

Хмельницький національний університет  
Факультет інформаційних технологій  
Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій та  
робототехніки

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

бакалавр

Освітній рівень

Автоматизована групова замірна установка

Назва теми

КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ

Галузь знань 15 «Автоматизація та приладобудування»

Шифр, назва

Спеціальність 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

Шифр, назва

Освітня програма «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

Назва

Виконав:

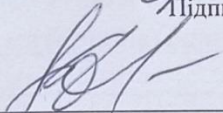
студент IV курсу, група АКІТ-21-1

  
Підпис

Тетяна СТРУНЬ

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

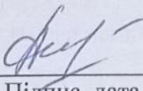
Керівник

  
Підпис, дата

Юрій ФОРКУН

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

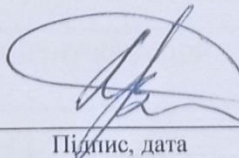
Нормоконтролер

  
Підпис, дата

Людмила КОРЕЦЬКА

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

До захисту допускаю:  
зав. кафедри автоматизації  
та комп'ютерно-інтегрованих  
технологій та робототехніки

  
Підпис, дата

Валерій МАРТИНЮК

Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

« 17 » червня 2025 р.

Хмельницький 2025

# ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інформаційних технологій

Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 15 – Автоматизація та приладобудування

Спеціальність 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Освітня програма Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри АКИТтаР

Валерій МАРТИНЮК

07 лютого 2025р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Струнь Тетяні Миколаївні

Прізвище, ім'я, по батькові студента

1 Тема роботи Автоматизована групова замірна установка

Керівник роботи канд.техн.наук., доцент Юрій ФОРКУН

Прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, учене звання

Затверджено наказом ректора університету від 07.02.2025 р. №23

2 Строк подання студентом роботи на кафедру 02.06.2025р.

3 Вихідні дані до роботи Завдання на кваліфікаційну роботу

4 Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ. Огляд методів розв'язання поставленої задачі. Розробка схемотехнічних рішень. Розробка алгоритму роботи програмного забезпечення. Висновки

5 Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслень)  
презентаційні матеріали (слайди)

6 Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

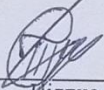
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Антиплагіат	Федула М.В., доцент кафедри АКИТтаР		
Нормоконтроль	Корецька Л.О., доцент кафедри АКИТтаР		

7 Дата видачі завдання 07 лютого 2025р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

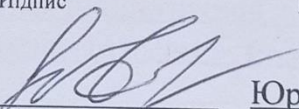
Назва розділу кваліфікаційної роботи	Строк виконання	Примітка
1 Вибір та затвердження теми кваліфікаційної роботи; розробка завдання на кваліфікаційну роботу; складання календарного графіка виконання кваліфікаційної роботи	01.03.2025	Виконано
2 Вивчення предметної області, в якій планується використання системи автоматизації; аналіз вимог до системи автоматизації	15.03.2025	Виконано
3 Проектування та розробка загальної архітектури і структури системи автоматизації, інтерфейсу користувача; вибір засобів реалізації системи автоматизації	29.03.2025	Виконано
4 Програмна реалізація та тестування системи автоматизації	12.04.2025	Виконано
5 Написання тексту пояснювальної записки та розробка графічних матеріалів	19.04.2025	Виконано
6 Остаточне коригування кваліфікаційної роботи з урахуванням зауважень керівника; оформлення кваліфікаційної роботи як документа відповідно до вимог	11.04.2025	Виконано
7 Отримання супровідних документів (відгуку керівника, рецензії, довідки про перевірку на плагіат); нормоконтроль	30.05.2025	Виконано
8 Підготовка до захисту та захист кваліфікаційної роботи	03.06.2025	Виконано

Студент

  
 Підпис

Тетяна СТРУНЬ  
 Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Керівник кваліфікаційної роботи

  
 Підпис

Юрій ФОРКУН  
 Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

## АНОТАЦІЯ

Тема кваліфікаційної роботи: «Автоматизована групова замірна установка».

Автор роботи: Тетяна СТРУНЬ

Керівник роботи: Юрій ФОРКУН

Пояснювальна записка: 64 с., 21 рис., 12 табл., — дод., 40 джерел.

Графічна частина: 8 презентаційних слайдів.

СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ, ВИМІРЮВАННЯ, МІКРОКОНТРОЛЕРНА СИСТЕМА, БЛОК-СХЕМА АЛГОРИТМУ.

Метою роботи є розробка автоматизованої групової замірної установки.

У роботі було спроектовано автоматизовану групову замірну установку, що дозволяє автоматизувати проведення вимірювання багатьох параметрів і одному пристрої. Було розглянуто декілька випадків реалізації аналогічних пристроїв, таким чином можна говорити про значну універсальність спроектованого устаткування.

Використання в роботі мікроконтролера та сучасної елементної бази дає підстави вважати, що спроектована установка знайде широке застосування.

Наведено розробку схем електричної структурної та електричної принципової. Обґрунтовано вибір елементів схеми. Розроблено алгоритм роботи пристрою що реалізує логіку роботи замірного устаткування.

Підпис студента

Дата

17.06.25

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	4
1 ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ .....	6
1.1 Призначення і цілі створення АСУ ТП.....	6
1.2 Вимоги до системи.....	8
1.3 Вимоги до технічного забезпечення .....	10
1.4 Вимоги до метрологічного забезпечення.....	11
1.5 Вимоги до інформаційного забезпечення .....	13
1.6 Вимоги по стандартизації і уніфікації.....	14
1.7 Вимоги до функцій системи.....	15
1.8 Вимоги до математичного забезпечення системи .....	17
1.9 Вимоги до програмного забезпечення системи.....	17
1.10 Висновки до першого розділу.....	18
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	20
2.1 Опис технологічного процесу .....	20
2.2 Обґрунтування потреби модернізації групового вимірювального устаткування .....	20
2.3 Розробка схеми інформаційних потоків .....	24
2.4 Вибір обладнання реалізації АС.....	24
2.4.1 Вибір контролерного обладнання.....	24
2.4.2 Вибір датчиків.....	30
2.4.3 Датчик витрати нафти.....	34
2.4.4 Датчик витрати газу .....	39
2.4.5 Датчик рівня .....	42

КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ								
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Автоматизована групова замірна установка Пояснювальна записка	Літ.	Лист	Листів
Розроб.		Струнь Т.М.				2		
Перевір.		Форкун Ю.В.						
Н. Контр.		Корецька Л.О.						
Затв.		Мартинюк В.В.						
<b>ХНУ, АКІТ-21-1</b>								

2.4.6 Вибір виконавчого пристрою .....	44
2.4.7 Газосигналізатор .....	45
2.5 Розробка схеми зовнішніх проводок .....	48
2.6 Висновки до другого розділу .....	49
3 РОЗРОБКА АЛГОРИТМІВ УПРАВЛІННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЮ ЗАМІРНОЮ УСТАНОВКОЮ .....	51
3.1 Алгоритм збору даних вимірювань .....	52
3.2 Розробка екранних форм.....	56
3.3 Висновки до третього розділу .....	59
ВИСНОВКИ.....	60
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	62

## ВСТУП

Автоматизація технологічних процесів суттєво впливає на якість продукції, що виробляється нафтовими підприємствами, підвищує продуктивність праці, дозволяє економніше використовувати наявні ресурси без втрати продуктивності.

Автоматизація є перспективним напрямком розвитку, оскільки вона може звільнити людей від багатьох операцій, які раніше доводилося виконувати вручну.

Сучасні комплекси автоматизації дозволяють в режимі реального часу контролювати технологічні процеси з мінімальною кількістю персоналу. Крім того, існують повністю автоматичні системи, які можуть працювати без контролю людини протягом тривалого часу.

Спочатку автоматизація застосовувалася лише до окремих операцій, але з розвитком багатьох галузей поняття автоматизації виникло та поширилося на основні та допоміжні процеси технологічного виробництва.

Сьогодні системи автоматизації дозволяють істотно покращити техніко-економічні показники, вирішуючи динамічні виробничі завдання шляхом автоматичного перенастроювання параметрів обладнання під час роботи.

Концепція сучасного ринку видобутку нафти і газу змушує нас постійно шукати шляхи підвищення рентабельності видобутку. В даний час без групового вимірювального устаткування (ГВУ) не обійтися жодному підприємству нафтовидобувної галузі.

Метою є модернізація системи автоматичного диспетчерського керування груповими приладами обліку з досягненням автоматичного вимірювання дебітів свердловин.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			4

Завданнями роботи є:

- провести аналіз існуючих методів і засобів автоматичного диспетчерського керування груповими приладами обліку (ГВУ) на нафтогазовидобувних підприємствах та визначити їхні переваги й недоліки;
- розробити функціональні вимоги до модернізованої системи автоматичного диспетчерського керування ГВУ із забезпеченням автоматичного вимірювання дебіту свердловин у реальному часі;
- вибрати та обґрунтувати комплектацію апаратного забезпечення (ПЛК, датчики тиску, витрати, рівня, газосигналізатори, виконавчі механізми) для реалізації перетворення і передачі сигналів від свердловин до диспетчерської;
- розробити алгоритми збору, обробки та архівування вимірювальних даних із свердловин, реалізовані на рівні ПЛК та SCADA, із застосуванням методів масштабування, лінеаризації та фільтрації сигналів;
- спроектувати та реалізувати користувацький інтерфейс оператора (екранні форми, мнемосхеми, система тривожних повідомлень) у SCADA-системі для дистанційного моніторингу та керування ГВУ.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			5

# 1 ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

## 1.1 Призначення і цілі створення АСУ ТП

У цьому технічному завданні описані завдання для модернізації та автоматизації системи диспетчерського керування груповим вимірювальним устаткуванням (ГВУ).

Автоматизовані системи управління технологічними процесами (АСУТП) призначені для виконання функцій автоматичного керування будь-яким технологічним процесом і зупинки виробничого процесу у разі загрози аварії на основі заданих алгоритмів.

Призначення АСУ ТП ГВУ:

- вимірювання витрат видобутої нафти і газу;
- можливість автоматичного перемикання свердловин для вимірювання;
- можливість моніторингу даних на пульті диспетчера.

Цілі та завдання автоматизації бензобаз і бензовозів:

- підвищення точності бухгалтерського обліку;
- зменшити втрати при виділенні палива;
- зменшити втрати палива під час забору;
- зменшити вплив людського фактору на точність обліку;
- скоротити час транспортування палива від оформлення документів до завантаження в автоцистерни;
- удосконалення процесів документування на нафтобазах;
- покращення загальних процесів документообігу в мережі резервуарних парків;

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			6



Функції комп'ютерних систем управління:

- управління процесом транспортування нафтопродуктів через автоматизовані навантажувально-розвантажувальні станції;
- управління процесом розвантаження нафтопродуктів на пунктах розвантаження нафти і газу;
- обробляє інформацію від систем вимірювання рівня резервуарів.

Об'єм, отриманий через витратомір, регулюється до 15°C за допомогою пристрою корекції температури, щоб об'єм нафтопродукту досяг 15°C. TVC обробляє інформацію від системи вимірювання рівня в резервуарі.

Для кожної операції формується журнал відпусток. Журнал відпусток містить: номер ТТН, номер стояка, вид нафтопродукту, фактичний скид (л), поточна температура і щільність, лічильник нафтопродукту.

Управління технічними засобами наливних стояків здійснюється за допомогою контролерів управління (КУ) і схем релейної автоматики.

Для керування технологічним обладнанням очисних споруд використовуються схеми автоматики керування (КУ) та релейної автоматики [1-5].

