовиявлення є готовим рішенням для виявлення витоків газу, сповіщення персоналу про підвищений рівень загазованості та передачі відповідного сигналу на пульт управління. Основні функції системи: виявлення витоків природного газу; безперервний моніторинг стану повітряного середовища в приміщенні; світлозвукове оповіщення персоналу про перевищення допустимого рівня загазованості; передача сигналу тривоги на щит управління та в суміжні системи.

Система пожежогасіння призначена для виявлення осередків займання, передачі сигналу про пожежу на пульт управління, сповіщення персоналу про шляхи евакуації та ліквідації пожежі в приміщеннях. Схема управління автоматичним пожежогасінням повинна забезпечувати: автоматичне виявлення пожежі та своєчасне оповіщення; нормативний час спрацювання; задану інтенсивність подачі вогнегасної речовини не нижче нормативного значення протягом усього часу дії відповідно до затвердженої документації; механічну міцність і герметичність піно-проводів при пробному тиску 1,5 МПа.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1.5 Цілі розробки автоматизованої системи управління резервуарним парком

Основою підвищення ефективності технологічного процесу є передача функцій контролю та управління обладнанням від людини до технічних засобів, тобто автоматизація виробництва. При цьому спеціалізовані пристрої автоматики виконують моніторинг і регулювання параметрів процесу без безпосередньої участі оператора [31].

Розглядаючи резервуарний парк як об'єкт автоматизованого управління, необхідно враховувати низку важливих особливостей. По-перше, параметри окремого резервуара залежать від стану всіх об'єктів парку в цілому. По-друге, пожежо- та вибухонебезпечність об'єкта вимагає застосування спеціалізованого обладнання, автоматичного контролю температурного режиму й загазованості, а також проведення додаткових профілактичних заходів. По-третє, віддаленість об'єкта від населених пунктів обумовлює необхідність урахування можливих коливань напруги в мережі, резервування допоміжних систем, організації централізованого обслуговування засобів автоматики та використання телемеханічних засобів зв'язку.

До основних завдань автоматизації резервуарних парків належать: дистанційний контроль процесів наповнення та спорожнення резервуарів; дистанційне управління запірною арматурою на приймальних і нагнітальних трубопроводах; контроль параметрів для обліку обсягів нафти та нафтопродуктів, що накопичуються та зберігаються в резервуарах; дистанційне управління насосним обладнанням.

Головні цілі розробки АСУ ТП резервуарного парку полягають у скороченні витрат ручної праці за рахунок делегування функцій контролю та управління технічним засобам; підвищенні техніко-економічних показників процесу завдяки точнішому дотриманню технологічних параметрів і своєчасному реагуванню на їх зміни; забезпеченні можливості управління

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

об'єктом в умовах, небезпечних для персоналу, зокрема при підвищеній концентрації вибухонебезпечних газів або в умовах пожежі; а також в автоматичному виявленні несправностей і аварійних ситуацій.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 АРХІТЕКТУРА СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РЕЗЕРВУАРНИМ ПАРКОМ ТА АЛГОРИТМ ЇЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ

2.1 Розробка структурної схеми комплексу технічних засобів і функціональної схеми автоматизації резервуарного парку

Структурна схема комплексу технічних засобів (КТС) наведена на рисунку 2.1. Вона відображає склад КТС та зв'язки між окремими технічними засобами або групами засобів, об'єднаних за певними логічними ознаками.

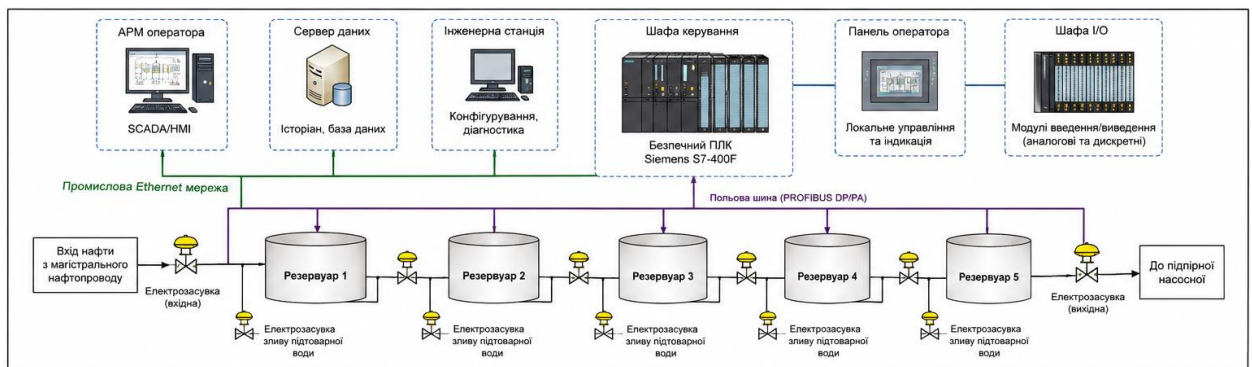


Рисунок 2.1 – Структурна схема комплексу технічних засобів системи контролю та управління резервуарним парком

Функціональна схема системи автоматизації наведена на рисунку 2.2 і є основним технічним документом, що визначає структуру та функціональні зв'язки між технологічним процесом і засобами контролю та управління.

На схемі за допомогою умовних позначень відображаються основне технологічне обладнання, комунікації потоків рідин, газів і пари, а також прилади й засоби автоматизації. Функціональна схема автоматичного контролю та управління призначена для представлення головних технічних рішень, що приймаються в процесі проектування систем автоматизації технологічних процесів.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

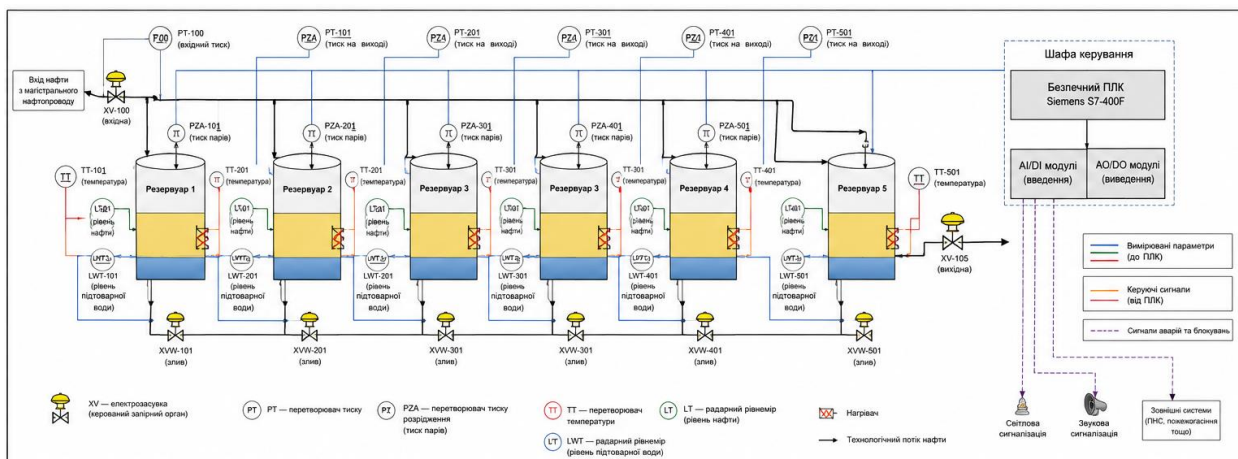


Рисунок 2.2 – Функціональна схема системи автоматизації резервуарного парку нафтопродуктів

При розробці функціональної схеми визначаються такі аспекти: доцільний рівень автоматизації технологічного процесу; принципи організації контролю та управління; перелік обладнання, яке керується автоматично, дистанційно або в обох режимах за вибором оператора; перелік і допустимі значення контрольованих і регульованих параметрів; методи контролю, закони регулювання та управління; обсяг автоматичних захистів і блокувань автономних схем управління технологічними агрегатами; місця розміщення апаратури на технологічному обладнанні, щитах і пультах управління.

На функціональній схемі зображено електрозасувки та п'ять резервуарів, у кожному з яких вимірюються тиск розрідження, вхідний тиск, тиск нафти на виході до підпірної насосної, температура, рівень нафти та рівень підтоварної води. Управління рівнем здійснюється за допомогою електрозасувки, управління температурою — за допомогою нагрівання.

2.2 Розробка алгоритму управління резервуарним парком

Контроль технологічних змінних процесу перекачування нафти через резервуарний парк реалізується на базі безпечного програмованого логічного контролера Siemens S7-400F. Нафта надходить з магістрального нафтопроводу

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		26

до резервуарного парку і розподіляється по резервуарах. Тиск нафти, що надходить до парку, контролюється вимірювальним перетворювачем тиску рідини.

Для запобігання вибуху метану в газоповітряному просторі резервуарів необхідно контролювати тиск парів нафти за допомогою перетворювачів тиску розрідження, встановлених безпосередньо на резервуарах. Рівень нафти в резервуарі контролюється радарним рівнеміром. Приймальний патрубок резервуара відкритий доти, доки рівень нафти не досягне максимального значення. Після цього клапан патрубку закривається і подача нафти припиняється. Протягом наступних трьох годин нафта відстоюється в резервуарі, і відбувається процес сепарації води.

Рівень підтоварної води контролюється радарним рівнеміром. При перевищенні допустимого значення на виконавчий механізм подається керуючий сигнал, що відкриває клапан зливу підтоварної води. Зневоднена нафта відкачується з резервуарів через роздавальний патрубок і надходить до підпірної насосної.

Для вирішення завдань управління необхідна розробка програмного забезпечення, що ґрунтується на збиранні та обробці аналогової й дискретної інформації про технологічні змінні процесу, а також на формуванні керуючих сигналів. В цілях управління резервуарним парком до безпечного ПЛК необхідно передавати такі технологічні змінні: температуру нафти в резервуарі; тиск нафти в нафтопроводі на вході в резервуар; тиск нафти на виході з резервуара до підпірної насосної; тиск парів нафти в газоповітряному просторі резервуара; рівень нафти в резервуарі; рівень підтоварної води в резервуарі.

Оскільки алгоритм управління є однотипним для всіх резервуарів, доцільно створити окремі функції для зчитування сигналів, управління температурою, управління рівнем підтоварної води та управління рівнем

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

нафти. Головна програма, алгоритм якої представлено на рисунку 2.3, здійснює виклик цих функцій.

