

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна  
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна  
академія»  
Кафедра (автоматизації, метрології та енергоефективних технологій)

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

«Професійна підготовка фахівців приймально-здавального пункту  
нафти до підвищення ефективності експлуатації технологічного  
обладнання»»  
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 курсу, групи ДЕА-ПОНС24МГ  
спеціальності: 015 Професійна освіта (Видобуток, переробка та  
транспортування корисних копалин)

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Тетяна МЕРЕНКОВА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник Олена ПРОКОПЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент Тетяна БОНДАРЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

В.о. завідувача кафедри Геннадій КАНЮК  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль Євген КЛЮЧКА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК Євген КЛЮЧКА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

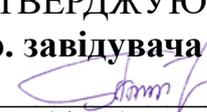
**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМ. В.Н.**  
**КАРАЗІНА**

Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»  
Кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій  
Спеціальність 015.35 Професійна освіта (Видобуток, переробка та  
транспортування корисних копалин)

Освітньо-професійна програма «Професійна освіта (Нафтогазова справа)»

ЗАТВЕРДЖУЮ

**В.о. завідувача кафедри**

  
\_\_\_\_\_

(підпис)

д.т.н., проф. Геннадій КАНЮК

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу (дипломну роботу/дипломний проєкт)**

**другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу (ці) вищої освіти Тетяна МЕРЕНКОВА  
(ім'я, прізвище)

1. Тема «Професійна підготовка фахівців приймально-здавального пункту нафти до підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» затверджена наказом по університету № 4801-5/3664 від 06.10.2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Закони України, Постанови Верховної Ради, Постанови Кабінету Міністрів, теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, періодичні видання, статистичні дані, галузева нормативна документація, технологічна документація.

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, що їх належить розробити): Актуальність професійної підготовки фахівців приймально-здавального пункту нафти до підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання. Техніко-організаційні рішення, спрямовані на підвищення ефективності функціонування приймально-здавального пункту нафти. Вимоги до кадрового забезпечення об'єкту галузі. Розробка дидактичного проєкту викладання теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання», що вивчається у процесі підвищення кваліфікації фахівців приймально-здавального пункту.

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал): Презентація, виконана в програмі Microsoft PowerPoint

## 6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	
1	д.пед.н., проф. Брюханова Н.О.			

7. Дата видачі завдання «01» вересня 2025 р.

Керівник роботи



Олена ПРОКОПЕНКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання



Тетяна МЕРЕНКОВА

(ім'я, прізвище)

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК**  
**виконання кваліфікаційної роботи**  
**(дипломної роботи/дипломного проєкту)**

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Актуальність професійної підготовки фахівців приймально-здавального пункту нафти до підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання.	01.09.2025 – 15.09.2025	
2	Техніко-організаційні рішення, спрямовані на підвищення ефективності функціонування приймально-здавального пункту нафти.	16.09.2025 – 05.11.2025	
3	Вимоги до кадрового забезпечення об'єкту галузі.	06.11.2025 – 15.11.2025	
4	Розробка дидактичного проєкту викладання теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання», що вивчається у процесі підвищення кваліфікації фахівців приймально-здавального пункту.	16.11.2025 – 29.11.2025	
5	Оформлення пояснювальної записки та презентації	До 10.12.2025	

Здобувач (ка) вищої освіти



Тетяна МЕРЕНКОВА

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Євген КЛЮЧКА

(ім'я, прізвище)

## **РЕФЕРАТ**

до магістерської роботи на тему

«Професійна підготовка фахівців приймально-здавального пункту нафти до підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання»

Тетяна МЕРЕНКОВА

Магістерська робота складається з 94 сторінки, 8 рисунків, 14 таблиць, список літератури містить 25 джерел.

**ДИДАКТИЧНИЙ ПРОЄКТ, ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ, ПРОФЕСІЙНА ПІДГОТОВКА, ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНИЙ ПУНКТ, КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ НАФТА, ДІАГНОСТИКА ОБЛАДНАННЯ**

**Об'єкт дослідження** – процес професійної підготовки фахівців приймально-здавальних пунктів нафти, спрямований на забезпечення якісного виконання виробничих операцій з приймання, контролю, обліку та передачі нафти, а також підтримання працездатності технологічного обладнання в умовах промислової експлуатації.

**Предмет дослідження** – професійна підготовка фахівців ПЗП нафти до ефективного та безпечного виконання технологічних операцій, включаючи контроль якості нафти, діагностику обладнання, експлуатацію насосних агрегатів, трубопровідної арматури та систем автоматизації, з метою забезпечення надійності виробничих процесів.

У роботі обґрунтовано значущість якісної професійної підготовки фахівців приймально-здавальних пунктів нафти як важливої передумови підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання. Проведено ґрунтовний аналіз техніко-організаційних рішень, спрямованих на підвищення ефективності функціонування приймально-здавального пункту нафти. Також сформовано та науково обґрунтовано комплекс вимог до кадрового забезпечення фахівців приймально-здавальних пунктів нафти нафтопромислових підприємств.

Розроблено дидактичний проєкт викладання теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання», що реалізується у процесі підвищення кваліфікації фахівців приймально-здавального пункту нафти.

## ABSTRACT

of the master's thesis on the topic  
«Professional training of oil receiving and delivery point specialists to improve the  
efficiency of technological equipment operation»

Tetyana MERENKOVA

The master's thesis consists of 94 pages, 8 figures, 14 tables, and a list of references containing 25 sources.

EDUCATIONAL PROJECT, ADVANCED TRAINING,  
PROFESSIONAL TRAINING, RECEIVING AND DELIVERY POINT,  
QUALITY CONTROL OF OIL, EQUIPMENT DIAGNOSTICS

The object of research is the process of professional training of oil receiving and delivery station specialists aimed at ensuring the high-quality performance of production operations for receiving, controlling, accounting for and transferring oil, as well as maintaining the operability of technological equipment in industrial conditions.

The subject of the study is the professional training of oil receiving and delivery point specialists for the effective and safe performance of technological operations, including oil quality control, equipment diagnostics, operation of pumping units, pipeline fittings and automation systems, with the aim of ensuring the reliability of production processes.

The work substantiates the importance of high-quality professional training of oil receiving and delivery point specialists as an important prerequisite for improving the efficiency of technological equipment operation. A thorough analysis of technical and organisational solutions aimed at improving the efficiency of oil receiving and delivery stations has been carried out. A set of requirements for staffing oil receiving and delivery stations at oil production enterprises has also been developed and scientifically substantiated.

A didactic project for teaching the topic ‘Improving the efficiency of technological equipment operation’ has been developed, which is implemented in the process of improving the qualifications of specialists at oil receiving and delivery points.

## СПИСОК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

- ПВ – перетворювач витрати;
- ПЗП – приймально-здавальний пункт;
- АРМ – автоматизоване робоче місце;
- АП – автоматичний пробовідбірник;
- БВЯ – блок вимірювань показників якості нафти;
- БВЛ – блок вимірювальних ліній;
- БПУ – блок повірочної установки;
- БЗЕ – блок засобів еталонних;
- БФ – блок фільтрів
- ВР – верхній рівень;
- ЗС – засувка;
- ВОК – вимірювально-обчислювальний комплекс;
- ВЛ – вимірювальна лінія
- ВЛНІН – випробувальна лабораторія нафти і нафтопродуктів;
- ІФС – індикатор фазового стану нафти;
- КМХ – контроль метрологічних характеристик;
- КТ – комплекс технологічний;
- МВВ – методика виконання вимірювань;
- МХ – метрологічні характеристики;
- НПЗ – нафтопереробний завод;
- ПУ – повірочна установка;
- РВС – резервуар вертикальний сталевий;
- СВ – засоби вимірювань;
- СВКН – система вимірювань кількості та показників якості нафти;
- СОІ – система обробки інформації;
- ТКО – товарно-комерційні операції
- ТПУ – трубопоршнева установка;
- ФБУ – фільтр брудно-уловлювач;

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	10
РОЗДІЛ 1 .....	13
АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНОГО ПУНКТУ НАФТИ ДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ .....	13
1.1. Значення професійної підготовки персоналу ПЗП нафти .....	13
1.2. Сучасні виклики та проблеми експлуатації ПЗП нафти .....	16
1.3. Недоліки існуючої системи підготовки персоналу .....	19
1.4. Необхідність системного підходу до професійної підготовки.....	21
Висновки до розділу 1 .....	22
РОЗДІЛ 2 .....	24
ТЕХНІКО-ОРГАНІЗАЦІЙНІ РІШЕННЯ, СПРЯМОВАНІ НА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНОГО ПУНКТУ НАФТИ .....	24
2.1 Призначення та склад системи вимірювань кількості та показників якості нафти (СВКЯН) .....	24
2.1.1 Призначення СВК .....	24
2.2 Порядок взаємодії з випробувальною лабораторією та організацією, яка здійснює технічне обслуговування СВКЯН.....	29
2.3 Схеми СВКЯН .....	31
2.4 Резервна схема обліку нафти .....	33
2.5 Основні вимоги з охорони праці та промислової безпеки при експлуатації СВКЯН .....	40
2.6 Спосіб та періодичність відбору проб нафти .....	42
2.7 Перелік контрольованих параметрів та періодичність їх контролю .....	43
2.8 Розрахунок витрати нафти через пробовідбірний пристрій (умова ізокінетичності швидкостей).....	46
2.9 Розробка організаційних та технічних заходів, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації СВЯН.....	50