## 1.2 Вимоги до системи

До складу ГВУ входять наступні компоненти:

- блок модернізації технічної частини ГВУ;
- автоматична система керування процесом АГЗП.

Модернізовані модулі технічної частини ГВУ повинні були забезпечити можливість розміщення датчиків і виконавчих механізмів САУ ГВУ, а також повинні були забезпечити безпеку технологічних процесів.

АСУ ТП ГВУ слід розділити на три рівні:

- нижній (польовий) рівень первинний рівень перетворення інформації про техпроцес;

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	8
		№ докум.	Підпис			

- контролер;
- верхній рівень (диспетчеризація) це рівень, на якому інформація збирається, обробляється, візуалізується та архівується. Рівень розвитку керуючих впливів і рівень виконання операторських команд.

Така трирівнева система дозволяє передавати дані на рівень контролера, тобто на рівень точки збору інформації віддаленої механічної системи, або, наприклад, на сервер бази даних компанії.

Вимоги до роботи системи залежать від високого рівня надійності. АСУ має бути ремонтпридатною, ремонтпридатною, універсальною та модульною системою. Система повинна працювати в режимі реального часу безперервно 24/7. САУ може працювати в одному з режимів:

- автоматика (з панелі оператора),
- автоматичний,
- вручну (локально), тобто з локального пульта управління, з локальних кнопок під час пусконаладжувальних або ремонтних робіт.

Стандартний режим роботи САУ ТП автоматичний. У цьому режимі управління приводом здійснюється за програмою та алгоритмом керування. У цьому режимі блокується керування приводом за допомогою кнопок і команд оператора.

В автоматичному режимі оператор повинен мати можливість дистанційно керувати приводом і змінювати параметри автоматичного керування. Згенеровано за допомогою алгоритму. Такий підхід дозволяє уникнути одночасної подачі суперечливих керуючих сигналів на виконавчий механізм, а також усуває можливість помилкових дій оператора в аварійній ситуації [6-10].



Правила технічного обслуговування будь-якого технічного обладнання, що використовується в цій системі, повинні бути викладені в паспорті цього технічного обладнання.

Черговий персонал організовує щотижневий технічний огляд компонентів системи, в тому числі:

- зовнішній огляд,
- контроль продуктивності,
- усунення несправностей.

Необхідно проводити регулярне технічне обслуговування всього використовуваного технічного обладнання. Періодичність цього технічного обслуговування встановлюється відповідно до вимог, зазначених виробником у технічній документації, але не рідше одного разу на рік.

Якщо будь-яке технічне обладнання повертається до нормальної роботи, це повинно здійснюватися відповідно до вимог і інструкцій розробника та ремонтної документації. Після закінчення ремонтних робіт відремонтоване технічне обладнання підлягає випробуванню.

У разі введення технічного засобу в експлуатацію необхідно зробити резервну копію програмного забезпечення (ПЗ) і даних, що обробляються обладнанням.

На гарантійний термін до системи повинен бути наданий комплект запчастин.

#### 1.4 Вимоги до метрологічного забезпечення

Метрологічне забезпечення повинно відповідати вимогам законів України, державних стандартів і метрологічних правил.

Метрологічне забезпечення повинно відповідати вимогам стандартів «Метрологічне забезпечення систем вимірювань. Основні положення» та

«Вимірювання кількості нафти та нафтового газу, видобутих із землі. Загальні метрологічні та технічні вимоги» [12, 13].

Засоби вимірювання, що входять до складу системи АСУ ТП, повинні мати сертифікат, що підтверджує тип засобу вимірювання, його опис і метод перевірки засобу вимірювання.

Для калібрування вимірювальних каналів у специфікації приладу має бути включено спеціальне програмне та апаратне забезпечення.

Числові значення контрольних параметрів (процесу, технологічного обладнання) повинні бути виражені згідно з «Національна система забезпечення єдності вимірювань. Одиниці величин» [14].

Розроблена комплексна система повинна забезпечувати комплексну поелементну перевірку або калібрування.

Усі методи вимірювання, які використовуються у сфері державного метрологічного управління та нагляду, мають бути сертифіковані.

При калібруванні каналу СКУД необхідно забезпечити доступ до всіх елементів системи, щоб можна було підключити пристрій зразка (калібратор)» [6].

Повинні бути доступні інструкції з калібрування вимірювального обладнання та його вимірювальних каналів.

Виробник вимірювального або контрольного модуля зобов'язаний вказати метрологічні характеристики в документації на апаратно-програмне забезпечення. Технічний регламент визначає норми значень похибок вимірювального каналу, які повинні бути перевищені.

Діапазон вимірювання та задана похибка є вирішальними при виборі модуля/датчика та постачальника.

Для всього обладнання, яке безпосередньо бере участь у процесі вимірювання будь-якого параметра, повинні бути забезпечені умови експлуатації, зазначені виробником.

Вимірювальні канали системи можна використовувати лише для контролю параметрів після калібрування в робочому приміщенні. Калібрування вимірювальних каналів ІС виконується згідно з процедурами, встановленими компанією.

### 1.5 Вимоги до інформаційного забезпечення

Інформаційне забезпечення з боку АСУ ТП ГВУ повинно бути достатнім для реалізації всіх функцій системи. Інформаційне забезпечення забезпечує такі категорії даних:

- завантажувальні модулі та текст програми,
- змінні значення, що надходять в систему від датчиків,
- усереднення/згладжування значень змінних за певний період часу,
- налаштувати алгоритм керування,
- інформація про прив'язку програмного забезпечення до об'єкта.

Щоб полегшити операторам обробку великих обсягів різноманітної інформації, інформаційне забезпечення повинно мати чітку структуру та ієрархічну організацію.

Стандартні робочі панелі:

- панель загального огляду - контролюйте весь технічний процес і за потреби отримуйте доступ до більш детальних панелей;
- мнемосхема — це графічне зображення процесу, де оператор може бачити весь алгоритм керування, засоби захисту, показання датчиків тощо;
- панель приладів - відображає показання 8-12 приладів;
- панель налаштувань - описує налаштування ГВУ;
- панель сигналізації - відображає сигнали попередження та раннього попередження в хронологічному порядку;
- панель архівів - відображає архівні записи.

Оператори можуть взаємодіяти з цими панелями за допомогою різних методів [18].

Оператори, які обслуговують систему, повинні мати прості та природні способи виклику та введення даних, наприклад:

- виберіть пункт/параметр у меню;
- виберіть елемент/параметр на екрані;
- введіть технічні параметри в спеціальне вікно/форму.

Усі дані, що мають відношення до роботи СКУД, повинні бути надійно захищені, тобто не знищуватися у разі збою живлення або виходу з ладу будь-якого модуля чи блоку системи.

Все інформаційне забезпечення роботи системи, а саме алгоритми вирішення задач, тексти програм тощо повинні зберігатися на дублюючих носіях інформації [15].

У таблиці 1.2 наведено приклади кодування сигналу.

Таблиця 1.2 - Кодування сигналу SCADA

Розшифровка кодування	Кодування
Тиск газу в колекторі	P_kol
Витрата однієї свердловини	R_fluid
Витрата однієї свердловини по газу	R_gaz
Сума витрати по газу	SumR_gaz
Сума витрати по рідині	SumR_fluid
Управління ДП	UPR_GP
Зчитування коду ПСМ	PSM_Code
Управління вентиляцією	UPR_V

## 1.6 Вимоги по стандартизації і уніфікації

Розроблена система повинна мати уніфіковані вхідні та вихідні сигнали, тобто бути універсальною.

В АСУТП ГВУ доступні такі сигнали:

- аналоговий вхід/вихід зі значенням струму 4-20 мА;
- дискретний вхід/вихід 24 В;
- послідовний інтерфейс передачі даних RS-485, що підтримує протокол передачі даних Modbus RTU або Profibus;
- інтерфейс Ethernet.

### 1.7 Вимоги до функцій системи

Перелік завдань АСУ та вимоги до якості їх виконання. Автоматичний збір і попередня обробка технічної інформації:

1. Автоматично стежити за станом процесу і видавати попереджувальні сигнали, коли показники процесу перевищують встановлені межі - будь-які дії оператора при використанні системи повинні бути захищені від різних помилок. Щоб уникнути аварій і надзвичайних ситуацій, система повинна виконувати операції відповідно до системної документації та не перевищувати встановлених обмежень. Система повинна враховувати рівень повноважень особи, яка здійснює управління, і ігнорувати дії, які не мають повноважень;

2. Контроль процесу в режимі реального часу тобто оператор повинен мати можливість бачити поточний стан датчика/параметра. Для аналогових датчиків період опитування потрібно вибирати індивідуально;

3. Подання інформації у формі, зручній для сприйняття та аналізу - В автоматизованому режимі на екран панелі оператора виводиться оперативна інформація про поточний стан обладнання та техпроцес. Оператори також можуть вручну запитувати інформацію в системі. Вся інформація представлена в мнемонічному, графічному та табличному вигляді;

4. Автоматично обробляти, реєструвати та зберігати вхідну виробничу інформацію;

5. Автоматичне формування звітів;

6. Контроль робочого стану обладнання АСУ, в тому числі вхідних і вихідних кіл польових пристроїв. Відмова будь-якого компонента в технології ACS не повинна призводити до зміни положення або стану приводу;

7. Автоматична передача даних на вищі ланки підприємства АСУ забезпечує формування та підготовку всіх необхідних даних в автоматизованому режимі та передає їх у локальну комп'ютерну мережу заводу за планом чи потребою;

8. Захисти інформації від несанкціонованого доступу.

Технічне оснащення пристрою повинно мати наступні функції:

– вимірювати якість сирової нафти в межах встановленої допустимої базової відносної похибки вимірювання;

– вимірювати масу сирової нафти без води та визначити допустиму основну відносну похибку вимірювання;

– вимірювати об'єм вільного нафтового газу в межах встановленої допустимої основної відносної похибки вимірювання;

– реєструвати та зберігати результати вимірювання кількості сирової нафти та параметрів кожної нафтової свердловини протягом щонайменше одного місяця;

– проводити облік часу роботи нафтових свердловин;

– забезпечувати передачу архівної інформації до інформаційних систем верхнього рівня;

– забезпечувати передачу поточних результатів вимірювань у верхню інформаційну систему;

– підтримувати температуру в технічних вузлах;

– контроль пожежної сигналізації;

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			16

- контроль рівня загазованості;
- можливість встановлення параметрів для кожної свердловини.

### 1.8 Вимоги до математичного забезпечення системи

Математичне забезпечення системи повинно забезпечувати реалізацію всіх перерахованих вище функцій. Для досягнення функцій попередньої обробки аналогових сигналів слід використовувати стандартні алгоритми, такі як масштабування, лінеаризація, згладжування, фільтрація та усереднення [8].

### 1.9 Вимоги до програмного забезпечення системи

До програмного забезпечення АС належать: системне програмне забезпечення (операційна система); інструментальне програмне забезпечення; загальне (базове) прикладне програмне забезпечення; спеціальне прикладне програмне забезпечення. Ця група функцій конфігурації, як правило, повинна включати:

- створення та підтримка бази даних конфігурації (dbk) на основі вхідних/вихідних сигналів;
- налаштувати алгоритми керування, регулювання та захисту за допомогою стандартних функціональних блоків;
- створення мнемосхем (відео кадрів) для візуалізації стану технологічних об'єктів;
- конфігурація файлів звітів (звітів, протоколів).