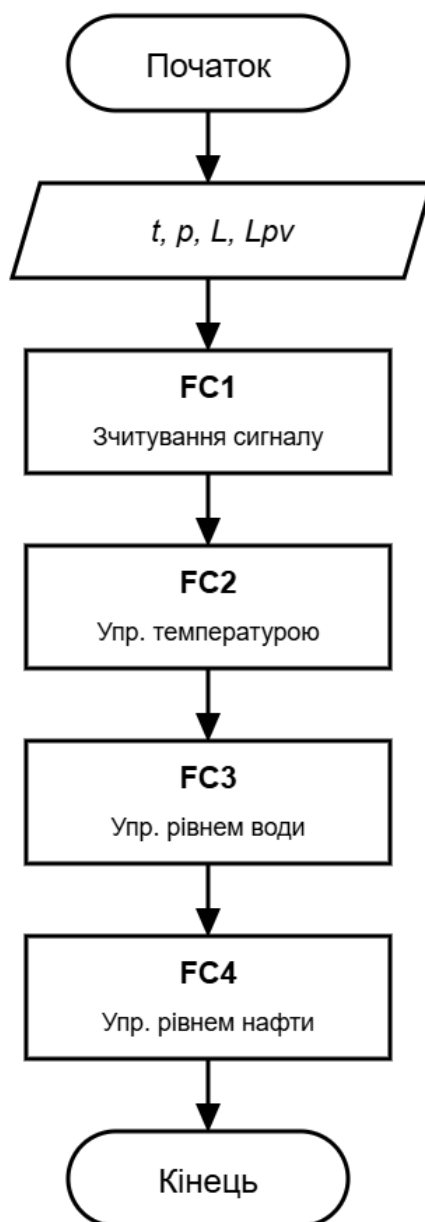


Рисунок 2.3 – Блок схема алгоритму основної програми

Головна програма виконує виклик таких функцій: FC1 — функція зчитування аналогового сигналу; FC2 — функція управління температурою; FC3 — функція управління рівнем підтоварної води; FC4 — функція управління рівнем нафти.

Температура нафти в резервуарі контролюється датчиком термоопору. Якщо температура нафти нижча за встановлений діапазон, нафта направляється на підігрів, після якого знову закачується в резервуар. Алгоритм роботи функції управління температурою представлено на рисунку 2.4.

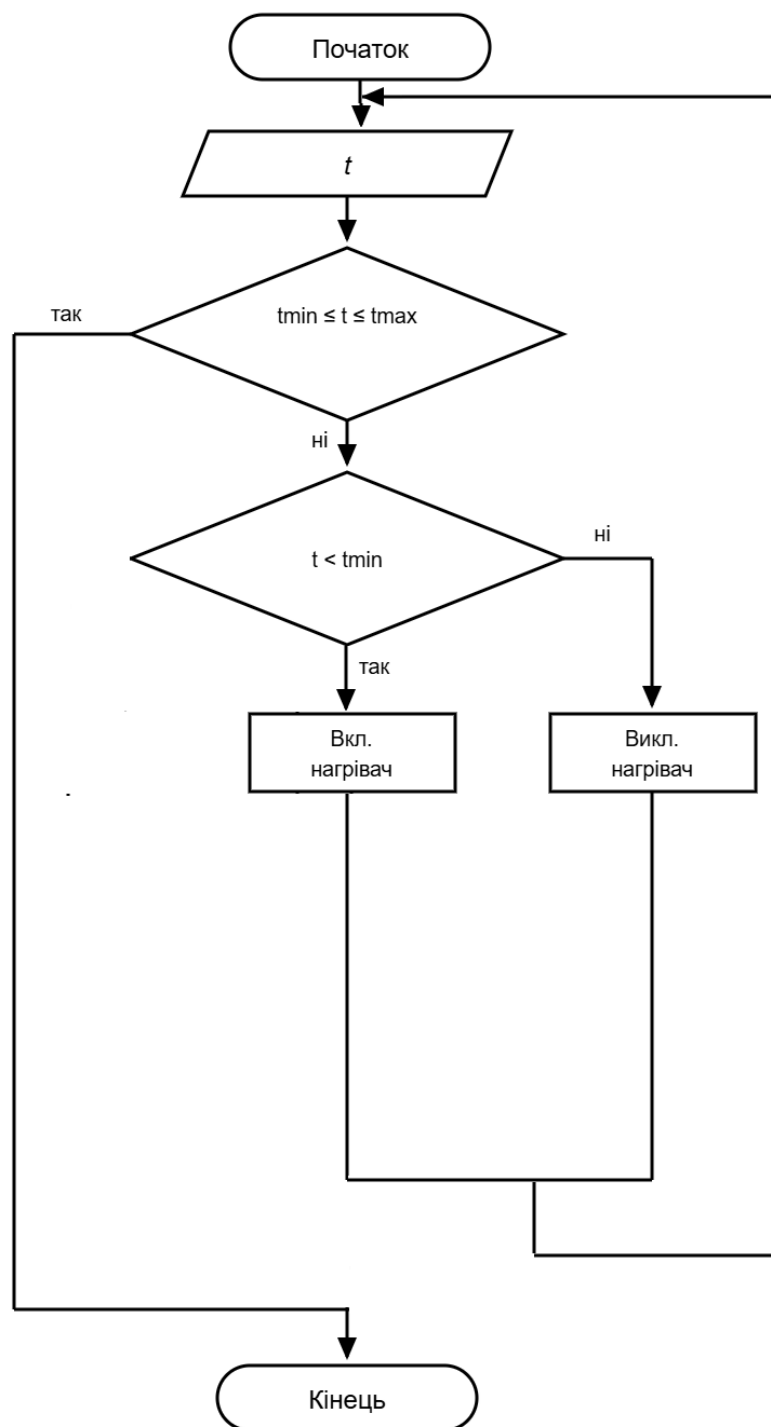


Рисунок 2.4 - Блок схема алгоритму функції керування температурою

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ

Арк.

29

Рівень підтоварної води контролюється радарним рівнеміром. Перевищення допустимого рівня підтоварної води призводить до відкриття зливного клапана. Алгоритм роботи відповідної функції представлено на рисунку 2.5.

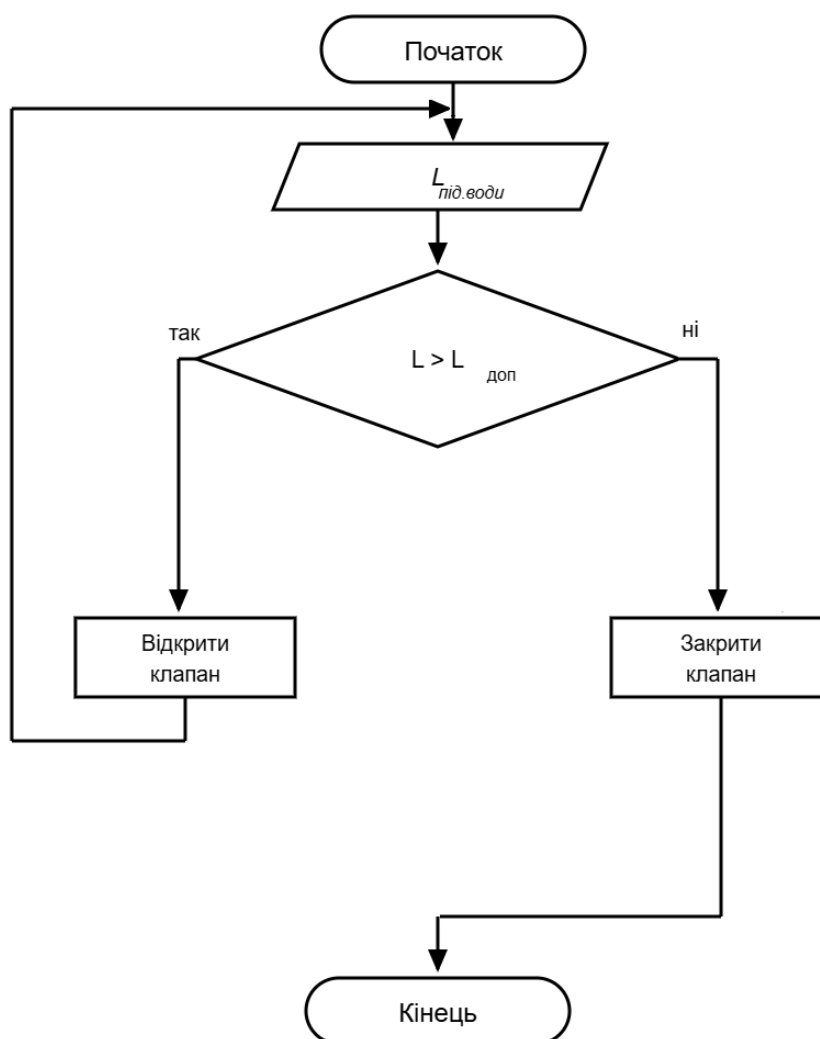


Рисунок 2.5 – Блок-схема алгоритму функції управління рівнем підтоварної води

Рівень нафти контролюється радарним рівнеміром. Якщо рівень нафти нижчий за максимальний, приймальний патрубок відкритий. Щойно рівень нафти досягає максимального значення, патрубок закривається і закачування нафти в резервуар припиняється. Алгоритм роботи функції управління рівнем нафти представлено на рисунку 2.6.

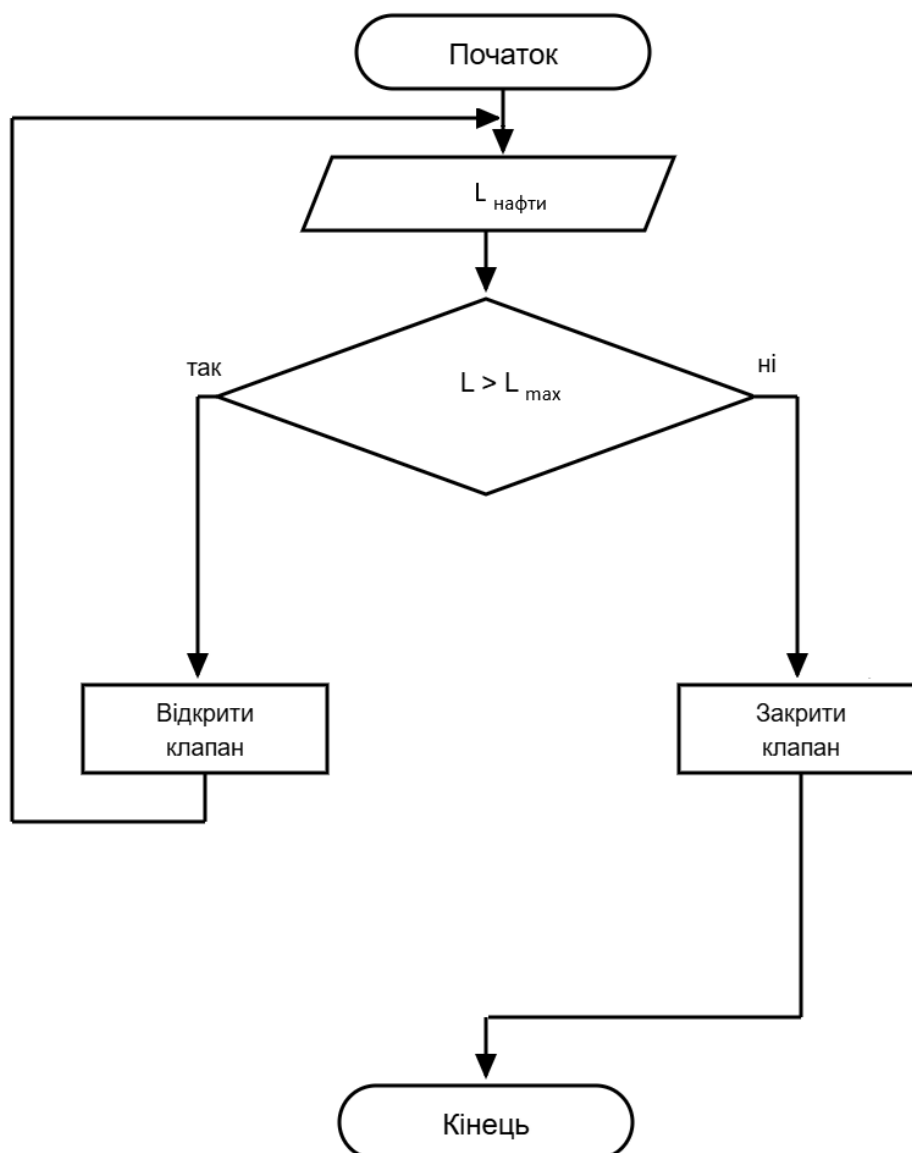


Рисунок 2.6 – Блок-схема алгоритму функції управління рівнем нафти

2.3 Обґрунтування вибору контролера та технічних засобів з огляду на вимоги для вибухопожежонебезпечних об'єктів