2.9.1 Застосування поверхнево активних речовин (ПАР) при транспортування та зберігання нафти .....	50
Висновки до розділу 2 .....	55
РОЗДІЛ 3 ВИМОГИ ДО КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОБ'ЄКТУ ГАЛУЗІ .....	58
3.1 Вимоги до кадрового забезпечення фахівців приймально-здавальних пунктів нафти нафтопромислових підприємств. ....	58
3.1.1 Загальні положення щодо кадрового забезпечення приймально-здавальних пунктів нафти .....	58
3.1.2 Кваліфікаційні вимоги до фахівців приймально-здавальних пунктів нафти.....	58
3.1.3 Вимоги до професійної підготовки та навчання персоналу .....	59
3.1.4 Вимоги до знань і навичок у сфері контролю та обліку нафти.....	59
3.1.5. Вимоги з охорони праці та промислової безпеки до персоналу .....	60
3.1.6 Організаційні вимоги до управління персоналом .....	60
Висновки до розділу 3 .....	61
РОЗДІЛ 4 .....	63
РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ФАХІВЦІВ ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНОГО ПУНКТУ ..	63
4.1. Вихідні дані.....	63
4.2. Види та зміст професійної діяльності фахівця.....	65
4.3. Кваліфікаційні вимоги до фахівців приймально-здавального пункту .....	66
4.4. Постановка цілей вивчення навчальної теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» .....	67
4.5. Перелік літературних джерел з теми.....	68
4.6. Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» .....	68

4.7. Аналіз базових умов навчання з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» .....	70
4.8. Проектування мотиваційних технологій навчання з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання», характеристика і текст мотивації, використання якої доцільно при викладанні навчального матеріалу (табл. 4.5).....	71
4.9. Проектування технології формування орієнтовної основи діяльності при вивченні теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» (табл. 4.6).....	73
4.10. Проектування технології формування виконавчих дій при вивченні теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» (табл. 4.7).....	74
4.11. Проектування контрольних дій з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» (таблиця 4.8).....	76
4.12. Розробка програми курсів підвищення кваліфікації викладання теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» представлено в таблиці 4.9.....	77
4.13. Розробка сценарію заняття «Методи підвищення енергоефективності та оптимізації режимів роботи» .....	80
Висновки до розділу 4 .....	81
ВИСНОВКИ.....	82
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	84
ДОДАТКИ.....	86

## ВСТУП

Сфера нафто транспортування є стратегічно важливою для економічної стабільності держави, оскільки забезпечує безперервність енергетичного забезпечення промислових та побутових споживачів. Однією з ключових ланок цієї системи є приймально-здавальні пункти нафти, де здійснюється приймання, облік, контроль якості та подальше транспортування сировини. Ефективність роботи цих об'єктів значною мірою залежить від професійної підготовки персоналу, який відповідає за експлуатацію складного технологічного обладнання, дотримання вимог безпеки та точність виробничих операцій.

У сучасних умовах підвищення технічної оснащеності нафто транспортних систем, впровадження автоматизованих комплексів, цифрових вимірювальних систем та сучасних регулювальних механізмів вимагає від фахівців високого рівня професійної компетентності. Відсутність належної підготовки може призвести до аварійних ситуацій, неточностей у вимірюванні нафти, передчасного зносу обладнання та значних економічних втрат. Тому формування у працівників здатності ефективно експлуатувати технологічні установки є важливою передумовою безпечної та результативної роботи підприємств галузі.

Актуальність теми також зумовлена необхідністю адаптації освітніх програм до сучасних виробничих реалій. Технологічні процеси постійно ускладнюються, модернізується обладнання, підвищуються вимоги до точності контролю, енергоефективності та екологічної безпеки. Це потребує впровадження нових підходів до підготовки майбутніх працівників, орієнтованих на практичну діяльність, розвиток технічного мислення, вміння працювати з автоматизованими системами та оперативно приймати рішення в нестандартних ситуаціях.

Таким чином, професійна підготовка фахівців приймально-здавальних пунктів нафти є важливим чинником забезпечення надійності та ефективності

нафтотранспортної інфраструктури. Її вдосконалення сприятиме підвищенню продуктивності обладнання, зменшенню ризиків виробничих відхилень та формуванню висококваліфікованих кадрів, здатних відповідати сучасним викликам галузі.

Об'єкт дослідження – процес професійної підготовки фахівців приймально-здавальних пунктів нафти, спрямований на забезпечення якісного виконання виробничих операцій з приймання, контролю, обліку та передачі нафти, а також підтримання працездатності технологічного обладнання в умовах промислової експлуатації.

Предмет дослідження – професійна підготовка фахівців ПЗП нафти до ефективного та безпечного виконання технологічних операцій, включаючи контроль якості нафти, діагностику обладнання, експлуатацію насосних агрегатів, трубопровідної арматури та систем автоматизації, з метою забезпечення надійності виробничих процесів.

Мета дослідження – теоретично обґрунтувати та розробити систему професійної підготовки фахівців приймально-здавальних пунктів нафти, спрямовану на формування компетентностей, необхідних для ефективного виконання технологічних операцій, контролю технічного стану обладнання та прийняття обґрунтованих рішень щодо його експлуатації.

Гіпотеза дослідження. Професійна підготовка фахівців ПЗП нафти забезпечує підвищення ефективності та безпеки виробничих процесів, якщо:

- навчальний процес включає вивчення конструктивних особливостей насосних агрегатів, арматури, систем автоматизації та методів діагностики;
- забезпечується інтеграція знань з технічної експлуатації, промислової безпеки, аналітики та нормативного регулювання;
- застосовуються практикоорієнтовані методи навчання, включаючи моделювання аварійних та нестандартних ситуацій, роботу з діагностичними приладами та аналіз виробничих кейсів.

Завдання дослідження:

1. Проаналізувати професійну діяльність фахівців ПЗП нафти та визначити основні функції та зони відповідальності.
2. Визначити компетентнісні вимоги до персоналу для виконання технологічних операцій, контролю якості та діагностики обладнання.
3. Обґрунтувати зміст, структуру та методи професійної підготовки персоналу ПЗП нафти.
4. Розробити програму підвищення кваліфікації, що враховує технологічні, безпекові та аналітичні аспекти діяльності.

Методи дослідження: аналіз нормативно-технічної документації та стандартів промислової безпеки, літератури з експлуатації обладнання ПЗП нафти; порівняльний аналіз навчальних програм суміжних галузей; опитування та інтерв'ювання фахівців; аналіз виробничих кейсів і типових відмов обладнання; педагогічне моделювання та розробка дидактичних матеріалів для підготовки персоналу; узагальнення досвіду експлуатаційних підрозділів.

Наукова новизна дослідження полягає у комплексному обґрунтуванні системи професійної підготовки персоналу приймально-здавальних пунктів нафти, що поєднує технічні, аналітичні, безпекові та нормативні компетентності, а також використання цифрових і практикоорієнтованих методів навчання для підвищення ефективності та надійності виробничих процесів.

Практична значущість дослідження: запропонована система підготовки може бути впроваджена у програми підвищення кваліфікації та атестації фахівців ПЗП нафти, що сприятиме підвищенню безпеки технологічних процесів, зниженню ризику аварій та оптимізації експлуатації обладнання.

Структура магістерської роботи включає вступ, чотири розділи, висновки та список використаних джерел.

**РОЗДІЛ 1**  
**АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ**  
**ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНОГО ПУНКТУ НАФТИ ДО**  
**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ**  
**ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ**

**1.1. Значення професійної підготовки персоналу ПЗП нафти**

Професійна підготовка персоналу приймально-здавального пункту (ПЗП) нафти є ключовим чинником забезпечення ефективної та безпечної експлуатації технологічного обладнання, яке використовується для прийому, обліку, підготовки та передачі нафти на наступні етапи транспортування та переробки. Роль фахівців ПЗП не обмежується лише виконанням стандартних операційних процедур, оскільки від їхньої компетентності залежить надійність функціонування всього виробничого ланцюга, який включає технологічні процеси очищення, облік, аналіз якості сировини, контроль тиску та температурних режимів, а також своєчасне виявлення та усунення технічних відхилень.

Фахівці ПЗП нафти виконують широкий спектр завдань, що охоплюють як безпосередню експлуатацію обладнання, так і аналітичну та контрольну діяльність. До основних видів діяльності можна віднести моніторинг технічного стану насосних агрегатів, контрольно-вимірювальних приладів, трубопровідної арматури, систем автоматизованого управління та захисту. Крім того, персонал здійснює операції з очищення нафтопродуктів від механічних домішок, води та інших забруднень, проводить калібрування та перевірку точності вимірювальних приладів, а також здійснює контроль дотримання технологічних режимів, що забезпечує стабільність продуктивності та якість сировини.

Важливо зазначити, що ефективність діяльності фахівців безпосередньо пов'язана з їхнім рівнем кваліфікації та професійною компетентністю.

Інженерно-технічний персонал ПЗП нафти відповідає за безпечну експлуатацію обладнання, тому недостатній рівень знань або практичних навичок може призвести до аварійних ситуацій, втрат сировини, простоїв технологічного процесу та загрози навколишньому середовищу. З іншого боку, високий рівень підготовки дозволяє персоналу не лише своєчасно виявляти та усувати відхилення, але й оптимізувати технологічні процеси, підвищувати продуктивність та знижувати експлуатаційні витрати.

Професійна підготовка фахівців ПЗП включає формування низки компетентностей, серед яких технічна грамотність, аналітичні навички, вміння користуватися сучасними засобами діагностики та контролю, знання нормативної документації та правил охорони праці. Крім того, важливим аспектом є розвиток вмінь приймати оперативні рішення у нестандартних або аварійних ситуаціях, що часто виникають через складність технологічних процесів або несподівані технічні відхилення. Такий комплекс компетентностей дозволяє персоналу не лише виконувати поточні завдання, але й ефективно взаємодіяти з іншими службами підприємства, забезпечуючи безперервність виробничого циклу та дотримання стандартів безпеки.