Інструменти для створення спеціалізованого прикладного програмного забезпечення повинні включати технології та мови програмування загального призначення, а також відповідні засоби розробки (компілятори, відладчики). Мова технічного програмування має відповідати стандарту ІЕС 61131-3. Базове прикладне програмне забезпечення має забезпечувати виконання

стандартних функцій відповідного рівня АС (зйомка, вимірювання, фільтрація, візуалізація, сигналізація, вирівнювання тощо). Спеціалізоване прикладне програмне забезпечення має забезпечувати виконання нестандартних функцій (спеціалізованих алгоритмів керування, обчислень тощо) відповідного рівня АС.

#### 1.10 Висновки до першого розділу

У першому розділі чітко окреслено призначення та цілі автоматизованої системи диспетчерського керування ГВУ — насамперед точне вимірювання дебіту нафти й газу, автоматичне перемикання свердловин і моніторинг у режимі реального часу. Для досягнення цих цілей визначено низку функціональних вимог: підвищення точності обліку, зменшення втрат палива, скорочення людського фактору та вдосконалення документообігу на базах і під час транспортування. Встановлено трирівневу архітектуру АСУ ТП ГВУ, що складається з польового рівня датчиків та виконавчих механізмів, рівня контролера та рівня диспетчеризації з візуалізацією, архівуванням і аналізом даних. Підкреслено вимоги до безперервної цілодобової роботи системи із забезпеченням високої надійності, ремонтпридатності та універсальності модульного дизайну. Описано режими експлуатації — автоматичний, з пульта оператора та локальний ручний, — із логікою блокування суперечливих команд в аварійних ситуаціях. Детально сформульовані вимоги до апаратного забезпечення, у тому числі до кліматичних і технічних умов приміщень, щотижневого технічного огляду та резервного копіювання ПЗ.

Розглянуто метрологічні вимоги: обов'язкову сертифікацію засобів вимірювання, регулярне калібрування та чітке дотримання національних стандартів єдності вимірювань. Визначено інформаційні вимоги: структурована подача даних через мнемосхеми, приладові панелі та архівні звіти з надійним захистом у разі збою живлення. Зазначено необхідність

уніфікованих інтерфейсів сигналів (4–20 мА, 24 В, RS-485, Ethernet) та дотримання стандартів Modbus RTU, Profibus і IEC 61131-3. Нарешті, сформульовані вимоги до математичного та програмного забезпечення, яке має забезпечувати попередню обробку аналогових сигналів, моделювання алгоритмів керування та створення спеціалізованих НМІ-інтерфейсів і звітів.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			19

## 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

### 2.1 Опис технологічного процесу

Зі свердловини продукт проходить через трубу, з'єднану з установкою, і потрапляє в багатоходовий перемикач свердловини (MSW), який перемикає положення свердловини за допомогою поршня та гідравлічного приводу (НА). Використовується датчик положення свердловини (BPS), щоб визначити відгалуження, де розташований обертовий патрубок PSM. PSM призначений для направлення видобутку з однієї зі свердловин безпосередньо в вимірювальний сепаратор, а видобуток з інших свердловин у колектор (загальний трубопровід), де тиск контролюється та надсилається на пульт диспетчера. Відокремлення газу від рідини відбувається в сепараторі. Газ, що виділяється, направляється в загальний трубопровід, а рідина збирається в нижній частині сепаратора. Заслінка, з'єднана з рівнеміром, забезпечує постійну циркуляцію накопиченої рідини через рівень [16].

Під час вимірювання рідина проходить через лічильник МІГ-50 і потрапляє в загальний трубопровід. Технічне рішення показано на рисунку 2.1.

### 2.2 Обґрунтування потреби модернізації групового вимірювального устаткування

З моменту впровадження системи 1 березня 2006 року гострою стала необхідність модернізації групового вимірювального устаткування. Національний стандарт "DSI". «Вимірювання кількості нафти та нафтового газу, видобутого з землі». Навіть у 2025 році це питання залишається ключовим.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	20
		№ докум.	Підпис			



– більше 95%: межа допустимої відносної похибки вказана в методі вимірювання (ММІ) і затверджена та сертифікована відповідно до встановлених процедур;

в) об'єм вільного нафтового газу:  $\pm 5\%$ .

Зазначену точність вимірювання забезпечують дані про густину нафти і води, визначені у методиці проведення вимірювань, які сертифіковані і затверджені в порядку, встановленому стандартом.

Все обчислювальне обладнання, що використовується в установці вимірювання, повинно забезпечувати зберігання результатів параметрів та інформації про кількість сирової нафти протягом щонайменше одного місяця.

Обчислювальна техніка вимірювального приладу повинна забезпечувати передачу архівної інформації та інформації про поточний вимір на верхні рівні інформаційної системи.

Для нафтогазовидобувних компаній купівля нових ІУ є неефективним використанням коштів, тому вони прагнуть модернізувати ГВУ. На модернізацію грошей менше, але результат має бути таким же, як і купівля нових ГВУ.

На сьогоднішній день контролюючі органи висувають дуже жорсткі вимоги до продукції щодо відповідності нормативним документам. У той же час порушення в цій сфері можуть обернутися величезними штрафами для компаній, тому модернізація застарілого обладнання стає все більш актуальною. Цей факт, а також велика кількість ГВУ, поставлених нафтогазовидобувним підприємствам до 2024 року, дозволяють говорити про необхідність проектів модернізації обладнання [17].

Функціональний план автоматизації (ФПА) є критично важливим проектним документом, оскільки ФПА визначає структуру та рівень автоматизації та забезпечує засоби автоматизації та обладнання для процесу. Відповідно до стандарту функціональна схема автоматизації показує:

– інженерне обладнання;

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	22
		№ докум.	Підпис			



## 2.3 Розробка схеми інформаційних потоків

Розробляючи діаграму потоку інформації, спочатку потрібно врахувати, що існує лише три рівні збору та зберігання інформації:

Верхній рівень — це корпоративне сховище інформації та архівний рівень. Інформація представлена у вигляді екранних форм/мнемосхем. В автоматичному режимі на АРМ формуються різні звіти (зведення про поточний стан приладу, зведення про поточні вимірювання).

Середній рівень — поточний рівень зберігання, а саме буферна база даних. до системи SCADA.

Наступний рівень це рівень збору та обробки даних. Це дані датчиків, тобто зазвичай аналогові або дискретні сигнали, обчислені або перетворені дані [18].

Схема інформаційних потоків наведена на рисунку 2.3.

## 2.4 Вибір обладнання реалізації АС

### 2.4.1 Вибір контролерного обладнання

Важливою складовою сучасної АСУ є ПЛК:

- тривала безремонтна робота,
- робота в важких умовах,
- модульність побудови схеми.

Перевага надаватиметься вітчизняним виробникам.

Програмовані логічні контролери збирають інформацію від датчиків і генерують команди керування для приводів, наприклад серводвигунів.

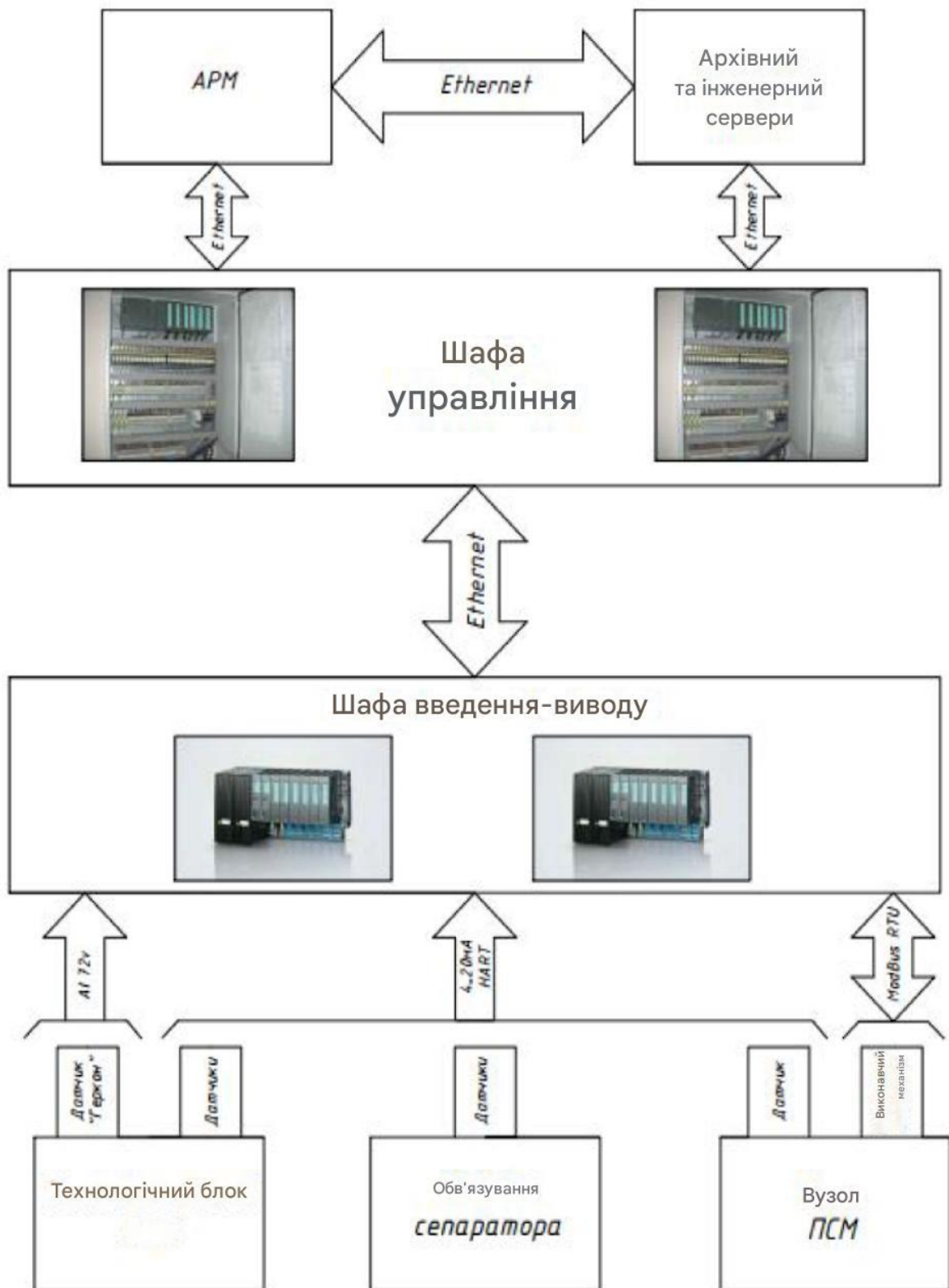


Рисунок 2.3 - Схема інформаційних потоків

		№ докум.	Підпис	

Програмований логічний контролер (ПЛК) — це електронний пристрій, який використовується для автоматизації технічних процесів, наприклад, керування конвеєрними лініями, насосами на станціях водопостачання, верстатами з ЧПУ тощо. По суті, це апаратно-програмна система реального часу — комп'ютер, призначений для запуску операційної системи реального часу та програми, що реалізує необхідні алгоритми. Основною його відмінністю від комп'ютерів загального призначення є наявність пристроїв введення-виведення з великою кількістю датчиків і виконавчих механізмів, а також можливість надійної роботи в суворих умовах: широкий діапазон температур, висока вологість, сильні електромагнітні перешкоди, вібрація тощо [19].

ПЛК мають багато характеристик, які відрізняють їх від інших електронних пристроїв, що використовуються у виробництві:

На відміну від мікроконтролера (однокристального комп'ютера), який є мікросхемою, що використовується для керування електронними пристроями, ПЛК є автономним пристроєм, а не окремою мікросхемою.