Згідно зі стандартом МЭК 65108, центральним елементом системи безпеки є програмований логічний контролер (ПЛК). Безпечні ПЛК (БПЛК) — це спеціалізовані пристрої, що застосовуються для вирішення завдань безпеки та критичного управління в системах автоматизації. Вони призначені для

виявлення потенційно небезпечних технологічних ситуацій і запобігання їх подальшому розвитку [32-33].

СПЛК повинен відповідати таким вимогам: висока надійність і завадозахищеність, оскільки відмова СПЛК може призвести до значних економічних збитків; достатня обчислювальна продуктивність для моніторингу технологічних параметрів у реальному часі; підтримка стандартних протоколів і комунікаційних інтерфейсів для взаємодії з верхнім рівнем управління; розвинена програмна підтримка та інструментальне середовище; широкий діапазон допустимих умов експлуатації.

Контролери виробництва німецької компанії Himatrix (HIMA) [34-35] розроблені для локальних систем управління та захисту відповідно до вимог стандарту МЭК 61508 для об'єктів рівнів SIL 1–3 (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – Контролер Himatrix

Вони відрізняються гнучкою конфігурацією за кількістю і типом вхідних та вихідних сигналів, що робить їх універсальними для застосувань з обмеженою кількістю керованих параметрів. Конструктивно контролери виконані в моноблочному корпусі з модульною архітектурою на 6 слотів. Елементна база відповідає найвищим вимогам надійності, кожен компонент проходить додаткове заводське тестування. Наявність дубльованого головного процесора забезпечує своєчасне виявлення та локалізацію несправностей

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

методом порівняння обчислюваних значень, а також автоматичне переведення об'єкта управління в безпечний стан. Додатковим засобом діагностики слугує сторожовий таймер, що контролює обидва процесори. Інтеграція з розподіленими системами управління та іншими контролерами не обмежена. Основні сфери застосування: заміна релейних схем управління та захисту для об'єктів 1–2 категорії вибухонебезпечності; системи пожежогасіння та контролю загазованості; системи ПАЗ компресорів, турбін, котлів і печей; управління конвеєрами, ліфтами, ескалаторами та підйомниками. Середовище конфігурування — SILworX або ELOPII Factory.

Контролер Simatic S7-400F (рисунок 2.8) – модульний програмований контролер, орієнтований на побудову систем автоматизації середнього рівня складності [36].



Рисунок 2.8 –Контролер Simatic S7-400F

Широкі функціональні можливості забезпечуються завдяки підтримці кількох типів центральних процесорів різної продуктивності, розгалуженій лінійці модулів дискретного та аналогового введення-виведення, функціональних модулів і комунікаційних процесорів. Контролери серії SIMATIC є базовою платформою автоматизації для різних галузей промисловості, що поєднує стандартні засоби управління з широким спектром промислового програмного забезпечення. На їх основі будуються системи

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

безпечного управління, в яких виникнення відмови автоматично призводить до переведення обладнання в безпечний стан і зупинки виробничого процесу. Контролер Siemens S7-400F забезпечує вирішення стандартних задач автоматичного управління та протиаварійного захисту на єдиній апаратній платформі; гнучке програмування узгодження роботи датчиків і виконавчих пристроїв; автоматичне відключення виконавчих пристроїв при виникненні аварійних ситуацій.

Контролер PILZ PNOZmulti 2 представлений на рисунку 2.9. компанії PILZ [37].



Рисунок 2.9 – Контролер PILZ PNOZmulti 2

Компанія PILZ є постачальником комплексних рішень у сфері автоматизації та функціональної безпеки. Контролер безпеки PNOZmulti отримав розширені можливості завдяки додатковому модулю контролю аналогових сигналів струму та напруги. Цей модуль орієнтований передусім на застосування в системах управління процесами, системах безпеки ліфтів і вантажопідйомних механізмів, опалювальних котлів і пальників, а також у нафтовій промисловості. Аналоговий вхідний модуль має два незалежних захищених входи, для кожного з яких за допомогою програмного

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

забезпечення встановлюється до 8 контрольованих граничних значень. Модуль шириною 45 мм приєднується до корпусу контролера з лівого боку, що забезпечує просте і швидке підключення. До одного контролера може бути підключено до 4 аналогових модулів.

З урахуванням необхідності відповідності стандартам МЕК, здатності вирішувати як стандартні задачі автоматизації, так і забезпечувати протиаварійний захист, а також з огляду на сукупність ключових функціональних характеристик — функціональність програмного забезпечення, надійність технічних засобів, зручність розробки алгоритмів управління, достатність ресурсів, обчислювальну потужність, якість документації та вартість — для реалізації проекту було обрано контролер Siemens S7-400F [38].

Обладнання, що застосовується на вибухонебезпечних об'єктах, може мати три типи маркування вибухозахисту: для роботи у вибухонебезпечному середовищі суміші газу або парів з повітрям; для роботи у вибухонебезпечному середовищі суміші горючого пилу або волокон з повітрям; в оболонці зі ступенем захисту не нижче IP54 для відповідних вибухонебезпечних зон.

Вибір обладнання здійснюється на підставі попередньо встановленого типу вибухонебезпечної суміші, категорії вибухонебезпечності технологічного об'єкта, класу вибухонебезпечної зони та допустимої температури поверхні. Знак "Ex" у маркуванні підтверджує відповідність електрообладнання стандартам вибухозахисту. Для пов'язаного електрообладнання цей знак разом із позначенням виду вибухозахисту береться у квадратні дужки. Символи перед "Ex" визначають рівень вибухозахисту, а після нього вказується вид вибухозахисту (o, p, q, d, e, ia, ib, ic, m, n, s). Відповідно до вимог рівня SIL 3, всі вимірювальні прилади повинні мати маркування вибухозахисту Ex.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для вимірювання та контролю тиску нафти застосовується вимірювальний перетворювач тиску VEGABAR 81 [39] представлений на рисунку 2.10.



Рисунок 2.10 – Вимірювальний перетворювач тиску VEGABAR 81.

Прилад отримує інформацію про вимірюваний параметр і перетворює її на уніфікований електричний сигнал струму або напруги, який передається на сигнальний модуль контролера S7-400F.

Контроль температури нафти в резервуарах здійснюється за допомогою термоелектричного перетворювача опору ТСПУ-205 (рисунок 2.11). Сигнал з датчика надходить на вхід модуля аналогового введення контролера.



Рисунок 2.11 – Термоелектричний перетворювач опору ТСПУ-205.

Датчик тиску розрідження Метран-100 ДВ (рисунок 2.12). Тиск парів нафти в газоповітряному просторі резервуарів контролюється вимірювальним перетворювачем тиску розрідження Метран-100 ДВ. Контроль цього параметра є обов'язковим для запобігання вибуху метану в газоповітряному

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

просторі. Вихідний сигнал перетворювача подається на сигнальний модуль контролера S7-400F.



Рисунок 2.12 – Датчик тиску розрідження Метран-100 ДВ.

У якості датчик рівня обрано Siemens SITRANS Probe LR (рисунок 2.13).



Рисунок 2.13 – Радарний рівнемір Siemens SITRANS Probe LR.

Для вимірювання рівня нафти в резервуарах використовується радарний рівнемір Siemens SITRANS Probe LR [41] з діапазоном вимірювання 0,25–12 м. Сигнал з датчика надходить на відповідний сигнальний модуль контролера S7-400F.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3 ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЗЕРВУАРНИМ ПАРКОМ НАФТОПРОДУКТІВ

3.1 Розробка програмного забезпечення роботи програмованого логічного контролера Simatic S7-400F

Основною утилітою середовища Step 7 є Simatic Manager [42], зображений на рисунку 3.1. Він дозволяє виконувати конфігурування та програмування ПЛК. У процесі конфігурування визначається склад обладнання, способи підключення, використовувані мережі та адреси, а також обираються параметри для застосовуваних модулів. Готова конфігурація завантажується в ПЛК (рисунок 3.2).

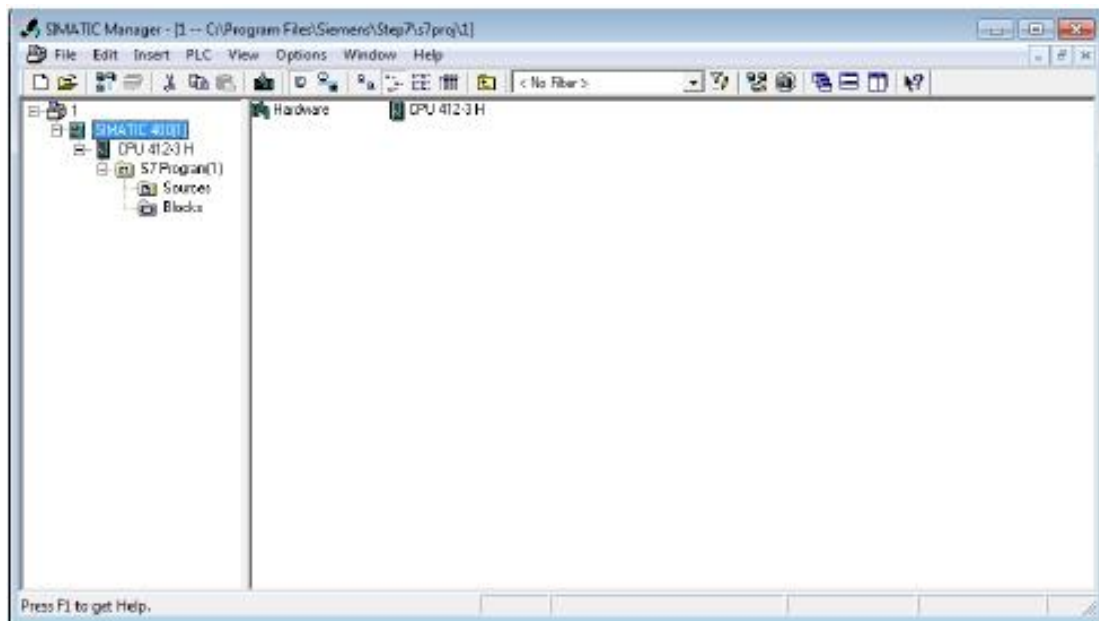


Рисунок 3.1 – Вікно програми Simatic Manager

Контролер складається з блока живлення PS-307 і процесорного модуля CPU-412-F. Блок живлення перетворює напругу мережі 220 В змінного струму на напругу 24 В постійного струму для живлення контролера. CPU-412-F має дискретні входи, дискретні виходи, аналогові входи та аналогові виходи. Утиліти конфігурування забезпечують діагностику обладнання та виявлення апаратних помилок або неправильного монтажу.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