Особливу увагу слід приділити структурі професійної діяльності персоналу ПЗП. До її ключових елементів належать: планування робочих операцій, контроль за дотриманням технологічних параметрів, виконання процедур очищення та підготовки нафти, ведення технічної документації, проведення внутрішнього аудиту обладнання, участь у роботах із модернізації та профілактичного обслуговування. Кожен з цих елементів потребує не лише теоретичних знань, але й практичних навичок, набуття яких можливе лише через системну підготовку та регулярне підвищення кваліфікації.

Ефективність професійної підготовки безпосередньо впливає на показники безпеки виробничих процесів. Висококваліфікований персонал здатний вчасно виявляти технічні дефекти, проводити коректну діагностику обладнання та попереджати аварійні ситуації. Це зменшує ризики нещасних випадків, збитків від простою обладнання та шкоди для навколишнього

середовища. Натомість недостатній рівень кваліфікації або застарілі методи навчання призводять до неефективного контролю технологічних процесів, що може мати негативні наслідки для безпеки підприємства та репутації компанії в цілому.

Крім технічної підготовки, важливим аспектом є формування аналітичного мислення та навичок роботи з цифровими системами моніторингу. Сучасні приймально-здавальні пункти нафти обладнані автоматизованими системами контролю, які забезпечують збір, обробку та аналіз великих обсягів даних. Персонал повинен вміти інтерпретувати ці дані, приймати рішення на основі прогнозів та визначати оптимальні технологічні режими. Тому навчальні програми повинні включати не лише класичні дисципліни з експлуатації обладнання, а й сучасні методи аналізу інформації, моделювання процесів та використання програмного забезпечення для діагностики та планування технічного обслуговування.

Важливим фактором підвищення ефективності професійної підготовки є поєднання теоретичних знань із практичними навичками. Практичні тренінги, робота на тренажерах, моделювання аварійних ситуацій та навчання на реальному обладнанні дозволяють персоналу відпрацьовувати алгоритми дій у різних умовах, формувати швидкі та точні реакції на відхилення та навчитися приймати ефективні рішення. Такі форми навчання забезпечують високий рівень готовності інженерно-технічного персоналу до реальної виробничої діяльності та сприяють зниженню ризику аварій на підприємстві.

Професійна підготовка також включає вивчення нормативно-правової бази, правил охорони праці, промислової безпеки та екологічних вимог. Знання цих аспектів дозволяє персоналу ПЗП нафти виконувати свої обов'язки відповідно до чинних стандартів, забезпечувати відповідність операційних процесів законодавчим вимогам та зменшувати негативний вплив виробничої діяльності на навколишнє середовище. Висока компетентність у цих питаннях є необхідною умовою для підтримки корпоративної культури безпеки та підвищення загальної ефективності роботи підприємства.

Отже, значення професійної підготовки персоналу приймально-здавального пункту нафти складно переоцінити. Високий рівень кваліфікації фахівців забезпечує безперебійну роботу технологічного обладнання, знижує ризики аварійних ситуацій, підвищує ефективність виробничих процесів і гарантує дотримання вимог безпеки. Інвестиції в навчання та підвищення кваліфікації персоналу є необхідними для стабільного функціонування підприємства, оптимізації технічних процесів та забезпечення надійності магістральних операцій. Таким чином, підготовка висококваліфікованого персоналу є стратегічним пріоритетом для будь-якого газо- та нафтотранспортного підприємства, яке прагне забезпечити безпеку, надійність та ефективність своїх виробничих процесів.

## **1.2. Сучасні виклики та проблеми експлуатації ПЗП нафти**

Сучасна експлуатація приймально-здавальних пунктів (ПЗП) нафти стикається з низкою серйозних викликів, пов'язаних як із фізичним станом обладнання, так і з вимогами до забезпечення безпеки технологічних процесів. Старіння трубопровідної та насосної інфраструктури, зношування контрольно-вимірювальних приладів, накопичення внутрішніх відкладень у резервуарах та магістральних лініях створюють підвищену небезпеку для надійного функціонування ПЗП. Обладнання, яке експлуатується протягом тривалого часу без модернізації або заміни компонентів, вимагає більш ретельного технічного контролю та постійного оновлення знань персоналу для забезпечення стабільної роботи всього технологічного циклу.

Однією з головних проблем є підвищення вимог до безпеки виробничих процесів. Сучасні стандарти та нормативи охорони праці, промислової безпеки та екології передбачають мінімізацію ризиків аварійних ситуацій, що можуть призвести до витоків нафти, забруднення навколишнього середовища або травмування персоналу. Для їхнього дотримання необхідно поєднувати надійну експлуатацію обладнання з постійним контролем технологічних

параметрів, моніторингом стану обладнання та швидким реагуванням на будь-які відхилення.

Старіння обладнання безпосередньо впливає на зростання ризику аварійних ситуацій. Дефекти насосів, клапанів, трубопроводів або контрольно-вимірювальних систем, що виникають через корозію, механічне зношування чи порушення технологічних режимів, можуть стати джерелом серйозних інцидентів. Навіть незначні відхилення у тиску, температурі або швидкості потоку нафти здатні спричинити нестабільність процесу, пошкодження обладнання та простої. Тому своєчасна діагностика, контроль та оцінка технічного стану елементів ПЗП є критично важливими для забезпечення безпеки та безперервності виробничого процесу.

Важливою складовою сучасного управління ПЗП є використання передових методів очищення та діагностики. Традиційні підходи до видалення механічних домішок і води, а також перевірки стану обладнання часто виявляються недостатньо ефективними для сучасних обсягів транспортування нафти та підвищених вимог до якості продукції. Використання сучасних технологій, таких як автоматизовані системи моніторингу, цифрові датчики та методи неруйнівного контролю (ультразвуковий, вібраційний, термографічний аналіз), дозволяє отримувати більш точну інформацію про стан обладнання та прогнозувати його ресурс. Це забезпечує можливість вчасно планувати технічне обслуговування, попереджувати аварійні ситуації та оптимізувати процеси очищення та підготовки нафти.

Ще одним викликом є інтеграція технологічних, аналітичних та безпекових аспектів у професійну підготовку персоналу. Для ефективного реагування на сучасні загрози інженерно-технічний персонал повинен володіти навичками роботи з цифровими системами моніторингу, методами діагностики, знаннями про фізико-хімічні властивості нафти, принципами роботи насосного та облікового обладнання, а також алгоритмами прийняття рішень у аварійних ситуаціях. Це підкреслює необхідність комплексних навчальних програм, які поєднують теоретичну підготовку з практичними

вправами, моделюванням відхилень та роботою на сучасному діагностичному обладнанні.

Сучасні вимоги до експлуатації ПЗП включають також інтеграцію систем управління ризиками та аналітики. Моніторинг параметрів процесів у реальному часі, обробка великих масивів даних та прогнозування залишкового ресурсу обладнання дозволяють не лише знизити ймовірність аварій, але й підвищити ефективність роботи підприємства в цілому. Тому впровадження сучасних методів очищення, діагностики та моніторингу є стратегічно важливим завданням для будь-якого ПЗП нафти.

Серед актуальних проблем можна виділити і недоліки в організації технічного обслуговування. Часто підприємства стикаються з ситуаціями, коли планові роботи не враховують поточний стан обладнання або обсяг робіт перевищує можливості персоналу. Це призводить до того, що деякі дефекти залишаються непоміченими, а відхилення технологічних режимів накопичуються, підвищуючи ризик аварій. У зв'язку з цим постає завдання вдосконалення організаційних та навчальних процесів, що дозволяють персоналу оперативно реагувати на зміни стану обладнання та запобігати негативним наслідкам.

Таким чином, сучасні виклики експлуатації приймально-здавальних пунктів нафти визначаються низкою факторів: старінням обладнання, підвищенням вимог до безпеки, ризиком аварій через дефекти або порушення технологічних режимів, а також необхідністю впровадження сучасних методів очищення, діагностики та моніторингу. Для ефективного вирішення цих проблем критично важливою є системна професійна підготовка персоналу, яка поєднує теоретичні знання, практичні навички та вміння працювати з цифровими системами моніторингу. Тільки за таких умов можливо забезпечити надійну, безпечну та ефективну роботу ПЗП, знизити ймовірність аварійних ситуацій та оптимізувати виробничі процеси підприємства.

Ефективне поєднання навчання, оновлення технологій та застосування сучасних методів контролю дозволяє підвищити продуктивність підприємства

та створює передумови для розвитку корпоративної культури безпеки. Виклики, що постають перед ПЗП, стають стимулом для вдосконалення підходів до професійної підготовки, оновлення процедур технічного обслуговування та впровадження інноваційних технологій, що в комплексі забезпечує безпечну та стабільну експлуатацію нафтопереробних систем.

### **1.3. Недоліки існуючої системи підготовки персоналу**

Сучасна система підготовки персоналу приймально-здавальних пунктів нафти має суттєві недоліки, що впливають на якість експлуатації технологічного обладнання та безпеку виробничих процесів. Однією з головних проблем є відсутність інтегрованих навчальних програм, які б комплексно поєднували теоретичну підготовку та практичне відпрацювання навичок. У багатьох навчальних курсах акцент робиться переважно на засвоєнні нормативної документації, правил експлуатації та технічних характеристик обладнання, тоді як реальна практика роботи з насосами, резервуарами, трубопроводами та контрольно-вимірювальними системами обмежена. Такий дисбаланс призводить до того, що фахівці не завжди готові оперативно реагувати на аварійні або нестандартні ситуації, адекватно оцінювати стан обладнання та приймати ефективні рішення для запобігання аваріям.