На відміну від комп'ютерів, які зосереджені на прийнятті рішень і керуванні оператором, ПЛК зосереджені на роботі з машинами через розгалужені системи введення-виведення для введення сигналів датчиків і виведення сигналів на виконавчі механізми;

На відміну від вбудованих систем, ПЛК виробляються як окремі продукти, окремо від пристроїв, якими вони керують.

Спочатку логічні контролери випускалися у вигляді шаф з набором з'єднаних між собою реле і контактів. Цей план було визначено в процесі проектування та не може бути змінено пізніше.

Початок програмованого обладнання автоматизації було закладено Річардом Е. Морлі наприкінці 1967 року, коли він випробував прототип програмованого логічного контролера модульного цифрового контролера (Modicon) у заснованій ним компанії Bedford Associates. Цей інноваційний

пристрій розміром приблизно з холодильник і може зберігати програми, що містять не більше 125 чотирибітних слів. Морлі поступово збільшував розмір створеної ним пам'яті: спочатку 1 КБ, потім 2 КБ і, нарешті, 3 КБ. Модель Modicon 084, офіційно представлена у 1968 році, вже мала об'єм пам'яті 4 КБ.

У ПЛК, які замінюють традиційні логічні контролери, логіка електричних з'єднань програмується за допомогою схеми з'єднання LD (ladder logic diagram). Пристрій має такий же принцип дії, але реле і контакти (за винятком входів і виходів) віртуальні, тобто існують у вигляді програми, що виконується мікроконтролером ПЛК. Сучасні ПЛК вільно програмуються.

До кінця 1973 року в металообробній промисловості США було понад 3000 зареєстрованих компаній. У Німеччині в 1976 році було встановлено приблизно 1000 ПЛК, тоді 43 виробники вже пропонували ПЛК на ринку.

Вся творча енергія Bedford Associates була спрямована на вдосконалення винаходів її боса, тож цілком логічно було, що незабаром компанія змінила назву на Modicon. Але лише у 1980-х роках ПЛК стали широко доступними. Потім сталася сенсація в сфері автоматизації - відома німецька електротехнічна група AEG придбала невелику американську компанію, в якій було всього 26 співробітників. Пізніше, в 1998 році, AEG продала Modicon компанії Schneider Electric, виробнику низьковольтного обладнання та обладнання для автоматизації. Нещодавно придбаний французький гігант став частиною Telemecanique Group, і з цього моменту ПЛК бренду Modicon носили торгову марку Telemecanique.

У 1975 році компанія Siemens AG випустила на ринок перший вільно програмований контролер Simatic S3. У 1978-1979 роках серія SIMATIC S3 була замінена на SIMATIC S5, першу вільно програмовану систему автоматизації, яка широко використовувалася в усьому світі з використанням мови програмування SIMATIC STEP 5. Наступним кроком в еволюції систем автоматизації став випуск нової серії ПЛК SIMATIC S7, яка розробляється і сьогодні.

У системі керування технологічними об'єктами логічні команди мають перевагу над цифровими операціями, що дає можливість використовувати відносно просту мікроконтролерів (8- або 16-розрядна шина) для отримання потужних операційних систем реального часу. У сучасних ПЛК числові та логічні операції реалізовані рівнозначно. Крім того, на відміну від більшості комп'ютерних процесорів, ПЛК можуть отримувати доступ до окремих бітів пам'яті [17].

Останнім досягненням Schneider Electric є нова серія програмованих логічних контролерів Modicon M340, яка вийшла на український ринок на початку 2008 року. Ця серія пристроїв базується на процесорі VMX P34 і орієнтована на технічні рішення низької та середньої складності та з невеликою кількістю входів/виходів. ПЛК має порти Ethernet TCP/IP, CANopen Modbus, USB. 64-канальний модуль контролера встановлюється в шасі з 4, 6, 8 або 12 слотами.

Є 3 варіанти ПЛК на вибір, які підходять для заданих умов і забезпечують необхідну продуктивність: SIEMENS SIPLUS S7-300 і внутрішні FASTWEL I/O (CPM712-01) і OWEN PLC 110.

На рисунку 2.4 показано контролери, вибрані для порівняльного аналізу (зліва направо): OWEN PLC 110, Siemens S7-300 і FASTWEL CMP 712 [20].



Рисунок 2.4 Контролери

У таблиці 2.2 наведені порівняльні характеристики контролерів.

Таблиця 2.2 - Технічні характеристики ПЛК

Характеристики \ Контролери	ОВЕН 110-24-30	FASTWEL I/O	Siemens S7-300
Робоча температура, °С	-40 ... +55	-40 ... +85	0 ... +60
Середовище розробки	CODESYS 2.3.8.1 (і старше)	CoDeSys, адаптований для системи FASTWEL I/O	TIA Portal v.13
Напруга живлення, У	18... 29 постійного струму (номінальна напруга 24)	24 (+20/-15%) постійного струму	24 (Пост. Струм)
Підтримувані інтерфейси	Ethernet, RS -485	RS -485	RS -485
Час виконання операцій, мс	мін. 0,25, типове від 1	1	0,0001
Середній час напрацювання на відмова, год.	100 000	360 000	350 000
Кількість входів / виходів	18 DI	0 DI	10 DI
	12 DO	0 DO	6 DO
	6 AI	0 AI	0 AI
	4 AO	0 AO	0 AI
Підтримувані протоколи	ModBus	Modbus	Profibus

Програмований контролер ОВЕН 110 має всі технічні характеристики, такі як підтримка інтерфейсу Ethernet, середній час напрацювання на відмову та кількість входів/виходів. PLC також має нижчу вартість серед своїх конкурентів.

Діапазон робочих температур ПЛК S7-300 становить від 0 до +60°C, що не відповідає нашим системним вимогам. Крім того, додаткові модулі та ліцензійне програмне забезпечення для цього контролера коштують досить дорого. Надійність контролера Siemens трохи поступається аналогічним пристроям від FASTWEL.

Наступний контролер має найбільший діапазон робочих температур, що є перевагою. Однак цей ПЛК не має вбудованого вводу-виводу, тому модулі вводу-виводу потрібно купувати окремо. Обрано контролер Siemens S7-300.

#### 2.4.2 Вибір датчиків

При роботі ГВУ одним з основних параметрів, який необхідно контролювати, є тиск в системі з емністю сепаратора. Існує багато різних типів датчиків, які відрізняються типом вимірювання тиску, вартістю, придатністю до конкретних умов тощо [21].

Датчик - це вимірювальний пристрій у формі структурного компонента, що складається з одного або кількох вимірювальних перетворювачів, що підлягають вимірюванню та контролю. Він формує вихідний сигнал, зручний для передачі на великі відстані, зберігання та використання системою керування та має стандартизовані метрологічні характеристики.

Датчики це елементи технічних систем вимірювання, передачі сигналів, регулювання та контролю пристроїв і процесів. Датчик перетворює контрольовану величину (тиск, температуру, потік, концентрацію, частоту, швидкість, переміщення, напругу, струм тощо) у сигнал (електрика, світло, газ), який легко вимірювати, передавати, перетворювати, зберігати та записувати інформацію про стан вимірюваного об'єкта.

Історично та логічно датчики пов'язані з вимірювальною технікою та вимірювальними приладами, такими як термометри, витратоміри, прилади для вимірювання тиску тощо. Загальний термін «датчик» утвердився з розвитком

систем автоматичного керування як елемент загальної логічної концепції «датчик-система керування-виконавчий механізм-об'єкт керування». Окремим випадком є використання датчиків у системах автоматичного запису параметрів, наприклад у системах наукових досліджень.

На рисунку 2.5 показано датчики тиску, відібрані для порівняльного аналізу (зліва направо): Metran-150, Rosemount 3051 і Yokogawa EJX510A.



Рисунок 2.5 - Датчики тиску

У таблиці 2.3 наведено порівняльну характеристику обраних датчиків.

Датчик тиску Metran 150 є менш дорогим, ніж конкуренти, але надзвичайно надійний. Він також повністю відповідає вимогам точності та температурного діапазону системи.

Датчик Yokogawa EJX510A має значно меншу надійність і є найдорожчим. Крім того, фірмові датчики

Помилки Yokogawa сильно відрізнялися серед конкурентів, тому було прийнято рішення відмовитися від цього варіанту на користь датчиків тиску Metran.





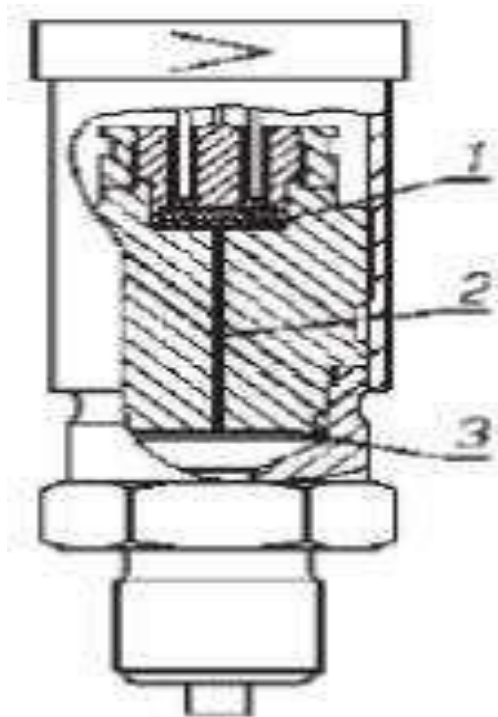


Рисунок 2.7 - Штуцерне виконання Метран -150

#### 2.4.3 Датчик витрати нафти

Витратомір (нім. Verbrauchsmesser m, Durchflussmesser m) — прилад або апарат для вимірювання витрати однофазного потоку рідини (нафти, води тощо) або газу чи сипкого матеріалу [23].

Переважна більшість витратомірів призначена для вимірювання витрати рідин; існує значно менше конструкцій для вимірювання витрати газу. Оскільки системи вимірювання потоку зазвичай відображають миттєві значення потоку, для визначення кількості рідини, що протікає через трубопровід за певний період часу, витратомір потрібно поєднати з лічильником. Таким чином, загальний об'єм матеріалу, що проходить через витратомір, визначається шляхом інтегрування миттєвих значень витрати в послідовні моменти часу.

Для забезпечення достатньо точних вимірювань дебітів свердловин необхідно вибирати датчики з високою точністю і надійністю.

Електромагнітні витратоміри використовуються для вимірювання витрати струмопровідних рідин. Принцип їх дії заснований на законах електромагнітної індукції Фарадея і Генрі. Коли провідник (або в цьому випадку провідна рідина) рухається через лінії магнітного потоку, у провідному матеріалі індукується електрорушійна сила, пропорційна швидкості його руху.