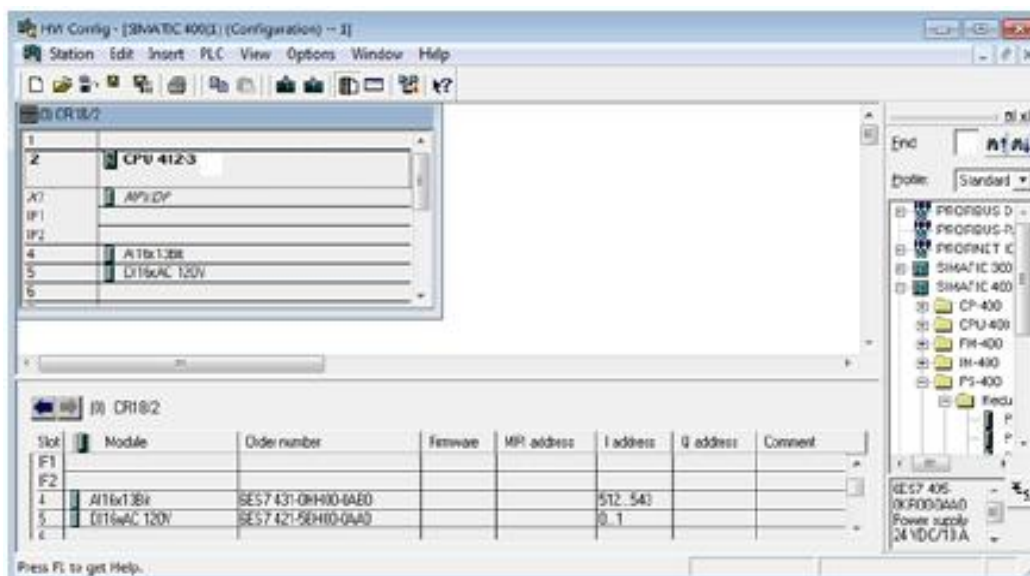


Рисунок 3.2 – Вікно конфігурації

Програмування ПЛК здійснюється також за допомогою Simatic Manager, який підтримує три редактори програмування. LAD (Ladder Diagram) — релейні діаграми — відображає програму у графічному вигляді, схожому на електричну монтажну схему. Логічні схеми дозволяють моделювати проходження електричного струму через ряд логічних умов на входах, що активізують умови на виходах. Логіка поділяється на сегменти — Network, програма виконується зліва направо і зверху вниз. Цей редактор відрізняється простотою у використанні та розумінні. FBD (Function Block Diagram) — функціональні блокові діаграми — відображає програму у вигляді логічних схем з функціональними блоками замість контактів. Логіка програми визначається зв'язками між блоками. STL (Statement List) — список інструкцій — дозволяє створювати програми шляхом введення мнемонічних позначень команд, що нагадує програмування на Асемблері. ПЛК виконує команди в порядку, визначеному програмою, зверху вниз, після чого починає знову. За допомогою редактора STL завжди можна переглянути або відредагувати програми, створені в LAD або FBD, однак зворотнє перетворення можливе не завжди.

Програма складається з головного організаційного блока OB1 та чотирьох функцій: FC1 — функція зчитування аналогового сигналу; FC2 — функція управління температурою; FC3 — функція управління рівнем підтоварної води; FC4 — функція управління рівнем нафти (рисунок 3.3).

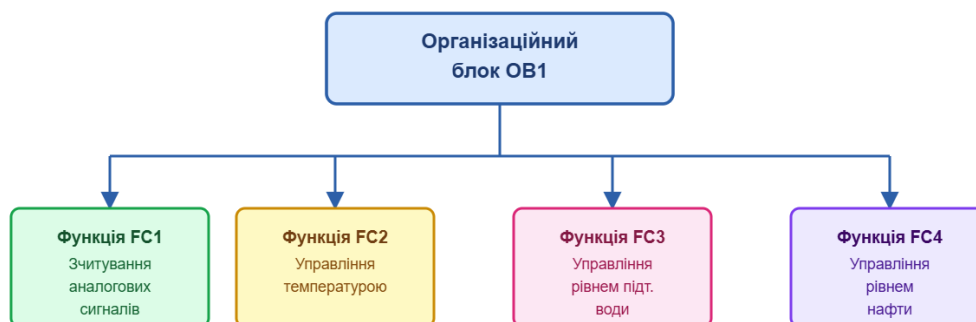


Рисунок 3.3 – Структура програми

Температура, рівень, тиск і витрата є аналоговими величинами. Для їх зчитування використовується функція FC1, що працює на основі блока SCALE, який виконує масштабування значень. У блоці SCALE необхідно вказати вхідне значення, діапазон вимірювання датчика та змінну, в яку слід зберегти результат.

Формальні параметри функції FC1 (рисунок 3.4). Вхідні параметри: Piw — адреса вхідного аналогового сигналу, тип Int; H_lim — значення верхньої межі вимірювань датчика, тип Real; L_lim — значення нижньої межі вимірювань датчика, тип Real. Вихідні параметри: Out — адреса, в яку зберігаються показання з датчика, тип Real.

Функція FC2 реалізує алгоритм управління температурою відповідно до рисунка 3.5. Формальні параметри функції FC2. Вхідні параметри: tnom — поточне значення температури, тип Real; tmindop — мінімально допустиме значення температури, тип Real; tmaxdop — максимально допустиме значення температури, тип Real. Вихідні параметри: nagrev — нагрівач, тип Bool.

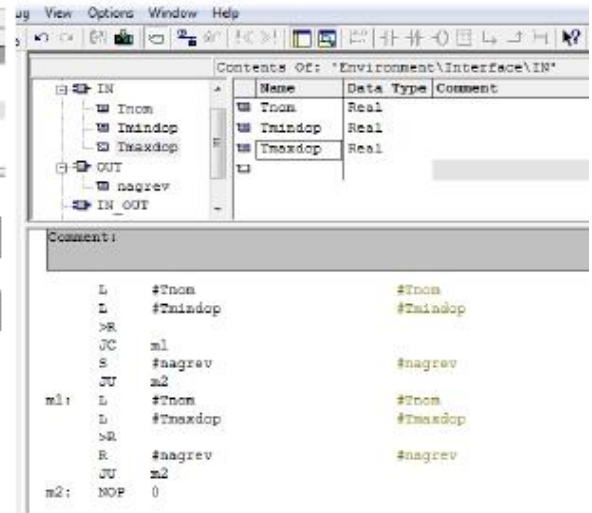
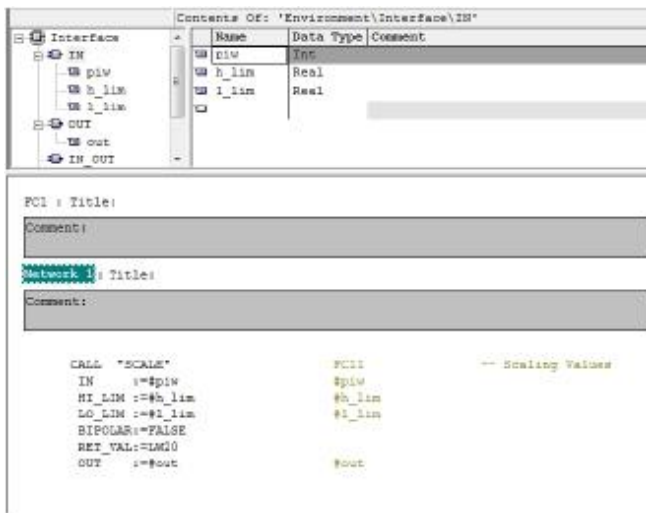


Рисунок 3.4 – Вікно функції FC1 Рисунок 3.5 – Вікно функції FC2

Функція FC3 реалізує алгоритм управління рівнем підтоварної води відповідно до рисунка 3.6. Формальні параметри функції FC3. Вхідні параметри: *Inom* — поточне значення рівня підтоварної води, тип Real; *ldop* — допустиме значення рівня підтоварної води, тип Real. Вихідні параметри: *klapan* — зливний клапан, тип Bool.

Функція FC4 реалізує алгоритм управління рівнем нафти відповідно до рисунка 3.7.

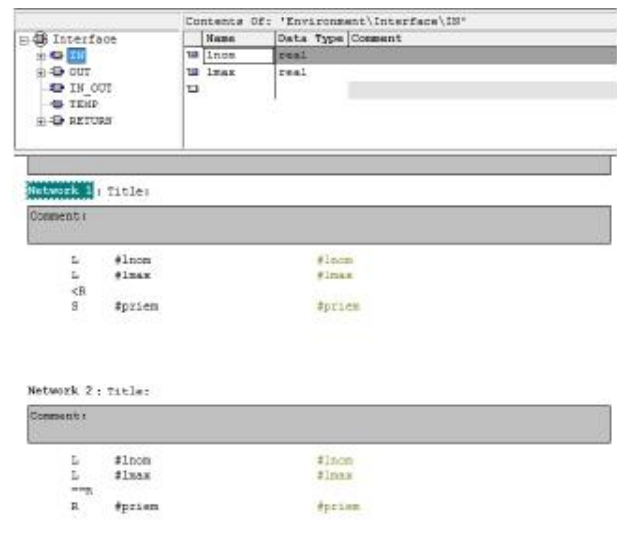
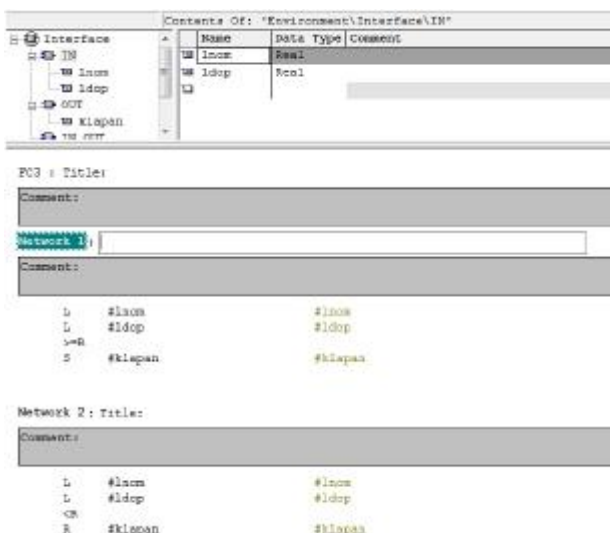


Рисунок 3.6 – Вікно функції FC1 Рисунок 3.7 – Вікно функції FC2

Формальні параметри функції FC4. Вхідні параметри: *lnom* — поточне значення рівня нафти, тип Real; *lmax* — максимально допустиме значення рівня нафти, тип Real. Вихідні параметри: *priem* — приймальний патрубок, тип Bool.