Ще одним значним недоліком є обмежене застосування сучасних цифрових систем контролю та методів неруйнівного контролю. Багато ПЗП використовують застарілі методи візуальної перевірки або прості інструментальні тести, які не дозволяють отримувати точну інформацію про стан внутрішніх поверхонь труб, насосних агрегатів чи резервуарів. В результаті дефекти, корозійні ураження або накопичення відкладень залишаються непоміченими, що підвищує ризик аварій. Використання цифрових систем моніторингу та сучасних технологій неруйнівного контролю, таких як ультразвукове обстеження, вібраційна діагностика та

термографія, дозволяє виявляти проблеми на ранніх стадіях, але нині їх інтеграція в навчальні програми відбувається недостатньо системно.

Крім того, спостерігається недостатній рівень аналітичних і технічних компетентностей персоналу. Працівники ПЗП часто мають базові знання про принципи роботи обладнання, проте не завжди здатні оцінити складні взаємозв'язки між технологічними параметрами, прогнозувати розвиток дефектів та визначати залишковий ресурс обладнання. Це зумовлює підвищений ризик помилок при плануванні технічного обслуговування або оперативному усуненні несправностей. Внаслідок цього ефективність роботи ПЗП знижується, а ймовірність аварій та простоїв збільшується, що негативно впливає на безпеку виробничих процесів та економічні показники підприємства.

Недоліки існуючої системи підготовки також включають низький рівень інтерактивності навчальних програм. Більшість курсів не передбачають моделювання реальних аварійних ситуацій, симуляції відмов обладнання чи роботи з цифровими тренажерами, що дозволяють відпрацьовувати алгоритми прийняття рішень у нестандартних умовах. Відсутність таких практичних елементів знижує здатність персоналу швидко і правильно реагувати на загрозливі фактори під час реальної експлуатації.

Таким чином, сучасна система підготовки персоналу ПЗП нафти потребує комплексного оновлення. Необхідно створювати інтегровані навчальні програми, які поєднують теоретичні знання, практичні навички та сучасні цифрові технології контролю, а також розвивають аналітичні та технічні компетентності фахівців. Лише системний підхід до підготовки персоналу дозволить підвищити надійність і безпеку роботи приймально-здавальних пунктів та забезпечити ефективну експлуатацію технологічного обладнання.

#### **1.4. Необхідність системного підходу до професійної підготовки**

Ефективна підготовка фахівців приймально-здавальних пунктів нафти неможлива без системного підходу, який передбачає комплексне планування освітніх програм та інтеграцію різних аспектів професійної діяльності. Системний підхід у навчанні означає не просто передачу теоретичних знань або окремих практичних навичок, а формування цілісної компетентності фахівця, здатного забезпечувати надійну та безпечну експлуатацію технологічного обладнання в умовах реального виробництва.

Одним із ключових елементів системного підходу є розробка комплексних програм навчання, які враховують технологічні, безпекові та аналітичні аспекти діяльності персоналу. Технологічна складова передбачає ознайомлення слухачів із конструктивними особливостями насосів, резервуарів, трубопроводів та допоміжного обладнання, принципами їх роботи та взаємозв'язками у виробничих процесах. Безпекова складова орієнтована на підготовку фахівців до дотримання правил промислової безпеки, охорони праці та екологічних норм, що дозволяє знизити ризики аварійних ситуацій. Аналітичний аспект включає розвиток умінь оцінювати технічний стан обладнання, прогнозувати розвиток дефектів та оптимізувати процеси технічного обслуговування. Інтеграція цих трьох напрямів у єдину навчальну програму забезпечує формування професіоналів, здатних приймати обґрунтовані рішення у складних виробничих умовах.

Використання моделювання аварійних та нестандартних ситуацій є ще одним важливим інструментом системного підходу. Практичне відпрацювання алгоритмів реагування на відмови обладнання або порушення технологічних режимів дозволяє слухачам закріпити теоретичні знання та розвинути навички швидкого та ефективного прийняття рішень. Такі моделювання можуть включати як цифрові тренажери та симулятори, так і практичні заняття на макетах обладнання або в лабораторних умовах. Завдяки цьому підготовка стає максимально наближеною до реальних умов роботи на

ПЗП, що значно підвищує готовність фахівців до виконання своїх професійних обов'язків.

Інтеграція знань із різних сфер діяльності є обов'язковим елементом системного підходу. Фахівець повинен володіти знаннями з експлуатації обладнання, промислової безпеки, охорони праці та управління ризиками. Такий комплексний підхід дозволяє не лише виконувати стандартні операції, а й ефективно реагувати на нестандартні ситуації, оцінювати ризики, прогнозувати можливі відмови та розробляти заходи для їх запобігання. Інтеграція різнопрофільних знань формує у слухачів цілісне розуміння виробничого процесу та взаємозв'язків між технічними, організаційними і безпековими аспектами діяльності.

Таким чином, системний підхід до професійної підготовки персоналу ПЗП нафти забезпечує формування компетентних фахівців, здатних ефективно та безпечно працювати у складних умовах сучасного виробництва. Комплексні навчальні програми, моделювання аварійних ситуацій та інтеграція знань із різних сфер діяльності створюють умови для підвищення рівня професійної майстерності, зниження ризику аварій і забезпечення стабільної роботи технологічного обладнання. Такий підхід стає основою сучасної системи підвищення кваліфікації, орієнтованої на потреби підприємства та виклики сучасної енергетичної інфраструктури.

## **Висновки до розділу 1**

У результаті аналізу актуальності професійної підготовки фахівців приймально-здавальних пунктів нафти встановлено, що ефективна діяльність персоналу безпосередньо впливає на безперебійну роботу технологічного обладнання та безпеку виробничих процесів. Професійна підготовка персоналу забезпечує формування компетентностей, необхідних для своєчасного виявлення дефектів обладнання, дотримання технологічних

режимів та реагування на аварійні ситуації, що сприяє зниженню ризику техногенних аварій і підвищенню надійності роботи підприємства.

Дослідження сучасних викликів експлуатації ПЗП нафти показало, що старіння обладнання, підвищені вимоги до безпеки та складність технологічних процесів вимагають від персоналу високого рівня технічних і аналітичних компетентностей. Недоліки існуючої системи підготовки, зокрема обмежене використання цифрових систем моніторингу, методів неруйнівного контролю та відсутність інтегрованих навчальних програм, створюють додаткові ризики і знижують ефективність експлуатації обладнання.

Необхідність системного підходу до професійної підготовки полягає у впровадженні комплексних навчальних програм, що інтегрують знання з технології обладнання, охорони праці, промислової безпеки та управління ризиками, а також передбачають практичне відпрацювання дій у нестандартних і аварійних ситуаціях. Такий підхід дозволяє формувати компетентних фахівців, здатних забезпечити безпечну, стабільну і ефективну експлуатацію технологічного обладнання, а також приймати обґрунтовані рішення щодо його технічного стану та необхідності проведення ремонтних робіт.

Отже, системна та цілеспрямована професійна підготовка персоналу ПЗП нафти є ключовим фактором підвищення ефективності виробничих процесів, надійності роботи обладнання та безпеки експлуатації. Вона дозволяє підприємствам зменшити ризики аварій, оптимізувати технологічні операції та забезпечити стійку роботу інфраструктури в умовах сучасних викликів нафтової галузі.

## **РОЗДІЛ 2**

### **ТЕХНІКО-ОРГАНІЗАЦІЙНІ РІШЕННЯ, СПРЯМОВАНІ НА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНОГО ПУНКТУ НАФТИ**

На сьогоднішній день актуальним питанням є політика розумного використання природних ресурсів, а також їхній облік на всіх етапах: видобуток, транспортування, переробка та реалізація. Треба враховувати, що прибуток підприємств, що займаються транспортуванням чи переробкою нафти, залежить від точності та якості проведення товарно-комерційних операцій. Тому важливою умовою є підвищення точності результатів вимірювань та вимірювання з похибкою, яка не перевищує допустимих меж.

#### **2.1 Призначення та склад системи вимірювань кількості та показників якості нафти (СВКЯН)**

##### **2.1.1 Призначення СВК**

Прийомо-здавальний пункт призначений для автоматизованого комерційного обліку товарної нафти, з похибкою, що не перевищує встановлених меж, при проведенні обліково-розрахункових операцій між підприємством-постачальником, що здійснює здачу нафти.

##### **Технічні характеристики:**

Робоче середовище – нафта;

Кількість робочих ліній – 3;

Кількість контрольно-резервних ліній – 1.

##### **Робочі умови для СВКЯН:**

- діапазон витрати, м<sup>3</sup>/год: від 68 до 120;
- тиск, МПа: від 0,2 до 4,5;
- режим роботи: періодичний/постійний;
- режим керування відсічною арматурою: автоматизований;

- режим управління регуляторами витрати в БІЛ: ручний;
- режим управління регуляторами витрати на виході з БПУ: автоматизований;
- спосіб КМХ турбінних ПР: по резервно-контрольній лінії та ТПУ;
- перевірка турбінних ПР: за стаціонарним ТПУ;
- спосіб КМХ турбінних ПР на резервно-контрольній лінії: стаціонарного ТПУ.