Витратомір мітки, заснований на вимірюванні швидкості або стану мітки, коли вона проходить між двома фіксованими поперечними перерізами потоку. До них відносяться наступні витратоміри:

Термічний метод (калориметрія, термоанемометр) — принцип вимірювання заснований на теплообмінному впливі рухомого середовища на нагрітий предмет;

У нафтовидобутку найчастіше використовують об'ємні і тахометричні витратоміри, а для вимірювання витрати газу - витратоміри перепаду тиску. Робота об'ємних витратомірів заснована на вимірюванні часу, необхідного для заповнення мірної ємності, або обчисленні кількості вимірюваної речовини в камері певного об'єму. В іншому випадку швидкість потоку визначається як сума часткових об'ємів, призначених контрольному інтервалу часу. Тахометри вимірюють швидкість обертання чутливого елемента (зазвичай турбіни, іноді диска або кульки тощо), встановленого в каліброваному каналі, наприклад трубі. Для вимірювання витрати і об'єму товарної нафти і води використовується прилад, який кріпиться на горизонтальній ділянці трубопроводу, чутливим елементом якого є турбіна, вал якої обертається в підшипниках. Витратомір характеризується мінімальною і максимальною витратами рідини, які допускаються при досягненні необхідної точності. Витратомір змінного диференціального тиску складається із звуження (зазвичай діафрагми), що створює різницю тиску в потоці рідини або газу, величина якого залежить від витрати, і диференційного манометра, який вимірює цю різницю тисків і масштабує її в одиницях витрати.

Насадка витратоміра - частина витратоміра, що представляє собою звуження з круглим отвором. На його вході є ділянка, що плавно звужується.

Принцип роботи витратоміра заснований на законах механіки, зокрема:

- витратоміри тиску (засновані на вимірюванні змінного перепаду тиску), що перетворюють напір швидкості в перепад тиску, поділяються на:
  - витратоміри на основі звужувальних пристроїв (діафрагми, сопла, сопла або трубки Вентурі);
  - витратоміри на основі гідравлічного опору (з кривизною потоку, капілярами або пористими перегородками);
  - відцентровий витратомір;
  - струминний витратомір;
  - витратоміри (витратоміри змінної площі), поділяються на:
    - витратоміри постійного перепаду тиску (обертові витратоміри, поплавкові витратоміри і поршневі витратоміри), принцип дії яких заснований на залежності вертикального переміщення об'єкта (поплавка, поршня) від витрати матеріалу, що змінює поперечний переріз наскрізного отвору приладу, таким чином зберігаючи перепад тиску на об'єкті постійним;
    - витратоміри змінного перепаду тиску (поплавкова пружина з обертовими лопатками), де рух тіла, що тече, характеризує величину тиску або сили, що діє на нього, що врівноважує силу динамічного тиску потоку, що діє на тіло, що характеризує потік;
    - принцип дії витратоміра змінного рівня заснований на відомій залежності витрати рідини через негерметичний отвір, розташоване на дні ємності, від рівня рідини в ємності;
    - тахометри - турбінні (з осьовими і тангенціальними турбінами) і об'ємні (зубчасті) типів;

– витратоміри коливальні - вихрового типу (принцип вимірювання заснований на підрахунку вихрових шляхів Кармана) і витратоміри з використанням ефекту Коанда;

– інерційні, засновані на інерційній взаємодії мас рідини, що рухаються з лінійним або кутовим прискоренням (коріолісові витратоміри, гіроскопічні витратоміри).

Витратомір на основі хвильового явища

Принцип витратоміра заснований на хвильових явищах, зокрема:

– ультразвук (акустика) заснований на ефекті вловлювання звукових коливань у рухомому середовищі (ефект зсуву фази, ефект Доплера або явище загасання ультразвукового сигналу);

– оптичний - ефект захоплення лазерного променя в рухомому оптично прозорому середовищі (ефект Фізо-Френеля або ефект Доплера).

Вибираються два датчики витрати нафтопродуктів (зліва направо) (рисунок 2.8): МІГ-50, TOP-1-50 [24]. Для зручності зведено параметри цих датчиків у таблицю 2.4.



Рисунок 2.8 - Датчик витрати

Таблиця 2.4 - Порівняння характеристик датчика витрати нафтопродуктів

	МІГ -50	ТОР- 1-50
Діаметр умовного проходу, Ду, мм	50	50
Пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год	Від 0 до 72	від 6 до 30
Температура робочої середовища , °С	Від 0 до +60	від +5 до +70
Температура навколишнього повітря, °С	від -50 до +50	від -50 до +50
Розміри механічних домішок, не більше, мм	4	5
Вихідний сигнал	4-20 мА	4-20 мА
Похибка вимірювань, %	±0,15	±1
Середня напрацювання на відмова, год.	24000	8000

Турбінний масломір МІГ-50 має ступінь захисту IP65 від зовнішніх впливів згідно ІЕС 529-89.

Прилад є вибухозахищеним відповідно до міжнародних стандартів - вибухозахищений, марка вибухозахисту 1ExdІІВТ4, а саме: 1 - вибухозахищене обладнання, Ex - згідно стандартів вибухозахисту, d - з вибухозахищеним корпусом, ІІВ - категорія вибухонебезпечної суміші - етилен, с клас температури Т4 - від 135 до 200°С, для встановлення у вибухонебезпечних зонах.

Прилад складається з перетворювача витрати, датчика, встановленого на корпусі перетворювача, блоку обробки даних.

Принцип роботи перетворювача заснований на принципі турбіни. Турбіна виготовлена з феромагнітного матеріалу, а її лопаті генерують імпульси в котушці датчика, коли вони проходять над серцевиною котушки.

Потім пристрій зчитує кількість цих імпульсів із датчика та перетворює її в стандартні одиниці об'єму.

Датчик витрати є пристроєм безперервної дії і може використовуватися у вибухонебезпечних середовищах.

Кількість показань лічильника обслуговування залежить від версії:

- механічний,
- оснащений електромагнітним датчиком і іскробезпечним джерелом живлення.

Середній термін служби становить близько 8 років.

Датчик МІГ-50 був обраний через його значно кращу надійність, ніж датчик TOP 1-50, високу точність і заявлений рівень захисту від зовнішніх впливів. Датчик МІГ-50 встановлюється в трубу за допомогою фланцевого кріплення.

#### 2.4.4 Датчик витрати газу

Найкраще з цією системою працюють два датчики: SVG.M-160. Нижче наведено порівняльний аналіз продуктивності датчика, щоб полегшити вибір [25].

На рисунку 2.9 показані датчик витрати газу, відібраний для порівняльного аналізу.

Лічильник газу вихровий РГ-1 призначений для вимірювання та обліку (експлуатаційного та господарського) споживання природного газу, вільного (попутного) нафтового газу та інших газів, не агресивних до сталі 12Х18Н10Т.

Датчик витрати газу РГ-1 працює за наступним принципом: вхідний потік газу утворює траєкторію за тілом потоку, розташованим у проточній секції головного датчика витрати, який характеризується локальними завихреннями в потоці. Частота, з якою вихори викидаються з тіла, що тече, пропорційна швидкості потоку газу. У верхньому кінці тіла потоку

встановлені два чутливих елемента (п'єзоелектричні датчики тиску), які сприймають пульсацію тиску при розриві чергового вихору.



Рисунок 2.9 - Датчик витрати газу

Датчик витрати газу (далі - датчик) призначений для вимірювання об'єму (поток) газу в робочих умовах і перетворення його в електричний сигнал - частотний (цифрові імпульси) і опціонально струмовий. Датчик може використовуватися самостійно або як частина інших продуктів, систем і технологій, які сприймають електричні сигнали в певних форматах і комплексах контролю, управління та обліку бізнесу.

Область застосування: системи комерційно-технічного обліку та контролю природного газу, нафти та інших видів газів виробничими, науково-дослідними, торговими, транспортними підприємствами та організаціями, а також підприємствами сфери послуг усіх видів.

Акустичні коливання вздовж напрямку повітряного потоку ( $t_1$ ) і проти напрямку повітряного потоку ( $t_2$ ) задаються значеннями швидкості повітряного потоку  $t_1$  і  $t_2$

$$t_1 = B / (C + V \cdot \cos(\alpha)), \quad (2.1)$$

$$t_2 = B / (C - V \cdot \cos(\alpha)), \quad (2.2)$$

де В - відстань між акустичними перетворювачами РА;

С - швидкість поширення акустичної вібрації в вимірюваному середовищі; V швидкість течії середовища;

$\alpha$  Кут між напрямком потоку середовища РА та акустичним каналом.

[10].

Взаємне перетворення між електричними сигналами та акустичними сигналами завершується РА. Процесом вимірювання, формуванням і обробкою сигналу керує мікропроцесорний пристрій, який розраховує об'ємну витрату газу в робочих умовах на основі відомих геометричних параметрів, стану вимірюваного середовища і вимірюного часу акустичних коливань.

Аналіз технічних параметрів цих датчика наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Характеристики датчика витрати газу

Параметр	СВГ.М -160
Робочий тиск, МПа	від 0,2 до 6,3
Умовний прохід, мм	50
Пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год	250
Діапазони температур навколишнього середовища, °С	Від -50 до +50
Похибка, %	1
Вихідний сигнал	4-20 мА
Середня напрацювання на відмова, год.	75 000

Датчик SVG.M-160 був обраний через його меншу вартість і більш високу надійність. Датчик підключається до труби через фланець.

#### 2.4.5 Датчик рівня

Датчик рівня рідини встановлено в сепараторі для вимірювання рівня рідини масляної суміші в ньому для регулювання відсотка заповнення сепаратора. Датчик рівня Rosemount 2120 (рисунок 2.10).



Рисунок 2.10 - Датчики рівня

Датчик рівня Rosemount 2120 — це датчик рівня, який використовується для вимірювання рівня рідини. Датчик є високонадійним, простим у використанні та має широкі можливості для інтеграції та підключення до систем СКУД.

Сигналізація Rosemount 2120 працює за принципом камертона. П'єзокристал змушує камертон вібрувати на його частоті. Зміни цієї частоти постійно контролюються. Частота коливань датчика вібраційної вилки залежить від середовища, в яке він занурений. Чим щільніше середовище, тим нижча частота [11].

Вимірювання рівня поплавковим рівнеміром здійснюється за допомогою поплавця з вбудованим магнітом, який діє на чутливий елемент (геркон) через магнітне поле. Встановлюючи геркони послідовно з певними



У цьому випадку вибором став давач РМР-062. Має більш високу точність вимірювань і меншу вартість.

#### 2.4.6 Вибір виконавчого пристрою

Щоб контролювати витрату нафти і газу, потрібно вибрати виконавчий механізм. Регулювальні клапани використовуються для регулювання потоку в трубі [27].

Двосідельні регулювальні клапани використовуються для розділення різних рідин в одному корпусі клапана та запобігання потраплянню в продукт нетехнічних рідин та інших рідин. Ці клапани широко використовуються в різних галузях промисловості (рисунок 2.12).



Рисунок 2.12 Виконавчі пристрої 25с945нж Ду 50 та 25ч940нж Ду 50

Був обраний двосідельний клапан 25ч940нж. Хоча він дорожчий, на відміну від односідельних клапанів, цей клапан потрібно використовувати лише один раз.

Таблиця 2.7 - Технічні параметри

	25с945нж Ду 50	25ч940нж Ду 50
Напруга живлення, В	24	24
Робоча температура, °С	від -20 до +150	-40 до +425
Середня напруцювання на відмова, год.	10 000	10 000
Пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год	32	40

#### 2.4.7 Газосигналізатор

Детектори газу використовуються для контролю кисню, легкозаймистих і токсичних газів у повітрі робочих приміщень. Може керувати зовнішнім обладнанням відкрити аварійну вентиляцію, сирени, клапани тощо [28].



Рисунок 2.13 - Газосигналізатори

Розглядалися два газових сповіщувача: ОКСИ5С-О2/СО та «ВАРТА 1-03».

Газоаналізатор ОКСИ5С-О2/СО призначений для використання на небезпечних промислових об'єктах як прилад для вимірювання загазованості вибухонебезпечними газами та їх сумішами.