Головний організаційний блок OB1 виконує виклик функцій зчитування температури, рівня нафти та рівня підтоварної води, а також виклик функцій управління FC2, FC3, FC4. Блок OB1 виконується безперервно: після завершення чергового циклу програма знову починає його обробку.

3.2 Розробка SCADA-системи

Як система візуалізації використовується SCADA-система компанії Siemens — WinCC. Simatic WinCC (Windows Control Center) — програмне забезпечення для створення HMI-інтерфейсу, що є складовою частиною сімейства систем автоматизації Simatic. Структура програми WinCC (рисунок 3.8) містить два основних компоненти — RunTime і Config System.

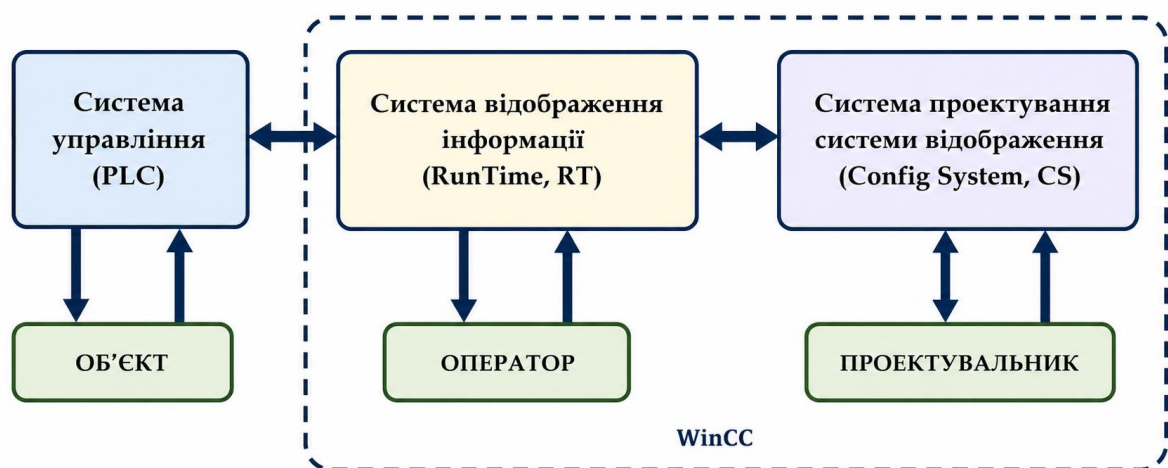


Рисунок 3.8 – Структура програми WinCC

Основні можливості WinCC [43] охоплюють: візуалізацію технологічного процесу; налаштування та конфігурування зв'язку з контролерами різних виробників; архівування, протоколювання та відображення повідомлень з технологічного процесу; архівування, протоколювання та відображення змінних; використання скриптів мовами ANSI C, VBS і VBA; проектування системи звітності. Завдяки інтегрованій базі даних SQL для архівування даних процесу та інструментам передачі й аналізу інформації, SCADA-система SIMATIC WinCC є ефективною основою для побудови інтелектуального виробництва.

Функціонування програмного забезпечення системи візуалізації резервуарного парку забезпечується таким складом технічних засобів: робоча станція оператора з встановленим програмним забезпеченням WinCC V7.0 SP3 (Siemens); контролер S7-412F, що обробляє сигнали з датчиків і технологічного обладнання. Зв'язок контролера з автоматизованим робочим місцем оператора здійснюється через мережу Industrial Ethernet за MAC-адресами.

Запуск програмного забезпечення системи візуалізації на комп'ютері оператора виконується автоматично після увімкнення живлення та реєстрації в операційній системі. Порядок увімкнення системи після відновлення живлення такий. Спочатку вмикається джерело безперебійного живлення та робоче місце оператора, після чого необхідно переконатися, що джерело перейшло в робочий режим. Далі вмикається системний блок комп'ютера оператора та монітор. Після увімкнення починається завантаження операційної системи тривалістю приблизно одну хвилину, після чого на екрані з'являється запрошення для входу в систему. Завантаження проекту WinCC виконується автоматично і займає кілька хвилин. При успішному завантаженні системи на екрані монітора відображається стартовий екран візуалізації.

При запуску системи формується режим незареєстрованого користувача,

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

що передбачає лише перегляд даних без доступу до функцій управління. Програма візуалізації відображає стан механізмів і показання датчиків для кожного резервуара, а також містить кнопки виклику графіків за тиском, рівнем і температурою та кнопку відкриття журналу повідомлень, що реєструє всі зміни в системі (рисунок 3.9).

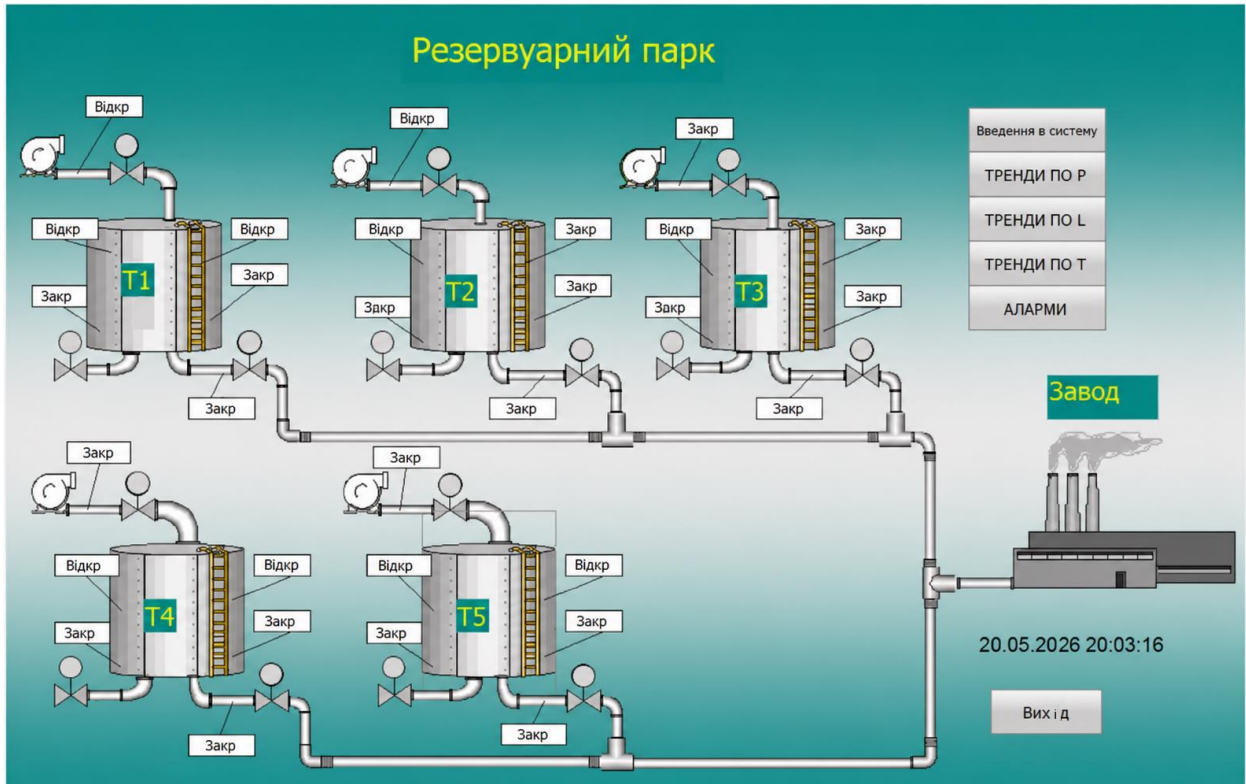


Рисунок 3.8 – Стартовий екран системи візуалізації

Стартовий екран є основним екраном системи, на якому відображається поточний стан об'єкта. На схемі представлені: показання датчиків температури; показання датчиків тиску розрідження в резервуарі; показання датчиків тиску на вході до резервуара; показання датчиків тиску на виході з резервуара; показання датчиків рівня нафти; показання датчиків рівня підтоварної води.

У програмному забезпеченні системи візуалізації передбачено захист від несанкціонованого доступу до функцій (рисунок 3.9), що впливають на працездатність обладнання. Для отримання доступу до функцій управління

користувач повинен зареєструватися в системі за допомогою кнопки «Вхід у систему» з введенням логіна та пароля. Після автентифікації у правому верхньому куті головного вікна відображається назва групи користувача. У проекті реалізовано дві групи користувачів: «оператор» з паролем 111111 та «кіповець» з паролем 222222. Управління механізмами доступне лише після реєстрації в системі (рисунк 3.10).