**СВКЯН** забезпечує виконання наступних основних функцій:

- вимірювання маси бруто нафти – за кожною ІЛ та СВКЯН загалом;
- автоматичне визначення маси нето нафти з ручним уведенням показників якості;
- перевірку перетворювачів масової витрати робочих ліній та резервно-контрольної лінії по стаціонарному ТПУ з ручним управлінням запірною арматурою та автоматичною передачею даних у СОІ без порушення функції обліку нафти;
  - контроль метрологічних характеристик масових ПР робочих ліній по резервно-контрольній лінії та стаціонарному ТПУ з ручним управлінням запірною арматурою та автоматичною передачею даних у СОІ без порушення функції обліку нафти; автоматичний вимір: щільності нафти при робочих температурі та тиску; об'ємної частки води; надлишкового тиску нафти у трубопроводах СВКЯН; температури нафти;
    - автоматичне/ручне регулювання витрати у вимірювальній лінії;
    - ручне керування вимірювальними лініями (відкриття, закриття);
    - автоматизоване регулювання витрати через БПУ;
    - автоматичне регулювання витрати нафти через БІК;
    - автоматичний відбір об'єднаної проби у змінні контейнери (пропорційно обсягу перекачування або періодично, за часом), ручний відбір точкової проби відповідно до норм;
    - місцевий та дистанційний контроль перепаду тиску на фільтрах;

- злив нафти з обладнання та технологічних трубопроводів у дренажні трубопроводи. Подальше заповнення технологічних трубопроводів без залишків повітря.

Межі допустимих відносних похибок во всьому діапазоні вимірювань параметрів робочого середовища та заданих умовах експлуатації СВКЯН не перевищують представлених у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Межі допустимих відносних похибок

Межа допустимої відносної похибки	Значення, %
При вимірі маси "брутто" нафти робочими перетворювачами масової витрати	$\pm 0,10$
При вимірі маси «брутто» нафти контрольно-резервним перетворювачем масової витрати	$\pm 0,05$
При визначенні маси "нето" нафти	$\pm 0,5$

**Склад СВКЯН.** Функціонально СВКЯН включає:

- комплекс технологічний;
- блок фільтрів;
- блок вимірювальних ліній;
- блок вимірювання якості;
- блок засобів еталонних;
- систему промивання;
- блок перевіркової установки;
- систему збору, обробки інформації та управління;
- шафа силового управління;
- комплект запасних частин, інструментів та приладдя (ЗІП).

Конструкція СВКЯН передбачає кульові крани та трубопроводи для дренажу рідини з вхідного та вихідного колекторів, вимірювальних ліній,

лінії вимірювання показників якості нафти. Дренаж нафти проводиться в дренажні ємності врахованої та неврахованої нафти.



Рис. 2.2. - Блок засобів еталонних (БСЕ)

**Основні засоби вимірювань та обладнання.** СВКЯН включає технологічне обладнання та засоби вимірювань, наведені у додатку 1 (табл. 1)

Робочий зразок представлений рис. 2.3.

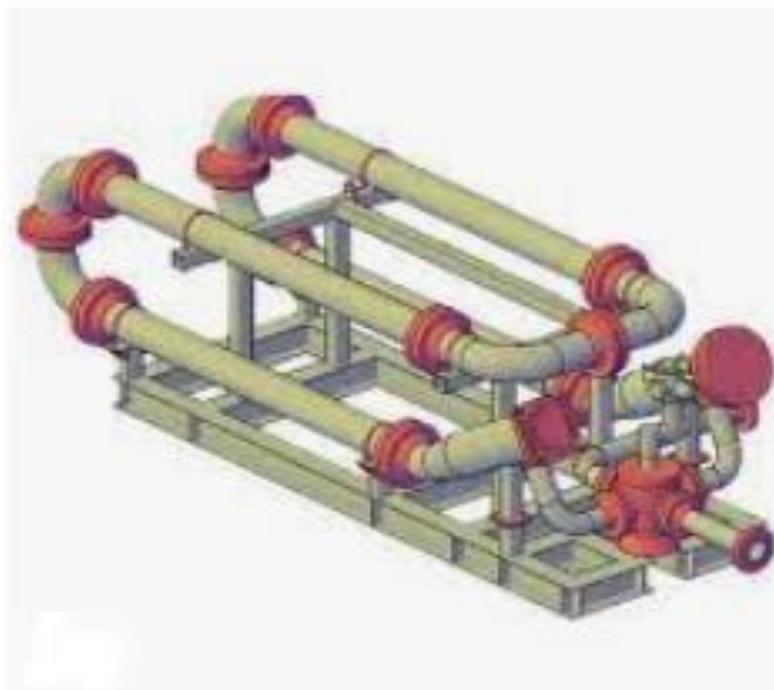


Рис.2.3 - Установка трубопоршнева

Еталонним засобом вимірювань на СВКЯН є трубопоршнева установка, мірник металевий еталонний Seraphin EMSS0005G (в комплекті з двома термометрами ТЛС-4, манометром МПТІ і термометром ТЛ-4).

Установка трубопоршнева призначена для проведення повірки та контролю метрологічних характеристик масових перетворювачів витрати, що змонтовані на вимірювальних лініях СВКЯН. Максимальна пропускна спроможність установки складає 113 м<sup>3</sup>/год. Періодичність перевірки ТПУ – 1 раз на два роки за допомогою мірника 1 розряду.

Еталонні кошти вимірювань (СІ), кошти вимірювання, що безпосередньо беруть участь у визначенні кількості та показників якості нафти, повинні мати діючі свідоцтва про повірку.

Періодичну перевірку СІ проводять за графіком, складеним та узгодженим, що приймає стороною. Допускається заміна засобів вимірювань на аналогічні прилади з характеристиками не гіршими, що застосовуються за проектом та мають свідоцтва про затвердження типу.

Позачергову перевірку СІ проводять відповідно до до чинних нормативних вимог, а також у випадках:

- отримання негативних результатів при контроль метрологічних характеристик СІ;
- відсутності свідоцтва про повірку, порушення цілісності пломб або тавр повірителя.

Про проведення повірки або контролю метрологічних характеристик потокового щільноміра, масового перетворювача витрати, установки трубопоршневої та мірника повідомляється у відповідні органи метрологічного нагляду або у встановленому порядку відповідальним особам на підприємстві. не менше ніж за одну добу. Повірка та контроль метрологічних характеристик вищевказаних СІ, проводиться на місці експлуатації обслуговуючою організацією, у присутності представників підприємства.

## **2.2 Порядок взаємодії з випробувальною лабораторією та організацією, яка здійснює технічне обслуговування СВКЯН**

Випробувальна хіміко-аналітична лабораторія має бути акредитована у системі Національної агенції акредитації України та мати відповідний сертифікат.

Якість нафти, що здається, повинна відповідати високим стандартам для забезпечення ефективності її переробки та відповідності кінцевим продуктам, головні вимоги стосуються її густини, в'язкості, вмісту сірки та води (або солей), що визначає сорт нафти (наприклад, Brent, WTI) і впливає на ціну та технологічні процеси на НПЗ.

Випробувальна лабораторія нафти та нафтопродуктів забезпечує контроль якості нафти на відповідність стандартам. За погодженням із стороною, що здає, проводить випробування проб нафти, що приймається через СВКЯН, для оформлення протоколу випробувань нафти за формою, що відповідає встановленій.

Випробувальне обладнання ХАЛ має бути атестовано за ДСТУ EN ISO/IEC 17025:2019. ХАЛ надає доступ представникам підприємства для спостереження за проведенням випробувань проб нафти на відповідному устаткуванні та місцем для ведення записів.



Рис. 2.4 – Випробувальна лабораторія нафти та нафтопродуктів.

ХАЛ забезпечує можливість представнику сторони, що здає, виконати підготовку, упаковку та відправку арбітражної проби нафти з метою перевірки.

Порядок взаємодії з організацією, яка здійснює технічне обслуговування СВКЯН.

Відповідальність за технічний стан та метрологічне забезпечення СВКЯН несе сторона, що здає. Технічне обслуговування СВКЯН проводить сторона, що здає, спільно з незалежною обслуговуючою організацією, за договором, згідно з затвердженими та узгодженими графіками.

Роботи з технічного обслуговування масових витратомірів на вимірювальних лініях, потокового щільноміру, потокового вологоміра, датчиків температури, датчиків тиску, витратоміру на вузлі вимірювання показників якості, автоматичних пробовідбірників, ІВК проводиться спеціалістами обслуговуючої організації спільно з обсягом технологічних карт [6].

При проведенні повірки робітників та контрольних турбінних витратомірів із встановлення трубопоршневої, технологічний режим встановлює персонал підприємства під контролем представника обслуговуючої організації. Періодичність перевірки робітників - 2 рази на місяць. Вимірювання проводить обслуговуюча організація, перевірку герметичності запірної арматури проводить персонал ПСП у присутності обслуговуючої організації.

Монтаж та демонтаж турбінних витратомірів, потокового щільноміра, потокового вологоміра, пробовідбірників, встановлених на СВКЯН, проводять представники ПСП під контролем представника обслуговуючої організації.

Зняття та встановлення датчиків температури та датчиків тиску на СВКЯН проводиться оперативним персоналом під контролем представників обслуговуючої організації, після відключення датчиків від вторинної апаратури представниками обслуговуючої організації та відключення датчиків від кабельної продукції.

## 2.3 Схеми СВКЯН

### **Технологічна схема СВКЯН і технологічний режим перекачування нафти через СВКЯН**

Технологічна схема СВКЯН представлена у додатку 2.

Технологічний режим перекачування нафти через СВКЯН постійний/періодичний. Нафта подається одночасно через 2 робочі вимірювальні лінії максимально можливою загальною витратою до 360 м<sup>3</sup>/год.