ОКСИ5С-О2/СО використовується для контролю концентрації парів, газів та їх сумішей у вибухонебезпечних зонах і приміщеннях. Але температурний діапазон контрольованого середовища повинен бути в межах від -60 до +50°C.

Використовувані термокаталітичні датчики можуть виявляти широкий спектр вибухонебезпечних газів і парів. Датчики сигналізації випускаються в двох варіантах: дифузійного типу або з примусовою подачею контрольованого середовища. Датчик має вибухозахищену конструкцію та марку вибухозахищеності 1ExdIICT4 (ІІС - водень, сірковуглець).

Функції детектора газу РММ-05:

- коли будь-який газ досягає критичної концентрації, звучить сигнал тривоги.
- можна запрограмувати два пороги тривоги,
- широкий вибір засобів і методів калібрування та діагностики.

Інтерфейс зв'язку: аналоговий сигнал (4-20 мА) і інтерфейс RS-485 з протоколом Modbus RTU.

Газоаналізатор «ВАРТА 1-03» має такі показання:

- релейний вихід (для фіксованої версії),
- струмовий вихід (0-5 мА або 4-20 мА) доступний за запитом,
- вбудована світлова та звукова сигналізація.

Особливості цього газоаналізатора:

- загальна кількість датчиків до 16 в будь-якій комбінації (фіксована версія);
- оснащений релейними блоками для перемикання приводів;

- зв'язок з комп'ютером (інтерфейс RS-232) (для стаціонарної версії);
- сенсорні блоки можуть з'єднуватися з блоками індикаторів у вигляді «зірки» та «вінка» (для стаціонарних версій);
- сенсорний блок випускається у вибухозахищеному виконанні з маркуванням вибухозахисту 1ExibIIBT6 (1 - вибухозахищене обладнання, Ex - маркування за стандартами вибухозахисту, і - іскробезпечна схема, T6 - від 85 до 100 °С).

Порівняння характеристик детекторів газу наведено у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 Порівняння характеристик детекторів газу

	ОКСИ5С-О2/СО	«ВАРТА 1-03»
Температура контрольованого середовища, °С	від -60 до +50	від -40 до +50
Межа допустимої основний абсолютної похибки, % НКПР (нижня концентраційна межа)	±5,0	±5,0
Вихідний сигнал	4-20 мА	4-20 мА
Температура навколишнього середовища, °С	від 0 до +50	від +5 до +50
Середня напрацювання на відмову, год.	30 000	15 000

Обидва газові детектори мали відповідні параметри, але було обрано ОКСИ5С-О2/СО, оскільки він був більш надійним. Також газоаналізатор коштує дешевше своїх конкурентів. Газоаналізатор кріпиться на кронштейні.

## 2.5 Розробка схеми зовнішніх проводок

До складу ГВУ входять такі первинні та вторинні пристрої захисту:

- детектор газу ПММ-05,
- датчик рівня масла ПМП-062,
- датчик тиску Метран -150,
- датчик витрати масла МІГ-50,
- датчик витрати газу СВГ.М-160.

Для передачі сигналів вищевказаних датчиків на ППК було обрано контрольні кабелі із струмопровідної міді, оболонка ПВХ, ізоляція ПВХ, екрановані, негорючі (КВВГнг 4x2,5 та 10x2,5).

Кабелі КВВГ придатні для прокладки в жорстких умовах, таких як приміщення, канали, тунелі тощо, і не піддаються механічним впливам» [29-30].

Схема зовнішніх проводок наведена на рисунок 2.14.

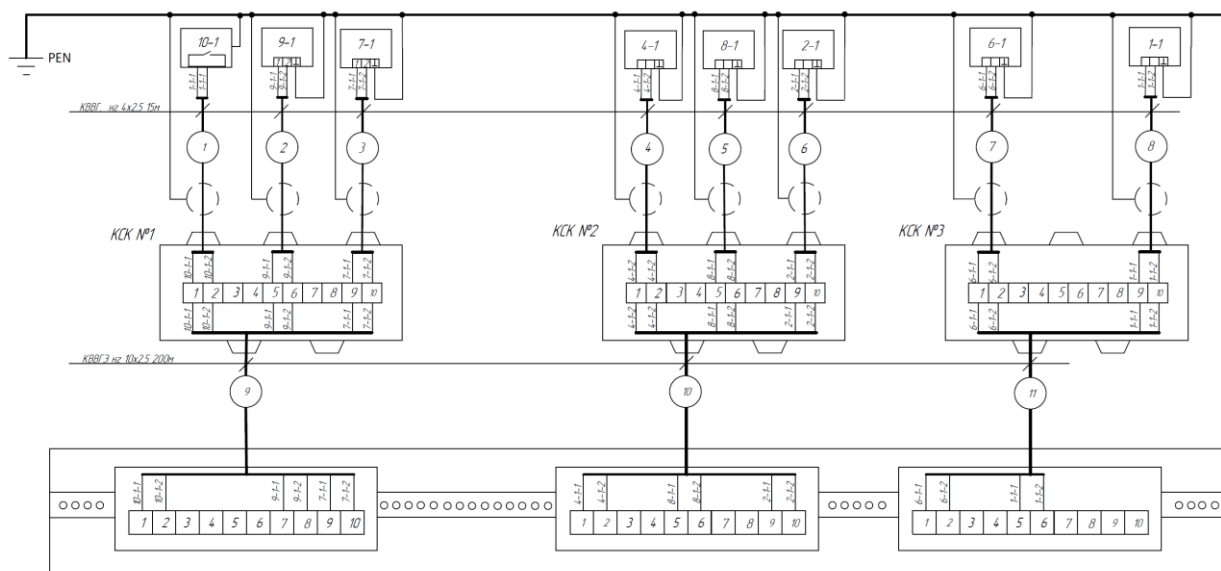


Рисунок 2.14 Схема зовнішніх проводок

Техніко-експлуатаційні характеристики кабелів КВВГ наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Характеристика кабелів КВВГ

Температура навколишнього середовища при експлуатації	від -50 ° С до +50°С
Відносна вологість повітря (при t +35 ° С)	98%
Мінімальна t° прокладки кабелю без попереднього підігріву	+70°С
Мінімально допустимий радіус вигину при прокладці (при t не нижче 0°С): з зовнішнім діаметром до 10 мм включно з зовнішнім діаметром згори 10 мм до 25 мм включно	10мм 25мм
Термін служби при прокладці в землі (траншеях) і на естакадах при прокладці в приміщеннях, каналах, тунелях	15 років 25 років
Гарантійний термін експлуатації	3 роки

## 2.6 Висновки до другого розділу

У другому розділі детально описано технологічний процес збору і розділення потоків нафти та газу з використанням багатоходового перемикача, гідроприводу та вимірювального сепаратора. Показано ключову роль лічильника МІГ-50 і газового лічильника СВГ.М-160 у забезпеченні точного обліку об'ємів рідини та газу. Обґрунтовано необхідність модернізації ГВУ на основі чинних стандартів по похибках вимірювання та економічної доцільності порівняно з покупкою нових установок. Розроблено функціональний план автоматизації, який визначає структуру зв'язків між датчиками, контролерами та диспетчерською системою згідно з

нормативними вимогами. Визначено три рівні інформаційних потоків — польовий, буферний та корпоративний — із чітким розмежуванням функцій збору, обробки й архівування даних. Проведено порівняльний аналіз контролерного обладнання OWEN PLC 110, FASTWEL I/O та Siemens S7-300, що дозволило обрати оптимальний за вартістю та надійністю варіант. Здійснено відбір датчиків тиску, витрати і рівня на основі технічних характеристик, похибок та умов експлуатації, що гарантує стабільну роботу системи в агресивних середовищах. Обрано двосідельний регулювальний клапан 25ч940нж для забезпечення точного керування потоком із урахуванням динамічних навантажень.

Розроблено схему зовнішніх проводок із використанням екранованих кабелів КВВГнг, придатних до експлуатації в складних технічних і кліматичних умовах.

Таким чином, другий розділ сформував чітку методологію вибору та інтеграції апаратно-технічних компонентів для реалізації сучасної АСУ ТП ГВУ з урахуванням вимог безпеки, точності та надійності.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			50

### 3 РОЗРОБКА АЛГОРИТМІВ УПРАВЛІННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЮ ЗАМІРНОЮ УСТАНОВКОЮ

В автоматизованій системі управління існують різні рівні управління:

- алгоритм захисту (PAS зазвичай реалізується на ПЛК),
- реле/ПІД-алгоритм регулювання параметрів технологічного обладнання, таких як контроль положення, рівня і т.д. робочого органу, запуск або зупинка технологічного обладнання (реалізовано на PLC і SCADA системах)
- інші алгоритми.

Збір даних — це процес вимірювання або запису фізичних явищ у певній формі для подальшого аналізу.

Збір даних зазвичай здійснюється в іншій формі, ніж попередні записи на магнітних або паперових стрічках.

На відміну від звичайних методів, сигнали в аналоговій області перетворюються в цифрову область і записуються на цифрові носії, такі як ПЗП, флеш-пам'ять або жорсткий диск [31].

Сучасні цифрові системи збору даних складаються з трьох основних компонентів, які утворюють весь ланцюжок вимірювання фізичних явищ:

- конвертер;
- аналого-цифровий перетворювач (АЦП);
- комп'ютер із програмою збору даних для запису сигналів і виконання аналізу.

Компоненти сучасної цифрової системи збору даних

Сучасні системи збору даних складаються з вимірювальних каналів, які перетворюють різні фізичні величини в електричні сигнали за допомогою аналого-цифрового перетворення.

Системи збору даних використовуються для збору, обробки та зберігання даних. Такі системи також використовуються для візуалізації та

аналізу даних під час і після вимірювання. Система збору та обробки даних має вбудовані можливості аналізу та звітності.

Деякі системи збору та обробки даних поєднуються з функціями промислового контролера, щоб забезпечити можливість системам збору та обробки даних мати автономні можливості керування та контролю та бути інтегрованими в системи управління операціями та моніторингу. Додаткова інформація: Промислові вимірювання.

Основними критеріями роботи систем збору та обробки даних є:

- запис даних;
- зберігання даних;
- візуалізація даних у реальному часі;
- обробка записаних даних;
- створення звіту.

Збір даних — це процес перетворення сигналів із фізичного світу в цифрову форму для відображення, зберігання та аналізу. Тому що фізика існує в аналоговій сфері. Фізичний світ, у якому ми живемо, має бути спочатку вимірний, а потім перетворений у цифрову сферу.

Цей процес здійснюється за допомогою різних перетворювачів. Вихідні значення дискретизуються аналого-цифровим перетворювачем (АЦП) і записуються як часовий потік у цифровий запам'ятовуючий пристрій.

Під час роботи над цим проектом був розроблений алгоритм збору даних вимірювань.

### 3.1 Алгоритм збору даних вимірювань

Алгоритм збору вимірювальних даних представлений на принциповій схемі. Алгоритм збору вимірювальних даних детально показує послідовність дій, які відбуваються в процесі роботи ГВУ [32]. Алгоритм роботи системи наведено на рисунок 3.1.