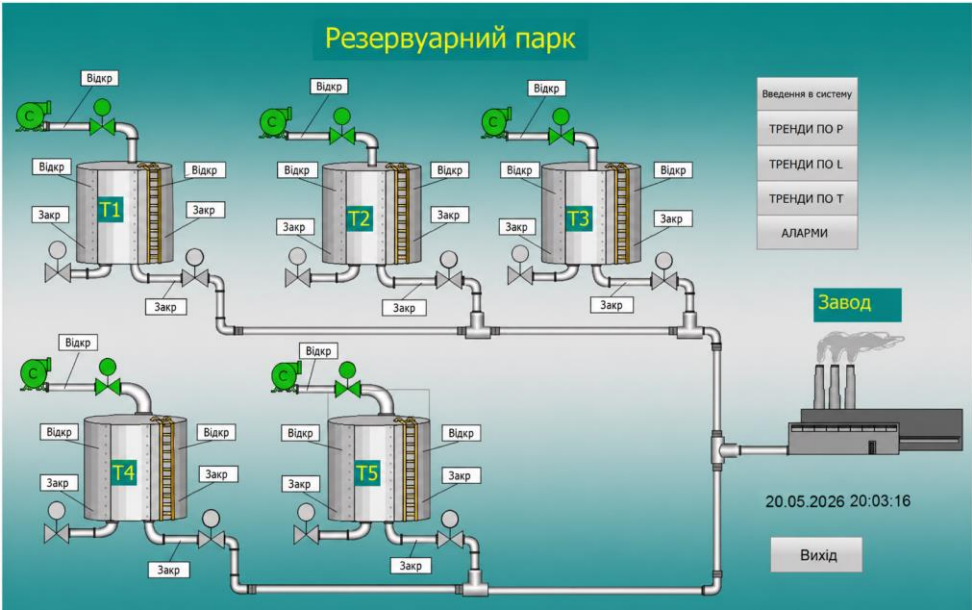


Рисунок 3.9 – Режим незареєстрованого користувача

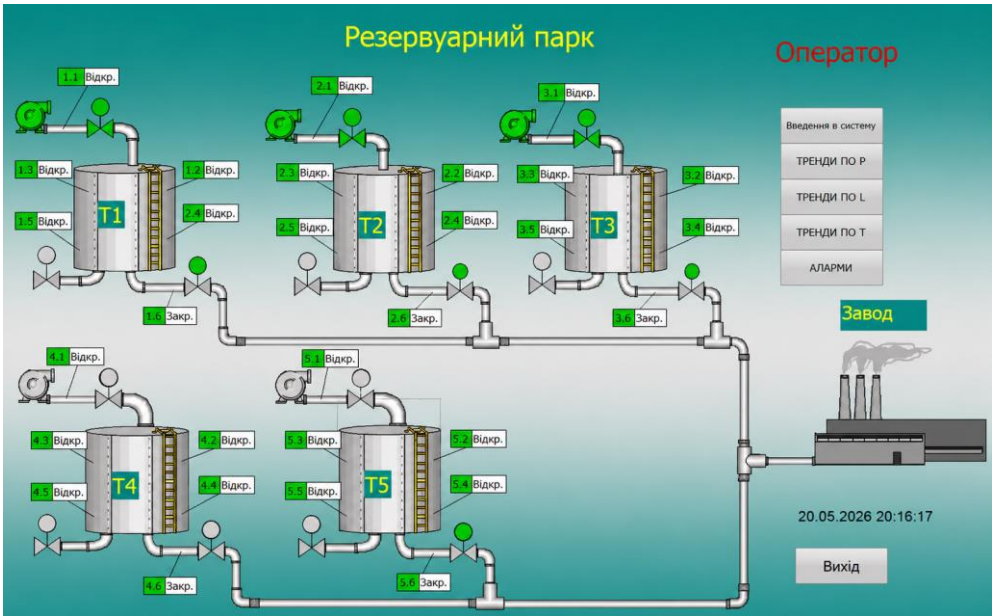


Рисунок 3.10 – Схема для групи “Оператор”

Користувачу «Оператор» доступні функції управління механізмами, а також функції контролю та зміни основних технологічних параметрів. Користувачу «КВП» доступні функції управління механізмами та контролю основних параметрів, однак зміна параметрів для нього недоступна.

3.3 Індикація обладнання, виведення графіків параметрів та повідомлень в SCADA

Обладнання такі як насоси та засувки — відображаються на мнемосхемі у вигляді графічних елементів, стан яких позначається різними кольорами (рисунок 3.11).

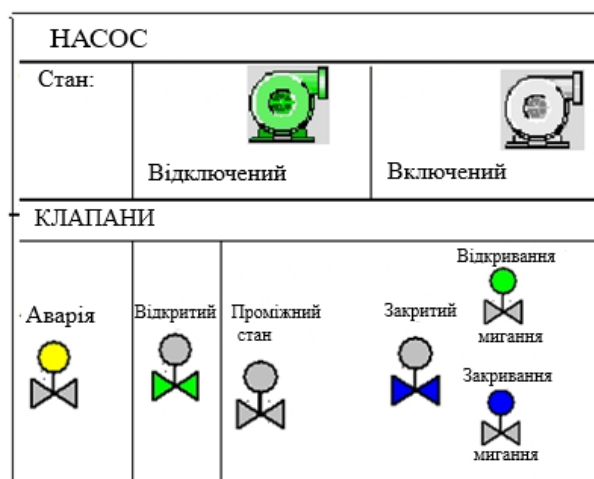


Рисунок 3.11 – Індикація стану обладнання

При натисканні на засувку з'являється вікно управління нею (рисунок 3.12).

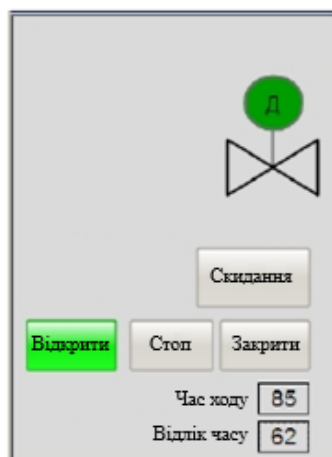


Рисунок 3.12 – Вікно керування засувкою

Якщо засувка не відкрилася за відведений час, діалогове вікно набуває відповідного вигляду з відображенням відмови виконання команди (рисунок 3.13).

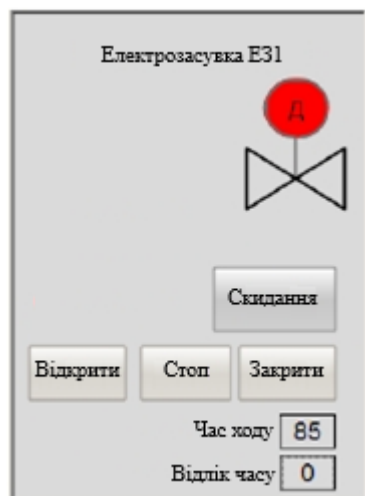


Рисунок 3.13 – Спливаюче вікно при відмові виконання.

Програма візуалізації здійснює автоматичний контроль виходу параметрів за встановлені технологічні та аварійні межі і при виявленні такого виходу виконує такі дії: кольорову сигналізацію в полі відображення параметра на мнемосхемі; сигналізацію блимаючим індикатором поряд із полем параметра; формування текстового повідомлення та його виведення до журналу повідомлень. Система візуалізації надає користувачам гнучке налаштування меж контролю для будь-якого параметра, що обробляється системою (рисунок 3.14).

ТТ	21,4	°C	- параметр в нормі
ТТ	21,4	°C	- вихід за технологічну межу
ТТ	21,4	°C	- вихід за аварійну межу
ТТ	21,4	°C	- датчик відключений

Рисунок 3.14– Сигналізація стану параметра кольорами.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

При натисканні на зображення резервуара відкривається вікно управління (рисунк 3.15), в якому можна задати необхідні параметри процесу та переглянути журнал тривог.

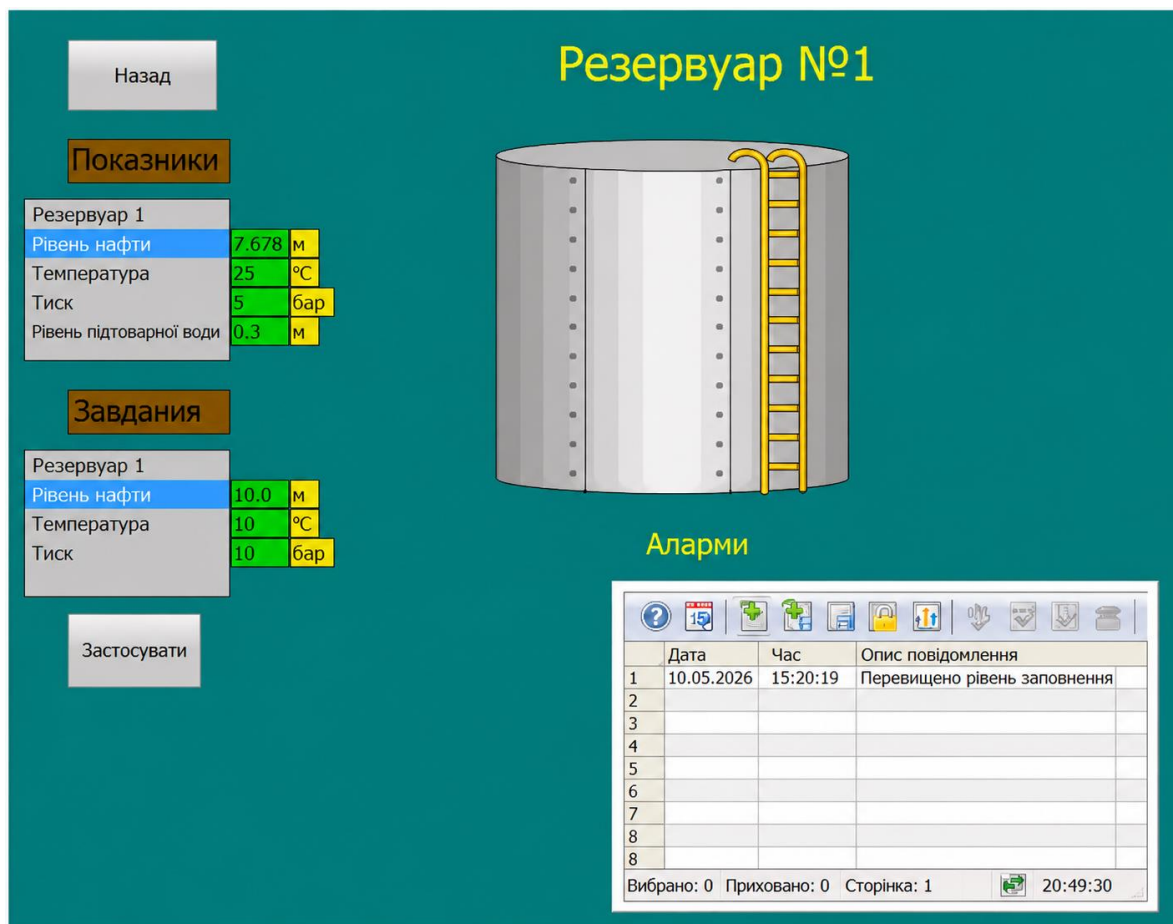


Рисунок 3.15 – Вікно керування резервуаром.

Для коригування уставок параметрів передбачено допоміжне поле введення значень, що застосовуються натисканням кнопки «Застосувати».

На основній мнемосхемі розміщено кнопки трендів, за допомогою яких можна відкрити екран перегляду графіків (рисунк 3.16) за параметрами: L — рівень (рисунк 3.17), Р — тиск (рисунк 3.18), Т — температура. Екран графіків містить кнопки для зупинки графіка, детального масштабування та зміщення діапазону перегляду. Глибина архівних трендів становить 365 днів, частота архівування — 2 секунди.