У процесі експлуатації СВКЯН та перед проведенням КМХ має бути перевірена на герметичність запірна арматура. Маса нафти вимірюється з допомогою, встановлених вимірювальних лініях масових витратомірів позиції FT-2.1, FT-2.2, FT-2.3. Показники якості нафти визначаються за допомогою приладів, встановлених на лінії вимірювання показників якості: густина - поточним щільноміром позиція DT3.1; об'ємний вміст води – вологоміром позиції ME3.1. Одночасно здійснюється вимірювання тиску (PT2.1-PT2.3) та температури нафти (TT2.1-TT2.3) на вимірювальних лініях та в лінії вимірювання показників якості нафти (PT3.1, TT3.1).

Відповідно до технологічної схеми (Додаток А), нафта через крани кульові КК1.3 або КШ1.5 надходить у блок фільтрів. Далі, пройшовши фільтри Ф-1.1 (робочий) або Ф-1.2 (резервний), нафта надходить у вхідний колектор вимірювальних ліній. З вхідного колектора блоку вимірювальних ліній нафта через крани кульові КК2.1, КК2.15 надходить у робочі вимірювальні лінії і далі, пройшовши сенсори масових витратомірів FT-2.1, FT-2.2, ручні регулятори витрати РР-2.1, РР-2.2,3. колектор блок вимірювальних ліній.

На вхідному колекторі блоку вимірювальних ліній встановлено пристрій пробозабірний (ПЗП) щілинного типу відповідно стандартам.

Автоматичне підтримка постійного витрати нафти забезпечується клапанами регуляторами, розташованими перед СВКЯН, на відкритому майданчику ПСП. Автоматичне регулювання враховує сумарні показання ТПР FT 2.1, 2.2, 2.3 та компенсує перерозподіл потоків між вимірювальними

лініями в БІЛ під час проведення КМХ та повірки. Забезпечує сталість тиску в магістральному трубопроводі та СВКЯН.

Структурна схема комплексу технічних схем СВКЯН представлена у додатку 3 та відображає склад засобів вимірювань, їх з'єднання в єдину інформаційно-вимірювальну систему та розміщується у двох зонах: приміщення СВКЯН; операторна ПСП.

Кількість нафти, що перекачується, вимірюється масовими перетворювачами витрати. Масові перетворювачі видають частотний електричний сигнал, пропорційний масовій витраті нафти. Частотний сигнал надходить на вхід ВОК (вимірювальні перетворювачі С7-03, С9-03, потім БЗП-09), де відбувається відображення маси нафти брутто по кожній вимірювальній лінії. Для обчислення обсягу нафти на вимірювальні входи ВОК приходять інформація з потокового щільноміра, датчиків тиску та температури блоку контролю якості нафти, а також з датчиків тиску та температури, встановлених на вимірювальних лініях та вихідному колекторі СВКЯН.

ВОК Sybertroll безперервно обробляє сигнали, що надходять з датчиків, і передає через мережу Ethernet на комп'ютери верхнього рівня (АРМ оператора).

За допомогою спеціальної програми відбувається обробка, візуалізація отриманої інформації, видача попереджувальних аварійних сигналів та формування звітів.

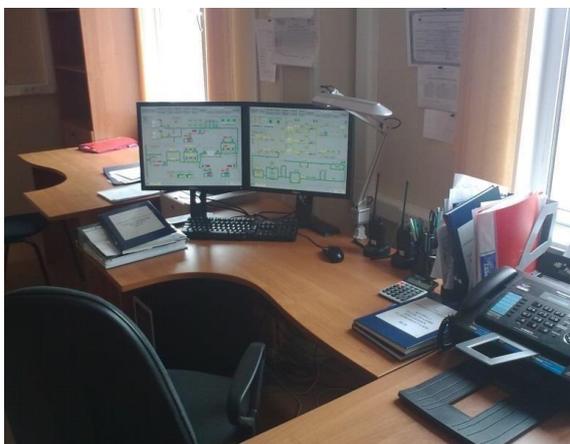


Рис. 2.5 - АРМ оператора

АРМ оператора забезпечує перегляд на мнемосхемі в режимі реального часу параметрів витрати, тиску, температури, густини, масової частки води нафти, положення електроприводних засувки та регуляторів витрати. Комп'ютер верхнього рівня зберігає в пам'яті та виводить на принтер звітні документи, передає дані в систему телемеханіки через концентратор інтерфейсів та видає звуковий аварійний сигнал при виході параметрів за встановлені межі та забарвлює контрольовані позиції на схемі СВКЯН у сигнальні кольори.

## **2.4 Резервна схема обліку нафти**

Резервною схемою обліку нафти є резервуари РВС-5-5000, РВС6-3000, що мають затверджені градуювальні таблиці та свідоцтва про повірку. Визначення маси нафти проводиться непрямим методом статичних вимірювань, згідно з «Методикою виконання вимірювань у вертикальних сталевих резервуарах за резервною схемою обліку на підприємстві.

Масу нафти визначають, як добуток обсягу нафти та густини, наведеної до умов вимірювання обсягу.

При відмові основної системи обліку нафти (СВКЯН) здійснюється перехід на резервну схему обліку. За цією схемою нафта може подаватися, минаючи СВКЯН та регулятори тиску, через регулятори витрати в резервуари ПСП, або через регулятори тиску, минаючи регулятори витрати. При цьому відповідні електроприводні засувки на майданчику регуляторів витрати та електроприводні засувки на майданчику регуляторів тиску закриті. Пломбою підприємства пломбуються закриті засувки.

Управління роботою за резервною схемою та перехід на резервну схему обліку здійснюється за допомогою АРМ оператора. Сигнали датчиків рівня та датчиків температури в резервуарах надходять до ВОК.

"Sybertroll", який виконує обчислення облікових параметрів та передає інформацію на верхній рівень.



Рис. 2.6 – PBC-5000

### **Склад резервної схеми обліку.**

Функціонально резервна схема включає:

- комплекс технологічний;
- вузол підключення;
- вузол фільтрів бродоуловлювачів;
- вузол регулювання витрати;
- вузол регулювання тиску;
- резервуарний парк;
- систему обробки інформації;
- комплект запасних частин, інструментів та приладдя

Для вимірів маси нафти застосовують непрямий метод статичних вимірів.

Масу брутто нафти в резервуарі обчислюють як добуток обсягу нафти та її густини, результат вимірювань якої наведено до умов вимірювання обсягу, або обсягу та густини нафти, результати вимірювань яких наведено до стандартних умов.

Масу брутто зданої (прийнятої) нафти обчислюють як різницю маси брутто нафти на початок закачування нафти резервуар і після закінчення.

Масу нетто зданої (прийнятої) нафти обчислюють як різницю маси брутто зданої (прийнятої) нафти та маси баласту.

Масу баласту обчислюють за значеннями показників якості нафти, що характеризують вміст нафти води, хлористих солей і механічних домішок. Зазначені показники визначають у ХАЛ за результатами випробувань об'єднаної проби нафти, відібраної із заповненого резервуару.

Вимірювання рівня нафти проводиться після відстою нафти не менше 2-х годин з моменту закінчення заповнення і видалення підтоварної води, що відстоялася, і забруднень з резервуара через сифонний кран. Показання рівня нафти та температури знімаються спільно представниками сторони, яка приймає нафту та товарними операторами сторони, що здає нафту з АРМ оператора за показаннями стаціонарних датчиків температури багатоточкових ДТБ-3 та рівнемірів радарних, наприклад, 5400 фірми Rosemount. При відмові стаціонарних датчиків рівня вимірювання рівня нафти проводиться повіреною рулеткою з лотом.

Визначення фактичного обсягу нафти у резервуарі

Загальний обсяг нафти в резервуарі та обсяг підтоварної води визначають по градуювальній таблиці на конкретний резервуар.

Фактичний обсяг нафти в резервуарі обчислюють за такою формулою:

$$V_H = V_0 [1 + (2\alpha_{ct} + \alpha_s) \cdot (t_{ct} - 20)] \quad (2.1)$$

Де

$V_0$  - об'єм нафти в резервуарі за градуювальною таблицею, м<sup>3</sup>;

$\alpha_{ct}$  - температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу.

$\alpha_s$  - температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу засобу вимірювання рівня, значення якого при вимірюванні рівня рулеткою з нержавіючої сталі приймають рівним  $\alpha_s = 12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$ . Під час вимірювання рівня нафти рулеткою по висоті пустоти резервуара, а також при вимірюванні рівня нафти рівнемірами приймають  $\alpha_s = 0$ .

$t_{ст}$  - температура стінки резервуара, яку приймають рівною температурі нафти в резервуарі.

Об'єм нафти в резервуарі за градувальною таблицею, м<sup>3</sup>, обчислюють за формулою:

$$V_0 = V_{ж} - V_{в}, \quad (2.2)$$

Де

$V_{ж}$  - об'єм рідини (нафта і підтоварна вода), визначений за градувальною таблицею резервуара, складеною при температурі 20° С МП 199-13 (РВС-5-3000), (РВС-6-5000);

$V_{в}$  - об'єм підтоварної води в резервуарі, визначений за градувальною таблицею резервуара, складеною при температурі 20° С

Значення об'єму нафти в резервуарі, приведені до стандартних умов, обчислюють:

для стандартної температури 15° С ( $V_{н15}$ ) - за формулою:

$$V_{15} = V_{н} \cdot CTL_{v}, \quad (2.3)$$

для стандартної температури 20° С ( $V_{20}$ ) — за формулою:

$$V_{20} = \frac{V_{15}}{CTL_{20-15}}, \quad (2.4)$$

де

$CTL_v$  і  $CTL_{20-15}$  - поправкові коефіцієнти, що обчислюються за формулою:

$$CTL_v = \exp[-\beta_{15} \cdot \Delta t_v (1 + 0,8\beta_{15} \cdot \Delta t_v)], \quad (2.5)$$

$$CTL_{20-15} = \exp[-\beta_{15} \cdot 5 (1 + 0,8\beta_{15} \cdot 5)] \quad (2.6)$$

Де

$$\beta = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2} \quad - \text{ коефіцієнт об'ємного розширення нафти при}$$

температурі 15°C ( $\rho_{15}$ — значення густини нафти при температурі 15°C)

$\Delta t_v = t_v - 15$  - відхилення температури нафти під час вимірювання її об'єму від стандартної температури 15°C.