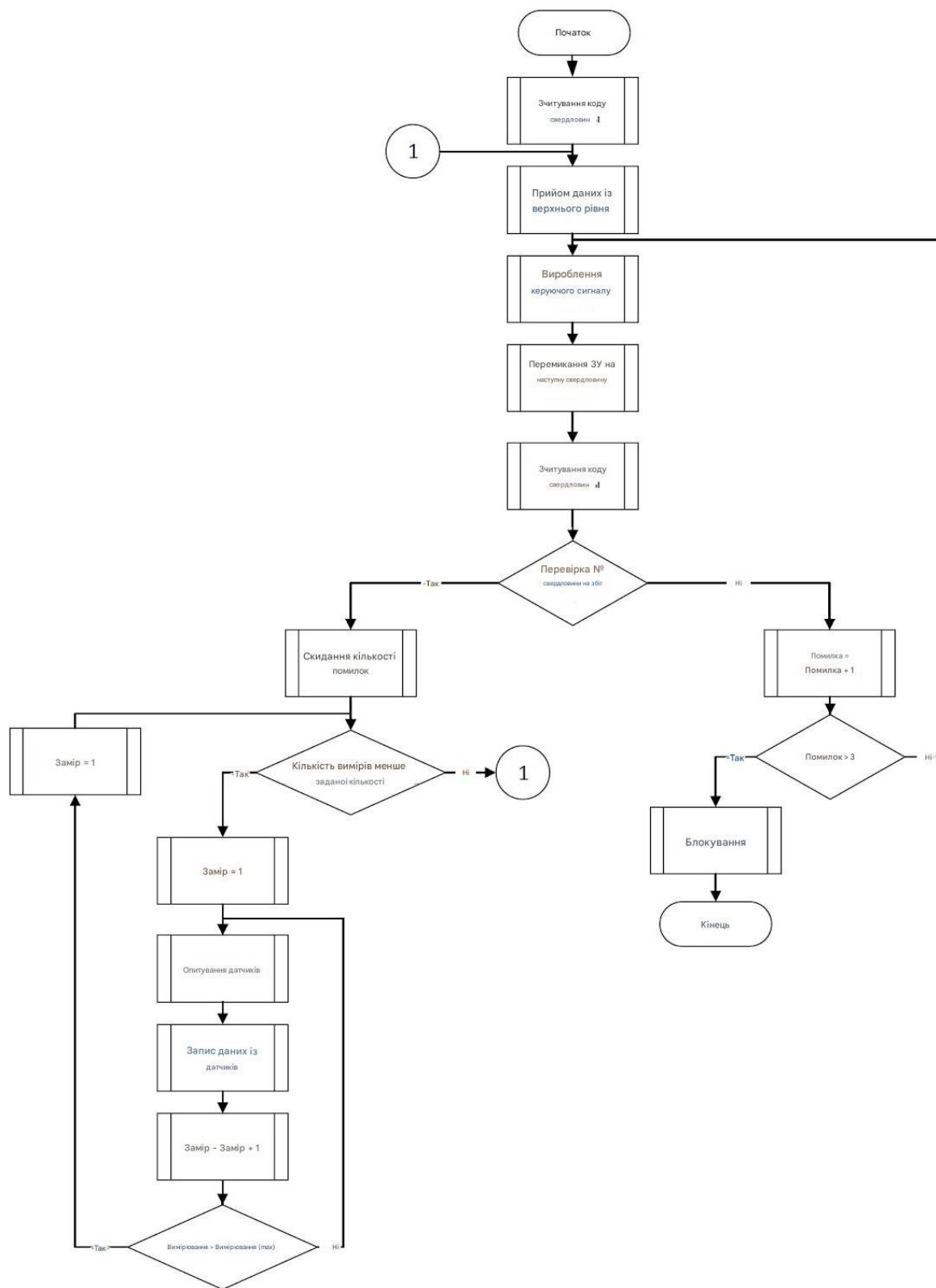


Рисунок 3.1 - Алгоритм роботи систем







– зберігання та архівування зібраної інформації для подальшої обробки, наприклад створення архівів, впровадження екстрених сповіщень на основі зібраних даних тощо.

– надання операторам візуального представлення процесу, тобто оператори мають можливість спостерігати дані з датчиків, які безпосередньо встановлені на об'єктах, керованих системою SCADA, у зручній формі.

– можливість взаємодії з техпроцесами, передача команд управління;

– обмін інформацією з іншими програмами,

– формування звіту.

SCADA Infinity — це інтегроване середовище розробки програмного забезпечення для систем автоматизації процесів від рівня приводу та контролера до рівня НМІ.

Програмне забезпечення включає пакет Infinity HMI, який дозволяє розробляти людино-машинні інтерфейси. Завдяки досвіду використання цієї програми в ній були створені мнемонічні діаграми керування ходом процесу.

Ця мнемонічна діаграма дозволяє відстежувати вимірювання витрати для вибраної свердловини зручним для користувача способом. Вимірювання виконується тричі, і відображається сума результатів трьох вимірювань. Оператор може вибрати свердловини, для яких потрібно вимірювати швидкість потоку. За допомогою опції «Опитування» оператор може зчитувати код PSM, і якщо, наприклад, PSM перемикається вручну в полі механіком KVP, система повинна самостійно визначити, в якій свердловині знаходиться PSM в даний момент. Оператор може блокувати/розблокувати гідравлічний привід і керувати капотом, переглядати значення тиску у загальному колекторі, стан дверей ВР і стан пожежної сигналізації [37-40].

Мнемосхема наведена на рисунку 3.6.



### 3.3 Висновки до третього розділу

У розділі обґрунтовано багаторівневу архітектуру алгоритмів управління АС ДЗП, що включає пасивні захисні контури на рівні ПЛК, релейно-ПІД регулювання та вищі алгоритми інтеграції в SCADA. Показано, що для трансформації фізичних сигналів у цифровий вигляд необхідна сукупність конвертера, АЦП та комп'ютера зі спеціалізованим програмним забезпеченням. Визначено, що сучасні системи збору даних мають поєднувати функції реального часу, архівування та звітності для всебічного аналізу технологічних процесів. Розроблений блок-схемний алгоритм збору вимірювальних даних чітко ілюструє послідовність опитування датчиків, їхнє перетворення та передавання на верхні рівні системи. Для регулювання рівня рідини в сепараторі обґрунтовано вибір ПД-регулятора, який забезпечує стабільність та прийнятні динамічні характеристики з часом перехідного процесу 5,8 с. Моделювання дросельного контуру в Simulink підтвердило адекватність розробленої математичної моделі та дозволило оптимізувати коефіцієнти регулятора для мінімізації статичної помилки. Аналіз впливу параметрів  $K_p$ ,  $K_i$  та  $K_d$  показав, що виключення інтегральної складової дозволило уникнути надмірного перерегулювання при збереженні швидкодії системи. Розроблена мнемосхема у SCADA Infinity забезпечує оператору інтуїтивний НМІ з кольоровою індикацією станів і можливістю вибору свердловини для моніторингу. Передбачена автоматична ідентифікація позиції PSM та блокування/розблокування гідравлічного приводу значно підвищує безпеку та зручність експлуатації. Загалом, впроваджені алгоритмічні рішення гарантують гнучке, надійне та масштабоване управління ГВУ в реальному часі відповідно до вимог індустрії 4.0.

## ВИСНОВКИ

У ході виконання роботи було розроблено та обґрунтовано комплексну сучасну систему автоматизованого диспетчерського управління груповими приладами обліку (ГВУ) нафтогазовидобувного підприємства. Визначено технічне завдання та сформульовано вимоги до апаратного, метрологічного, інформаційного, математичного та програмного забезпечення АСУ ТП, що дозволило отримати чітку трирівневу архітектуру «польовий рівень контролер диспетчеризація» з уніфікованими інтерфейсами 4–20 мА, RS-485, Ethernet та суворим дотриманням стандартів безпеки й надійності.

У першому розділі окреслено цілі автоматизації: підвищення точності обліку, зменшення втрат палива, мінімізація людського фактора та оптимізація документообігу. Проаналізовано режими роботи системи (автоматичний, операторський, локальний) й режим аварійного блокування суперечливих команд.

У другому розділі детально описано технологічний процес: від багатоходового перемикача свердловин до сепаратора з лічильником МІГ-50 і газовим лічильником СВГ.М-160. Проведено порівняльний аналіз PLC (ОВЕН110, FASTWEL, Siemens S7-300) та вибрано оптимальну модель за ціною, температурним діапазоном і надійністю. Обґрунтовано відбір датчиків тиску (Metran-150), витрати рідини (МІГ-50) і газу (SVG.М-160), рівня (ІМП-062), виконавчих клапанів (25ч940нж) та газосигналізатора (ОКСИ5С-О<sub>2</sub>/СО). Розроблено схему зовнішніх проводок із екранованими кабелями КВВГнг.

У третьому розділі обґрунтовано вибір багаторівневих алгоритмів управління: захисні PAS-контури на PLC, релейно-ПД регулювання та інтелектуальні SCADA-алгоритми. Розроблено блок-схему збору, обробки й архівування даних, реалізовано ПД-регулятор із часом перехідного процесу 5,8 с і перерегулюванням 19,6%. Математичні моделі підтверджено моделюванням у Simulink. У SCADA Infinity створено інтуїтивні екранні

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	60
		№ докум.	Підпис			

форми та мнемосхеми з автоматичною ідентифікацією PSM і кольоровою індикацією станів.

Запропоновані рішення гарантують високу точність вимірювань, надійність, ремонтпридатність і масштабованість системи відповідно до вимог індустрії 4.0 та чинних національних і міжнародних стандартів. Таким чином, реалізація роботи забезпечує ефективне, безпечне та економічно обґрунтоване диспетчерське управління ГВУ в реальному часі, що сприятиме підвищенню рентабельності видобутку та зменшенню експлуатаційних витрат.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			61

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Грінченко І. В. Автоматизація технологічних процесів у нафтогазовій промисловості: підруч. К.: Нафтогазова академія, 2018. 312 с.
2. Павленко О. М. Проектування АСУ ТП: методичні вказівки. Львів: ЛПУ, 2016. 256 с.
3. Козак В. П. Системи диспетчерського управління груповими приладами обліку: моногр. Дніпро: Пороги, 2017. 224 с.
4. Іванова Н. В. Метрологічне забезпечення автоматизованих систем: навч. посіб. Харків: ХНУ, 2019. 196 с.
5. ДСТУ ISO 9001:2015 Системи управління якістю. Вимоги. Київ: Мінекономрозвитку, 2015. 46 с.
6. ДСТУ 4163:2003 Проектування систем автоматизованого управління технологічними процесами. Київ: Держстандарт, 2003. 12 с.
7. Brown T., Smith J. Fundamentals of Control Systems. New York: Wiley, 2014. 288 p.
8. Müller F. SCADA–системи: архітектура та функціональність. Berlin: Springer, 2012. 304 p.
9. Петренко С. В. Інформаційне забезпечення АСУ ТП: практичний посібник. Одеса: ОНУ, 2018. 232 с.
10. IEC 61131-3:2013 Programmable Controllers Part 3: Programming Languages. Geneva: IEC, 2013. 144 p.
11. Климчук Л. І. Стандартизація та уніфікація в АСУ ТП: стаття. // Автоматизація. 2017. № 4. С. 22–30.
12. Jackson P. Plant Instrumentation and Control. London: Institution of Engineering, 2011. 256 p.
13. ДСТУ 8302:2015 Бібліографічний опис. Загальні вимоги та правила складання. Київ: НУБіП, 2015. 28 с.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	62
		№ докум.	Підпис			

14. Злотнікова О. Є. Математичне забезпечення АСУ: моногр. Чернівці: ЧНУ, 2019. 276 с.
15. Lee J. Handbook of Automated Control and Instrumentation. New York: McGraw-Hill, 2013. 312 p.
16. Siemens AG. SIMATIC S7-300 System Manual. Munich: Siemens, 2015. 352 p.
17. Allen-Bradley. SLC 500 Programmable Controller Users Manual. Milwaukee: Rockwell Automation, 2014. 280 p.
18. Омельченко В. К. Вибір апаратних засобів систем автоматизації: навч. посіб. Київ: Логос, 2017. 248 с.
19. Advantech Co. ADAM-5510 I/O Module Catalog. Taipei: Advantech, 2016. 134 p.
20. SICK AG. IH 06 Inductive Sensor Data Sheet. Waldkirch: SICK, 2015. 56 p.
21. FESTO GmbH. Pneumatic Components Catalog. Esslingen: Festo, 2015. 312 p.
22. ДСТУ EN 60529:2014 Ступені захисту оболонок (IP-код). Київ: УкрНДНЦ, 2014. 18 с.
23. Rosemount Inc. Model 3051 Pressure Transmitter Manual. Minneapolis: Emerson, 2013. 192 p.
24. Панасюк П. Д. Проектування схем зовнішніх з'єднань АСУ: метод. вказівки. Запоріжжя: ЗНТУ, 2018. 164 с.
25. Jacobsen K. Electrical Schematics for Industrial Automation. Berlin: VDE Verlag, 2011. 198 p.
26. ДСТУ 3472:2001 Кабелі електричні. Технічні умови. Київ: Держстандарт, 2001. 24 с.
27. Метран-150: Технічний паспорт. Харків: Метрологічний завод, 2017. 48 с.