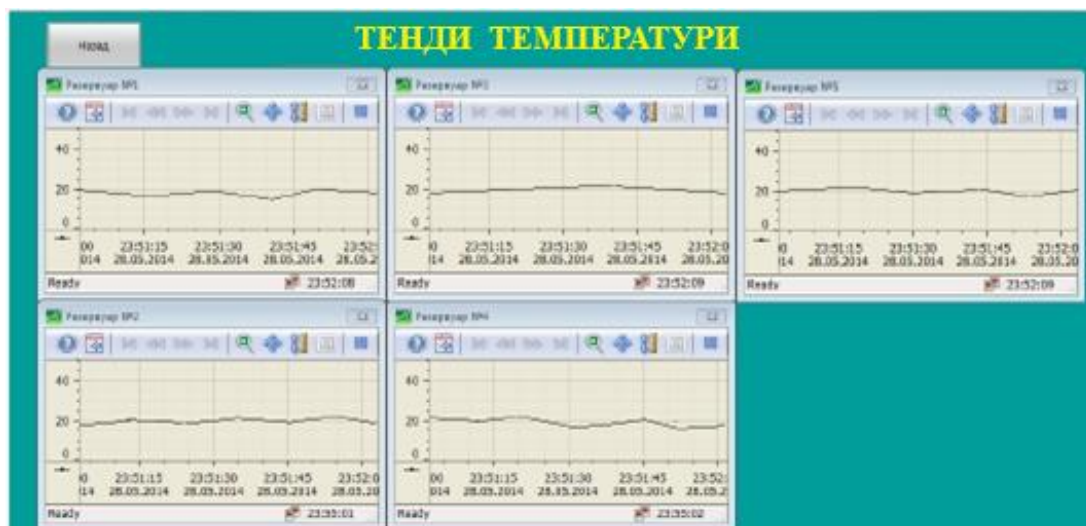


Рисунок 3.16 – Вікно відображення графіків температури

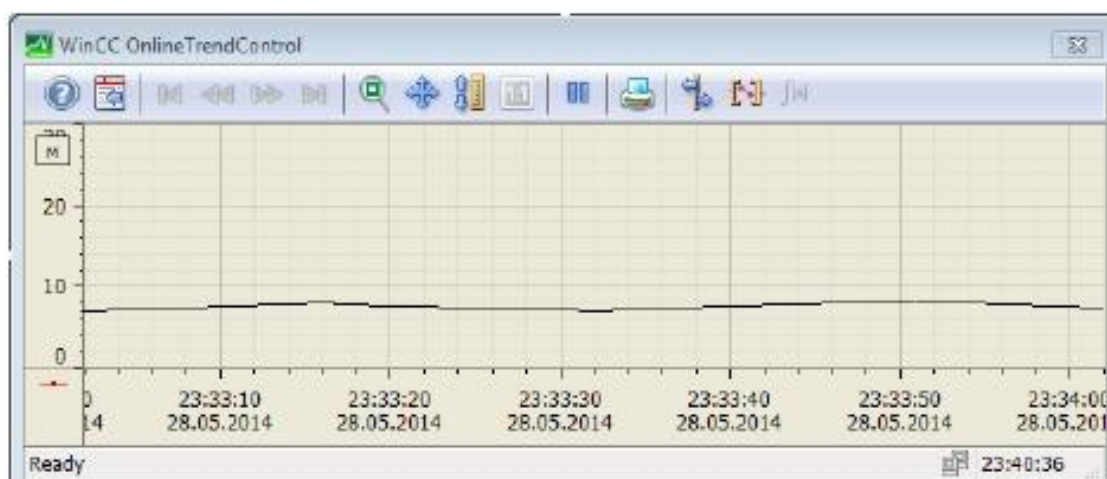


Рисунок 3.17 – Графік зміни рівня

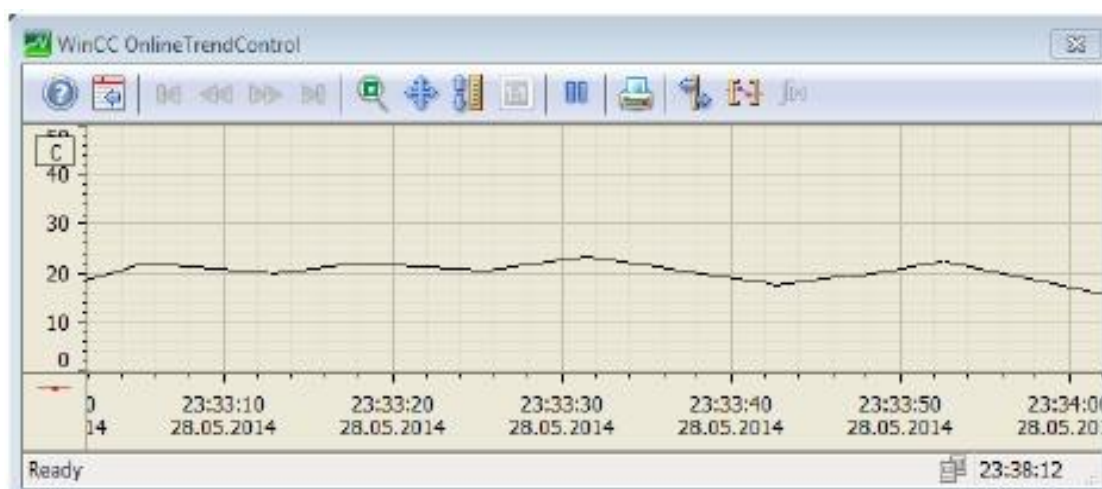


Рисунок 3.18 – Графік зміни тиску

Для виклику журналу повідомлень (рисунк 3.19) необхідно натиснути кнопку «Аларми». На головній схемі з'явиться спливаюче вікно журналу (3.20). До протоколу роботи системи автоматично заносяться відомості про такі події: зміна стану обладнання; вихід технологічних параметрів за технологічні або аварійні межі та повернення в допустимий діапазон. Дані протоколу зберігаються протягом 365 діб, після чого старі записи видаляються. На основі даних протоколу формується журнал тривоги.

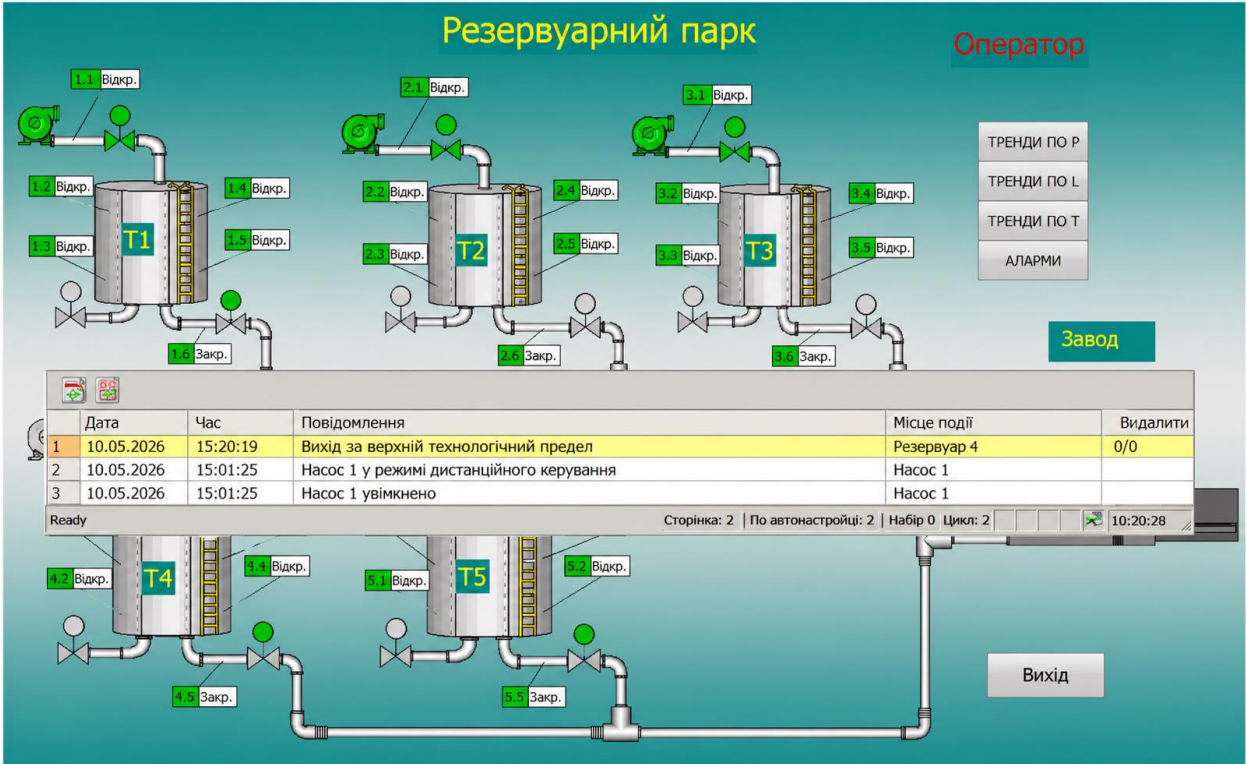


Рисунок 3.19 – Виклик журналу повідомлень.

Дата	Час	Повідомлення	Місце події	Межа
18.10.14	15.24.19	Вихід за верхній технологічний рівень	Резервуар 4	50.0
18.18.13	15.01.25	Насос 1 в режимі ДИСТАНЦІЯ	Насос 1	
18.18.14	15.01.25	Насос 1 увімкнено	Насос 1	
Очікує: 3		Непідтверджено: 1	Приховано: 0	Список: 3
Готово		15:25:19		

Рисунок 3.20 – Журнал повідомлень

Журнал призначений для виведення оператору текстових повідомлень про нові тривоги, щоб він міг оцінити зміну ситуації на об'єкті та підтвердити

тривогу. Факт підтвердження фіксується в протоколі. Вікно журналу зазвичай порожнє, і лише при появі тривоги повідомлення виводиться в першому рядку. Кожна нова тривога з'являється у верхньому рядку, зміщуючи попередні повідомлення вниз. Одночасно на відповідному технологічному параметрі активується світлова сигналізація. Тривожне повідомлення та блимаюча індикація не зникають доти, доки оператор не підтвердить їх. Для підтвердження необхідно клацнути по рядку повідомлення у вікні й натиснути кнопку підтвердження у верхньому лівому куті.

Важливість тривожного повідомлення, а також його стан позначаються в журналі кольором фону та тексту рядків (рисунк 3.21). За категоріями важливості події поділяються на чотири типи. Події формуються при зміні статусів механізмів — засувки і насосів. Попередження формуються при виході параметра за технологічні межі — верхню або нижню. Аварії формуються при виході параметра за аварійні межі. Збої формуються за сигналами відмови управління механізмами.

За станом тривоги розрізняють такі стани. «Прийшло» — тривога сформована системою і ще не підтверджена оператором. «Підтверджено» — тривога діє, але підтверджена оператором. «Пішло» — умова формування тривоги зникла, тривогу знято системою. «Прийшло/пішло» — тривога з'явилася й зникла без підтвердження оператором; така ситуація можлива при короткочасній тривозі або за відсутності реакції оператора.

	Аварія	Попередження	Збій	Подія
Прийшло	Бордовий / Рожевий	Синій / Жовтий	Чорний / Блакитний	Фіолетовий / Білий
Пішло	Бордовий / Сірий	Синій / Сірий	Чорний / Сірий	Фіолетовий / Сірий
Підтверджено	Бордовий / Білий	Синій / Білий	Чорний / Білий	Фіолетовий / Зелений

Рисунок 3.21 – Текст і фон відображення тривожних повідомлень

Програмне забезпечення системи візуалізації на комп'ютері оператора чутливе до раптових зникнень живлення. Тому коректна зупинка системи є

обов'язковою. У разі зникнення живлення система ще деякий час продовжує роботу за рахунок джерела безперебійного живлення, яке починає видавати переривчасті звукові сигнали. Для коректного завершення роботи системи візуалізації при появі звукового сигналу необхідно вимкнути комп'ютер оператора, натиснувши кнопку «Вихід», після чого в системі Windows виконати команду Start / Shut Down.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі було розроблено автоматизовану систему управління резервуарним парком. Розглянуто призначення та принципи функціонування резервуарного парку, проаналізовано явища малих і великих дихань резервуарів, досліджено проблему парафіноутворення, а також вивчено питання вибухонебезпечності об'єкта та вимоги до інтегральних рівнів безпеки SIL відповідно до стандартів МЕК 61508/61511.