**Визначення густини нафти в резервуарі:**

Щільність нафти визначається по об'єднаній пробі нафти, відібраної з резервуара відповідно до стандарту. Значення щільності призводять до температури вимірювання обсягу нафти в резервуарі та стандартних умов [8].

**Визначення температури нафти у резервуарі:**

Середня температура нафти в резервуарі визначається за допомогою стаціонарних перетворювачів температури ДТМ-3. При повному заповненні резервуара визначення температури проводиться у 12 точках із визначенням середньої температури з точністю до  $\pm 0,2$  0С. При неповному заповненні резервуара вимірювання температури нафти по датчиках, зануреним у нафту з визначенням по них середньої температури.

При відмові перетворювачів температури ДТБ-3 середня температура нафти в резервуарі визначається шляхом виміру при відборі точкових проб. При відборі точкових проб температуру нафти в пробі визначають протягом 1-3 хвилин після відбору проби, при цьому переносний пробовідбірник витримують на рівні не менше 5 хв. Термометр занурюють у нафту на глибину, вказану в технічному паспорті на даний термометр, і витримують у пробі до прийняття стовпчиком ртуті постійного становища.

**Визначення маси бруто нафти в резервуарі**

Масу брутто нафти в тоннах обчислюють за формулою:

$$M_{бр} = V_H \cdot \rho_H \cdot 10^{-3}, \quad (2.6.)$$

Де

$\rho_H$  - густина нафти при температурі вимірювання об'єму в резервуарі, кг/м<sup>3</sup>;

$V_H$  - фактичний об'єм нафти в резервуарі, м<sup>3</sup>, обчислений за формулою (1).

### **Визначення маси брутто нафти під час відкачування з резервуара**

Під час відкачування нафти з резервуара масу зданої нафти визначають як різницю між початковою масою і масою залишку. Масу зданої нафти  $M_{зд}$  обчислюють за формулою:

$$M_{зд} = M_{H1} - M_{H2}, \quad (2.7)$$

Де

$M_{H1}$  - маса нафти до початку відкачування, обчислена за формулою (2.6), т;

$M_{H2}$  — маса залишку нафти, обчислена після відкачування нафти з резервуара за формулою (2.6), т.

### **Визначення маси брутто нафти під час закачування в резервуар**

Під час закачування нафти в резервуар масу прийнятої нафти  $M_{пр}$  обчислюють за формулою:

$$M_{пр} = M_{бр2} - M_{бр1}, \quad (2.8)$$

Де

$M_{бр1}$  - маса нафти до початку закачування в резервуар, обчислена за формулою (2.6), т;

$M_{бр2}$  — маса залишку нафти, обчислена після закінчення процесу закачування за формулою (2.6), т.

### **Визначення маси нетто нафти в резервуарі**

Масу нетто нафти  $M_H$ , т, обчислюють як різницю між масою бруто нафти  $M$ , т, і масою баласту  $m$ , т, за формулою:

$$M_H = M - m = M \times \left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right), \quad (2.9)$$

Де

$W_B$  - масова частка води в нафті, %;

$W_{МП}$  - масова частка механічних домішок у нафті, %;

$W_{ХС}$  - масова частка хлористих солей у нафті, %, обчислена за формулою:

$$W_{ХС} = 0,1 \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_H}, \quad (2.10)$$

де

$\varphi_{ХС}$  - концентрація хлористих солей у нафті, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_H$  - густина нафти за умов вимірювання об'єму, кг/м<sup>3</sup>.

Якщо вимірюють не масову, а об'ємну частку води в нафті, то масову частку визначають за формулою:

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H}, \quad (2.11)$$

Де

$\varphi_B$  - об'ємна частка води в нафті, %;

$\rho_B$  - густина води, кг/м<sup>3</sup> (приймають рівною 1000 кг/м<sup>3</sup>).

### **Характеристики похибки вимірювань за резервуарною схемою обліку на підприємстві**

Межі відносної похибки вимірювань маси нафти, що допускається, повинні відповідати нормам:

- При непрямому методі статичних вимірів маси нафти трохи більше 120 т:
  - $\pm 0,65$  % — при вимірюванні маси бруто нафти;
  - $\pm 0,75$  % — при вимірюванні маси нетто нафти.
- При непрямому методі статичних вимірів маси нафти від 120 т:
  - $\pm 0,50$  % — при вимірюванні маси бруто нафти;
  - $\pm 0,60$  % — при вимірюванні маси нетто нафти [9].

### **2.5 Основні вимоги з охорони праці та промислової безпеки при експлуатації СВКЯН**

До експлуатації СВКЯН допускаються особи, які досягли 18 років, що мають кваліфікацію товарного оператора не нижче 4-го розряду, які пройшли курс навчання та склали іспит з ОП, ПБ.

Оператори, що експлуатують СВКЯН, повинні знати технологічну схему, призначення всіх засувок та вміти швидко та безпомилково виконувати необхідні перемикання.

Усі працівники, зайняті ремонтом, обслуговуванням та експлуатацією СВКЯН повинні пройти навчання з влаштування та правил експлуатації обладнання СВКЯН.

Після проходження навчання всі працівники складають встановлений техмінімум. Відомість здачі знаходиться у начальника ПСП.

Умовами безпечної експлуатації та технічного обслуговування СВКЯН є знання та дотримання персоналом вимог «Правил безпеки для нафтогазопереробних виробництв».

Вторинна апаратура, щити управління є діючими установками до 1000 В.

Майданчик СВКЯН має бути забезпечений первинними засобами пожежогасіння, утримуватися в чистоті. Не можна розміщувати на ній горючі матеріали та сторонні предмети.

Щаблі та майданчики сходів повинні підтримуватися в чистоті, регулярно очищатися від льоду та снігу.

При обслуговуванні СВКЯН працювати у спеціальному одязі та спеціальному взутті відповідно до вимог охорони праці.

Не допускається розлив нафти на території та у приміщенні СВКЯН.

Не допускається проведення вогневих робіт без оформлення наряду-допуску.

Не допускається відігрів застиглих трубопроводів відкритим вогнем.

При перемиканні вимірювальних ліній під час перекачування необхідно закривати засувки лише після відкриття прийому нафти у новому напрямку перекачування.

При ремонті СВКЯН категорично забороняється проводити роз'єднання фланцевих з'єднань до тих пір, поки не буде знижено тиск до атмосферного та зроблено звільнення трубопроводу від нафти.

Персонал ПСП, включаючи представників підприємства на робочому місці повинні знаходитись у спеціальному одязі та мати при собі посвідчення з техніки безпеки.

При відборі проб через верхній вимірний люк вертикальних резервуарів, відбір проводити обов'язково в присутності дублера, а в нічний час користуватись тільки вибухозахищеними переносними світильниками. Увімкнення та вимкнення світильників проводити лише за межами обвалування РВС. При відборі проб бути в спецодязі, виготовленому з

тканини, що не накопичує статичну електрику. При відборі проб із РВС після відкриття вимірного люка необхідно перебувати з навітряного боку.

**Забороняється:**

- проводити відбір проб нафти через вимірний люк резервуара під час його заповнення та спорожнення;
- проводити відбір проб нафти через вимірний люк резервуара під час грози, сильних атмосферних опадів та швидкості вітру понад 10 м/с;
- тримати у відкритому стані вимірний люк.

**2.6 Спосіб та періодичність відбору проб нафти**

**Відбір проб на випробування визначення якості нафти**

Об'єм пробозбірної системи QS 3.1, 3.2 – 4000 см<sup>3</sup>. Відбір проб проводиться відповідно стандарту, щонайменше 3000 см<sup>3</sup>. Частота відбору проби визначається через АРМ оператора. У разі прийому нафти менше 1 години від початку зміни відбір проб не проводити, дані про якість нафти приймаються з паспорта якості нафти за попередню зміну та вносяться до паспорта якості за поточну зміну.



Рис. 2.7 – Пробовідбірник автоматичний.

Пробу нафти відбирається за допомогою автоматичного пробовідбірника. Кожну зміну представники сторони, що здає і приймає, спільно доставляють контейнер в ХАЛ. Випробування проби проводяться лаборантом ХАЛ у присутності представника сторони, що здає, на наступні показники:

- масова частка води;
- масова концентрація хлористих солей;
- масова концентрація сірки.

Об'єднану пробу нафти ділять на рівні частини. Одну частину проби аналізують, іншу зберігають опечатаною як арбітражну пробу на випадок розбіжностей в оцінці якості нафти.

Місткість накопичувальної проби пломбується пломбами обох сторін.

**Арбітраж проб нафти**

Арбітражні проби формуються, упаковуються, маркуються і зберігаються в шафі, що пломбується, в приміщенні для зберігання арбітражних проб лабораторії згідно з правилами.

Пломбуються пломбами обох сторін.