					КвРАКІТ.2021046.01.19 ПЗ	
		№ докум.	Підпис			63

28. Yokogawa Electric Corp. EJX510A Differential Pressure Transmitter Manual. Tokyo: Yokogawa, 2014. 160 p.
29. Omron CQM1 PLC Hardware Reference. Kyoto: Omron, 2014. 290 p.
30. Кузнецов М. А. Пневмоелектричні приводні системи: підруч. Донецьк: ДонНТУ, 2016. 208 с.
31. Doyle R. Programming PLCs with Ladder Logic. Boston: TechBooks, 2012. 210 p.
32. Peterson J. PLC Simulation with PLCSIM. Chicago: Automation Press, 2015. 176 p.
33. Kuzmenko S. V. Реалізація алгоритмів ПІД-регулювання у Matlab/Simulink: навч. посіб. Київ: КНУ, 2018. 198 с.
34. IEC 61131-3:2013 Programming Languages for PLC. Geneva: IEC, 2013. 144 p.
35. O'Brien T. SCADA Systems and Data Acquisition. New York: McGraw-Hill, 2014. 256 p.
36. Мельник А. П. Алгоритми обробки аналогових сигналів: моногр. Львів: Видавництво ЛП, 2017. 264 с.
37. Brown S. Advanced Timers and Counters in Ladder Logic. Zurich: SwissAuto, 2014. 142 p.
38. IEC 60870-5 Telecontrol Equipment and Systems. Geneva: IEC, 2012. 112 p.
39. Krüger H. Human–Machine Interfaces in Process Control. Munich: Carl Hanser Verlag, 2011. 228 p.
40. Литвиненко І. О. Розробка екранних форм у SCADA Infinity. *Автоматизація і керування*. 2019. № 2. С. 34–42.

РЕЦЕНЗІЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Дипломник: Струнь Тетяна Миколаївна

Тема: Автоматизована групова замірна установка

Спеціальність: 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

Обсяг кваліфікаційної роботи:

Кількість сторінок записки 64

1. Короткий зміст роботи та прийнятих рішень: Метою роботи є модернізація автоматизованої системи диспетчерського керування груповими приладами обліку з досягненням автоматичного вимірювання дебітів свердловин.....
2. Висновок про відповідність роботи дипломному завданню: Робота повністю відповідає поставленому завданню
3. Характеристика виконання кожного розділу, ступінь використання останніх досягнень науки і техніки і передових методів роботи: У першому розділі проведено аналіз стану питання щодо типових рішень побудови автоматизованої групової замірної установки та поставлено технічне завдання. У другому розділі проведено розробку структурної схеми автоматизованої групової замірної установки та обґрунтовано вибір її технічних засобів. У третьому розділі розроблено алгоритм керування та програмне забезпечення для автоматизованої групової замірної установки.
4. Позитивні сторони роботи: висока практична цінність роботи.

5. Негативні сторони роботи: у роботі недостатньо уваги приділяється аналізу існуючих технічних рішень

6. Оцінка графічного оформлення та пояснювальної записки роботи: Пояснювальна записка оформлена коректно, згідно діючих стандартів оформлення документації

7. Відгук про роботу в цілому: Робота виконана на належному науково-технічному рівні.

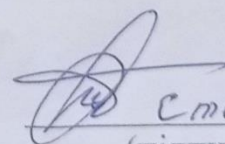
8. Інші зауваження: відсутні

9. Оцінка дипломної роботи: задовільно (3.50/D)

Рецензент (прізвище, ім'я, по батькові, посада, місце роботи)

Стецюк Віктор Іванович, к.т.н., доцент  
каф. ТМІТ. ХНУ

“ 17 ” 06 2025 р.

  
Стецюк В.І.  
(підпис)

Завідувачу кафедри АКІТтаР  
д-ру техн.наук, проф. Мартинюку В.В.

Тетяна СТРУНЬ

ПІБ здобувача вищої освіти

ФІТ, 4 курс, групи АКІТ-21-1

### ЗАЯВА

З правилами чинного Положення «Про систему забезпечення академічної доброчесності у Хмельницькому національному університеті» від 01.07.2022, згідно з яким виявлення плагіату є підставою для відмови в допуску кваліфікаційної роботи до захисту та застосування заходів дисциплінарної та академічної відповідальності, ознайомлений(а). Про використання програмно-технічних засобів для перевірки кваліфікаційних робіт здобувачів вищої освіти на наявність плагіату ознайомлений(а) та надаю свою згоду на обробку та збереження університетом моєї роботи в інституційному репозитарії університету.

Також надаю університету право на передачу моєї роботи для обробки та збереження в базах даних програмно-технічних засобів (StrikePlagiarism та Anti-Plagiarism) та використання роботи для виявлення плагіату в інших роботах, які перевіряються програмно-технічними засобами та користувачами, що мають доступ до цих програмно-технічних засобів, виключно в обмежених цілях для виявлення плагіату в текстах робіт.

Робота для перевірки університетом надається в друкованому та електронному варіанті. Електронна версія моєї роботи збігається (ідентична) з друкованою.

02.06.2025

дата

підпис

## Протокол аналізу звіту подібності експертом

Заявляю, що я ознайомився (-лась) з Повним звітом подібності, який був згенерований Системою виявлення і запобігання плагіату щодо роботи:

Автор: Тетяна СТРУНЬ

Співавтор:

Назва: Струнь антиплагіат

Експерт:

Підрозділ: Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки

Коефіцієнт подібності 1:21.4%

Коефіцієнт подібності 2:9.5%

Мікропробіли: 0

Заміна букв: 2

Інтервали: 0

Білі знаки: 0

Дата створення звіту: 2025-06-17 04:27:27.0

Після аналізу Звіту подібності констатую наступне:

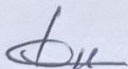
Запозичення, виявлені в роботі є законними і не є плагіатом. Рівень подібності не перевищує допустимої межі. Таким чином робота незалежна і приймається.

Запозичення не є плагіатом, але перевищено граничне значення рівня подібностей. Таким чином робота повертається на доопрацювання.

Виявлено запозичення і плагіат або навмисні текстові спотворення (маніпуляції), як передбачувані спроби укриття плагіату, які роблять роботу невідповідною вимогам законодавства (Ст. 32. ЗУ Про вищу освіту, пункт 3.1, Ст. 42. ЗУ Про освіту) та вимог НАЗЯВО (Критерій 5), а також кодексу етики і процедурам. Таким чином робота не приймається.

Обґрунтування:

2025-06-17



Доцент Микола Федула

Дата

експерт

# Anti-Plagiarism (UA) v-15.281 Educational

**The maximum coincidence with one document 1.0%**

Dictionary check: en\_US, ru\_RU, ua\_UA. **Errors in the documents: 8%**

ID: 246337 Title: БКР Автоматизована групова замірна установка Added in a DB: 2025-06-16 Authors: Тетяна СТРУНЬ Heads: Юрій ФОРКУН Consultants: Opponents:	Document		Sum coincidence on the DB	
	Symbols	Lexemes	Symbols	Lexemes
	53983	873	1386 (3%)	19 (2%)

## Plagiarism sources

ID	Description	Plagiarism presence in the document	
		Symbols	Lexemes

РІШЕННЯ ЕКСПЕРНОЇ КОМІСІЇ  
КАФЕДРИ АВТОМАТИЗАЦІЇ, КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА  
РОБОТОТЕХНІКИ  
ПРО ДОПУСК КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ДО ЗАХИСТУ

Підтверджуємо ознайомлення з результатом звіту подібності щодо роботи, генерованого системою виявлення текстових збігів/ідентичності/схожості:

Назва: Автоматизована групова замірна установка

Автор: Струнь Тетяна Миколаївна

Спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Освітня програма: Освітньо-професійна програма «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

Науковий керівник: Форкун Юрій Вікторович, кандидат технічних наук, доцент

Після аналізу звіту подібності зроблено такий висновок:

№	Висновок	Позначка про відповідність
1	Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом. Робота приймається до захисту.	відповідає
2	Виявлені запозичення не є плагіатом, розміщені в розділах, які не описують безпосередньо авторське дослідження, але кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. Робота приймається до захисту, але має бути відкоригована. Відкоригований варіант має бути поданий на кафедру за 2 дні до захисту, разом із заявою щодо самостійності виконання письмової роботи та ідентичності друкованої й електронної версії роботи	
3	Виявлені запозичення не є плагіатом, але частково розміщені в розділах, які описують безпосередньо авторське дослідження, а кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. В зв'язку з цим мета роботи та поставлені завдання не були досягнені. Робота може бути допущена до захисту (наступного року) після того, як буде відкоригована та допрацьована і успішно пройде повторну перевірку на академічний плагіат.	
4	Робота містить навмисні текстові спотворення, передбачувані спроби укриття запозичень або інші прояви академічного плагіату. Робота містить фабрикацію або фальсифікацію даних. Робота не допускається до захисту.	
5	Інше:	

Підтвердження:

Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом, оскільки:

1) у тексті кваліфікаційної роботи системами перевірки на плагіат виявлено схожість з деякими документами в частині загальнонавчаних обов'язкових словосполучень у стандартних бланках (титулка, відомість документів), у структурі змісту, назвах розділів/підрозділів тощо, у назвах публікацій у переліку джерел посилання;

2) усі запозичення є фрагментарними або мають належним чином оформленні посилання;

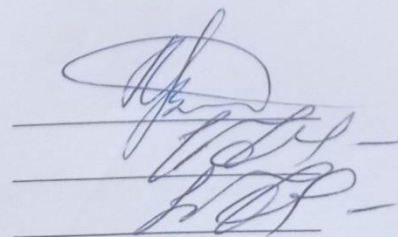
3) виявлені модифікації тексту не впливають на відсоток схожості.

Сумарний обсяг всіх запозичень, визначений системою виявлення збігів ідентичності/схожості, складає 21,41% і адресується до 18 джерел, що, з урахуванням наведених обґрунтувань, відповідає характеру теми і свідчить на користь кваліфікаційної роботи.

Завідувач кафедри

Гарант освітньої програми

Керівник кваліфікаційної роботи



Валерій МАРТИНЮК

Юрій ФОРКУН

Юрій ФОРКУН