Розроблено структурну схему систем автоматики резервуарного парку, що включає чотири підсистеми: протиаварійного захисту (ПАЗ), автоматизованого управління технологічним процесом (АСУ ТП), автоматичного виявлення газу та виявлення пожежі з системою пожежогасіння.

Розроблено функціональну схему АСУ ТП резервуарного парку, що визначає структуру та функціональні зв'язки між технологічним процесом і засобами контролю та управління. Схема охоплює контроль рівня нафти і підтоварної води, температури, вхідного та вихідного тиску для кожного з п'яти резервуарів.

Обґрунтовано вибір програмованого логічного контролера Siemens S7-400F, який відповідає вимогам стандарту МЕК 61508, забезпечує виконання як стандартних задач автоматизації, так і функцій протиаварійного захисту, та підтримує необхідні протоколи зв'язку з верхнім рівнем управління.

Розроблено програмне забезпечення для контролю та управління резервуарним парком у середовищі Simatic Manager Step 7. Програма складається з головного організаційного блока OB1 та чотирьох функцій: FC1 — зчитування аналогових сигналів, FC2 — управління температурою, FC3 — управління рівнем підтоварної води, FC4 — управління рівнем нафти.

Розроблено SCADA-систему на базі Siemens WinCC, що забезпечує візуалізацію технологічного процесу, дистанційне управління обладнанням,

					ДП.АКИТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

архівування параметрів і трендів із глибиною зберігання 365 діб, а також систему сигналізації з кольоровим кодуванням тривожних повідомлень за категоріями: аварія, попередження, збій і подія.

Впровадження розробленої системи дозволяє скоротити участь людини в управлінні технологічним процесом, підвищити точність підтримання параметрів, знизити ризик виникнення аварійних ситуацій та забезпечити надійну цілодобову роботу резервуарного парку.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко В. С. Трубопровідний транспорт нафти і газу / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. — Київ : Реал-Принт, 2004. — 376 с.
2. Ференц Н. С. Аналіз аварійних ситуацій і аварій в резервуарних парках складів нафти та нафтопродуктів / Н. С. Ференц, С. В. Вовк, О. В. Міллер // Пожежна безпека. — 2017. — № 31. — С. 125–129. — Режим доступу: <https://journal.ldubgd.edu.ua/index.php/PB/article/view/116>. — Дата звернення: 10.04.2025.
3. Myers P. E. Aboveground Storage Tanks: A Guide to Design and Operation Using API 650 and 653 / P. E. Myers. — 2nd ed. — New York : McGraw-Hill, 2021. — 480 p.
4. Crowl D. A. Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications / D. A. Crowl, J. F. Louvar. — 4th ed. — New Jersey : Pearson, 2019. — 688 p.
5. Guyer J. P. An Introduction to Petroleum Fuel Storage Tanks / J. P. Guyer. — New York : Continuing Education and Development Engineering, 2019. — 98 p.
6. McRae J. A. Surface Process, Transportation, and Storage / J. A. McRae, C. Khandekar. — Oxford : Elsevier, 2023. — 420 p.
7. API Standard 650. Welded Tanks for Oil Storage [Електронний ресурс]. — 13th ed. — Washington : American Petroleum Institute, 2020. — Режим доступу: <https://www.api.org>. — Дата звернення: 05.04.2025.
8. API Standard 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction [Електронний ресурс]. — 6th ed. — Washington : American Petroleum Institute, 2022. — Режим доступу: <https://www.api.org>. — Дата звернення: 05.04.2025.
9. API Recommended Practice 2021. Management of Atmospheric Storage Tank Fires [Електронний ресурс]. — 4th ed., reaffirmed. — Washington : American Petroleum Institute, 2020. — Режим доступу: <https://www.api.org>. — Дата звернення: 06.04.2025.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

10. Agrawal S. S. Tank Farm Management / S. S. Agrawal // ASTM Manual MNL58: Petroleum Refining and Natural Gas Processing. — West Conshohocken : ASTM International, 2013. — P. 345–380.

11. Hadžihafizović D. Storage Tank: Construction, Inspection and Tank Gauging System / D. Hadžihafizović. Sarajevo : University of Sarajevo, 2023. — 186 p.

12. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа [Електронний ресурс]. — Київ : Держбуд України, 1994, зі змінами 2021. — Режим доступу: <https://profidom.com.ua>. — Дата звернення: 11.04.2025.

13. ДСТУ EN 60079-10-1:2017. Вибухонебезпечні середовища. Частина 10-1. Класифікація зон. Вибухонебезпечні газові середовища. — Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2017. — 64 с.

14. ДСТУ ІЕС 61508-1:2014. Функціональна безпека систем електричних, електронних, програмованих електронних, пов'язаних з безпекою. Частина 1. Загальні вимоги. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2014. — 98 с.

15. ДСТУ ІЕС 61511-1:2018. Функціональна безпека. Системи безпеки з використанням приладів для галузі промисловості з неперервними технологічними процесами. Частина 1. Загальні вимоги. — Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2018. — 120 с.

16. ДСТУ ГОСТ 19.701:2006. Єдина система програмної документації. Схеми алгоритмів, програм, даних і систем. Умовні позначення та правила виконання. — Київ : Держспоживстандарт України, 2006. — 24 с.

17. Державні будівельні норми України. ДБН В.2.5-74:2013. Установки пожежогасіння та пожежної сигналізації. Проектування та монтаж. — Київ : Мінрегіон України, 2014. — 110 с.

18. Gruhn P. Safety Instrumented Systems: Design, Analysis, and Justification / P. Gruhn, H. Cheddie. — 3rd ed. — Research Triangle Park : ISA, 2019. — 380 p.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

19. IEC 61511-1:2016+AMD1:2017. Functional Safety — Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. Part 1: Framework, Definitions, System, Hardware and Application Programming Requirements [Електронний ресурс]. — Geneva : IEC, 2017. — Режим доступу: <https://webstore.iec.ch>. — Дата звернення: 06.04.2025.

20. IEC 61508-2:2010. Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems. Part 2: Requirements for Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems [Електронний ресурс]. — Geneva : IEC, 2010. — Режим доступу: <https://webstore.iec.ch>. — Дата звернення: 06.04.2025.

21. Hollnagel E. Safety-I and Safety-II: The Past and Future of Safety Management / E. Hollnagel. — 2nd ed. — Boca Raton : CRC Press, 2022. — 200 p

22. Smith D. J. The Safety Critical Systems Handbook: A Straightforward Guide to Functional Safety: IEC 61508 (2010 Edition), IEC 61511 (2015 Edition) and Related Guidance / D. J. Smith. 5th ed. — Oxford : Elsevier, 2020. — 360 p.

23. Goble W. M. Safety Instrumented System Design: Techniques and Design Verification / W. M. Goble, H. Cheddie. — 2nd ed. — Research Triangle Park : ISA, 2021. — 412 p.

24. Лукінюк М. В. Автоматизація типових технологічних процесів: технологічні об'єкти керування та їх моделі / М. В. Лукінюк. — Київ : НТУУ «КПІ», 2008. — 236 с.

25. Kadhim A. A. A Smart PLC-SCADA Framework for Monitoring Petroleum Products Terminals in Industry 4.0 via Machine Learning / A. A. Kadhim // Measurement and Control. — 2022. — Vol. 55, № 7–8. — P. 512–524. — DOI: 10.1177/00202940221103305.

26. Петров І. В. Програмовані контролери. Стандартні мови і прийоми прикладного проектування / І. В. Петров. — Київ : Юніор, 2006. — 256 с.

27. Bolton W. Programmable Logic Controllers / W. Bolton. — 5th ed. — Oxford : Newnes, 2009. — 400 p.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

28. Stenerson J. Fundamentals of Programmable Logic Controllers, Sensors, and Communications / J. Stenerson. — 3rd ed. — New Jersey : Prentice Hall, 2004. — 448 p.

29. Hughes T. A. Programmable Controllers / T. A. Hughes. — 4th ed. — Research Triangle Park : ISA, 2005. — 304 p.

30. Hussain R. F. IoT for Smart Operations in the Oil and Gas Industry / R. F. Hussain, M. A. Salehi. — Oxford : Elsevier, 2023. — 310 p.

31. Ладієва Л. Р. Автоматизація технологічних процесів і виробництв / Л. Р. Ладієва. — Київ : Ліра-К, 2015. — 264 с.

32. Бабіченко А. К. Промислові засоби автоматизації / А. К. Бабіченко, В. І. Тошинський, В. С. Михайлов. — Харків : НТУ «ХПІ», 2003. — 468 с.

33. Журнал «Автоматизація технологічних і бізнес-процесів». Вибір засобів автоматизації для вибухонебезпечних виробництв [Електронний ресурс]. — 2019. — № 3. — С. 14–22. — Режим доступу: <https://atbp.onaft.edu.ua>. — Дата звернення: 20.03.2025.

34. HIMA Paul Hildebrandt GmbH. HIMatrix Safety Controllers. Technical Documentation [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://www.hima.com>. — Дата звернення: 17.03.2025.

35. HIMatrix F35. HIMA Safety-Related Controller. Режим доступу: https://www.dcsmodule.com/contact-us_d2

36. Siemens AG. SIMATIC S7-400 Programmable Controller. Hardware and Installation Manual [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://support.industry.siemens.com>. — Дата звернення: 10.03.2025.

37. PILZ GmbH & Co. KG. PNOZmulti 2 Safety Relay. Operating Manual [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://www.pilz.com>. — Дата звернення: 17.03.2025.

38. SIMATIC S7-400. Режим доступу: <https://www.siemens.com/uk-ua/products/simatic/s7-400/>

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

39. VEGA Grieshaber KG. VEGABAR 81 Operating Instructions [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://www.vega.com>. — Дата звернення: 15.03.2025.

40. Emerson. Метран-5220. Технічний опис та інструкція з експлуатації [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://www.emerson.com/ru-ru/automation/metran>. — Дата звернення: 16.03.2025.

41. Siemens AG. SITRANS Probe LR Operating Instructions [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://www.siemens.com>. — Дата звернення: 15.03.2026.

42. Siemens AG. STEP 7 Programming with SIMATIC. User Manual [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://support.industry.siemens.com>. — Дата звернення: 14.03.2026.

43. Siemens AG. SIMATIC WinCC V7.0 SP3 System Manual [Електронний ресурс]. — Режим доступу: <https://support.industry.siemens.com>. — Дата звернення: 12.03.2026.

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТКИ

					ДП.АКІТ.11560250.00.00.000 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		