Випробування арбітражної проби здійснюється за погодженням сторін у будь-якій, акредитованій випробувальній лабораторії. Результат випробування арбітражної проби є остаточним і не підлягає оскарженню. Арбітражні проби зберігаються протягом 15 днів і потім їх представниками сторін вилучають із зберігання з позначкою у Журналі та утилізують.

## **2.7 Перелік контрольованих параметрів та періодичність їх контролю**

Контроль технологічних параметрів здійснюється за АРМ, ВОК «Sybertroll» та ЗВ СВЯН.

Оператор контролює:

- масова миттєва витрата через вимірювальні лінії, т/год;

- витрата нафти через БІК, м<sup>3</sup>/год;
- накопичене значення маси брутто за СІКН з початку доби, т;
- поточне значення щільності в БІК, кг/м<sup>3</sup>;
- поточне значення температури у вимірювальних лініях, у БВЯ, на вході та виході СВЯН, С; □
- поточне значення тиску у вимірювальних лініях, у БВЯ, на вході та виході СВЯН, МПа;
- поточне значення об'ємної частки води, %.

У разі виходу з ладу робочого контролера ВОК Sybertroll перехід на резервний контролер відбувається автоматично.

**Витрата нафти через вимірювальні лінії** повинен перебувати в межах робочого діапазону, зазначеного у свідоцтві про перевірку масового перетворювача витрати.

У разі виходу витрати нафти за межі робочого діапазону оператори товарні підприємства повинні вжити заходів для відновлення витрати нафти через вимірювальні лінії в межах робочого діапазону із записом в оперативному журналі причин виходу витрати нафти за робочий діапазон.

Регулювання витрати нафти через СВЯН проводиться кількістю працюючих ліній, регуляторами витрати Рр<sub>1</sub> або Рр<sub>2</sub> розташованими на вході СВЯН.

Контроль над витратою нафти ведеться на комп'ютерах верхнього рівня за програмою «Візард-СВЯН ST», яка видає звуковий сигнал при виході параметрів за встановлені межі до підтвердження його оперативним персоналом. При цьому позиції на схемі з виходом параметрів за межі забарвлюються сигнальні кольори.

**Витрата нафти** через ВОК контролюється витратоміром поз. FE 3.1 і має забезпечувати:

- витрата (не менше 4 м<sup>3</sup>/год), без відхилення їх метрологічних характеристик від встановлених величин; співвідношення витрат потоку в

трубопроводі в місці відбору і в трубопроводі БВЯ відповідно до стандарту, для достовірності та представницькості проби, що відбирається.

**Температура нафти** вимірюється датчиками температури, встановленими на вимірювальних лініях (ТТ2.1-ТТ2.3), вхідному та вихідному колекторі (ТТ1.1, ТТ2.5), вході та виході ТПУ (ТТ2.4, ТТ5.2) та в БВЯ (ТТ3.1), їх показання виведені на комп'ютер верхнього рівня.

У разі виходу з ладу датчика температури перевести даний датчик у режим використання фіксованого значення (додаток). І кожні 20 хв. наводити фіксоване значення до температури термометра встановленого безпосередньо біля даного датчика температури.

Контроль за працездатністю датчиків температури ведеться шляхом порівняння показань термометра ртутного скляного типу ТЛ-4, встановленого на даній вимірювальній лінії та показань температури на ВОК «МікроТЕК» з періодичністю контролю постійно та з реєстрацією в аркуш оперативного контролю кожні дві години.

У разі підвищення температури нафти понад 30<sup>0</sup>С або зниження температури нижче 5<sup>0</sup>С прийом нафти через СВЯН зупиняється.

**Тиск нафти** вимірюється в БВЯ (РТ3.1), на вимірювальних лініях (РТ2.1-РТ2.3), на вході та виході СВЯН (РТ1.1, РТ2.5), на вході та виході БПУ (РТ2.4, РТ5.1) датчиками тиску, перетворюється в струмовий сигнал і надходить на ВОК «МікроТЕК» для подальшої обробки та відображення інформації на екранах персональних комп'ютерів.

У разі виходу з ладу датчика тиску перевести цей датчик у режим використання фіксованого значення додаток Е. І кожні 20 хв. наводити фіксоване значення до тиску манометра, встановленого безпосередньо біля даного датчика тиску.

Контроль над працездатністю датчиків тиску ведеться шляхом порівняння показань манометрів точних вимірювань МПТІ 4,0 МПа класу точності 0,6, встановлених на вимірювальних лініях, на вхідному і вихідному колекторах СВЯН і показань тиску на екранах персональних комп'ютерів з

періодичністю контролю постійно і з реєстрацією в лист оперативного контролю.

**Щільність нафти** визначається потоковим вібраційним перетворювачем щільності "Solartron 7835" (позиція DT3.1), встановленим на лінії БВЯ. КМХ роботи густонаміру проводиться за графіком шляхом порівняння миттєвих показань густини вимірної поточним густоміром і величиною густини по точковій пробі, вимірної ареометром, згідно з «методикою вимірювань ареометром у випробувальній лабораторії нафти та нафтопродуктів підприємства.

**Перепад тиску на вхідних фільтрах** контролюється за технічними манометрами (PI1.2-PI1.5) та датчиками перепаду тиску (PDIS1.1, PDIS1.2), встановленими до та після фільтрів.

**Контроль тиску на вихідним колекторі СВЯН** забезпечується датчиком тиску (PT2.5) з виведенням струмового сигналу на БОК Sybertroll.

**Масова частка води** в нафті контролюється потоковим вологоміром "УДВН-1пм" (позиція ME3.1), встановленим на лінії БВЯ. При виході з ладу ПВ, відсотковий вміст води визначається по точковій пробі, що відбирається з періодичністю раз на 2 години.

Нафта із вмістом масової частки води понад 0,5 % вважається некондиційною. Прийом нафти у разі припиняється. Зупинка СВЯН проводиться за показаннями ПВ, при цьому додатково проводиться відбір проб для визначення вмісту води в нафті згідно з ГОСТом.

Факт надходження некондиційної нафти має бути засвідчений відповідним актом за підписом, який здає та приймає сторін. Відновлення прийому нафти провадиться на основі усного погодження з диспетчером підприємства.

**2.8 Розрахунок витрати нафти через пробовідбірний пристрій (умова ізокінетичності швидкостей)**

Значення витрати на вході в пробовідбірний пристрій і в трубопроводі БВЯ обчислюють за формулою:

$$Q_{\text{ПЗУ}} = Q_{\text{тр}} \times \frac{S_{\text{ПЗУ}}}{S_{\text{тр}}}, \quad (2.12)$$

Де

$Q_{\text{ПЗУ}}$  - витрата на вході в пробовідбірний пристрій, м<sup>3</sup>/год;

$Q_{\text{тр}}$  - витрата в трубопроводі в місці відбору проб, м<sup>3</sup>/год;

$S_{\text{ПЗУ}}$  - площа вхідного поперечного перерізу пробовідбірного пристрою, мм<sup>2</sup>;

$S_{\text{тр}}$  - площа поперечного перерізу трубопроводу, мм<sup>2</sup>.

**Примітка:** фактичне значення витрати  $Q_{\text{ПЗУ}}$  згідно з встановленим значенням, воно може відрізнятись від розрахованого за формулою (2.13) у два рази в більшу або меншу сторону.

Значення витрати на вході в пробовідбірний пристрій і в трубопроводі наведено в табл. 2.2 і 2.3.

Таблиця 2.2

Значення витрати на вході в пробовідбірний пристрій

Найменування	Найменування	Формула	Розрахунок
Витрата нафти в ПЗУ і в трубопроводі БВЯ, м <sup>3</sup> /год	$Q_{\text{ПЗУmax}}, Q_{\text{ПЗУmin}}$	$Q_{\text{трmin}} \times \frac{S_{\text{ПЗУ}}}{S_{\text{тр}}}$	11,9 1,99
Витрата нафти в трубопроводі в місці відбору проб, м <sup>3</sup> /год	$Q_{\text{трmax}}, Q_{\text{трmin}}$	За проектом	220,0 36,9

Площа вхідного перерізу ПЗУ, мм <sup>2</sup>	S <sub>ПЗУ</sub>	За паспортом	918
Площа поперечного перерізу трубопроводу, мм <sup>2</sup>	S <sub>тр</sub>	$\pi \times D^2 / 4$	16972
Діаметр трубопроводу в місці відбору проб, мм	D	За проєктом	147

Таблиця 2.3

начення витрати на вході в трубопровід

G <sub>свян</sub> , т/ГОД	Q <sub>свян</sub> , М <sup>3</sup> ГОД	Q <sub>БВЯ</sub> розрахунковий, М <sup>3</sup> ГОД	Q <sub>БВЯ</sub> робочий, М <sup>3</sup> ГОД
31,07	36,9	1,99	4,0
33,68	40	2,16	4,32
42,1	50	2,7	5,4
50,52	60	3,25	6,0
58,94	70	3,77	6,0
67,36	80	4,33	6,0
75,78	90	4,87	6,0
84,2	100	5,41	6,0

92,62	110	5,95	6,0
101,04	120	6,49	6,0
109,46	130	7,03	6,0
117,88	140	7,57	6,0
126,3	150	8,11	6,0
134,72	160	8,65	6,0
143,14	170	9,2	6,0
151,56	180	9,74	6,0
159,98	190	10,28	6,0
168,4	200	10,81	6,0
176,82	210	11,36	6,0
185,24	220	11,9	6,0

Розрахунок здійснено за середньої щільності нафти рівної 842 кг/м<sup>3</sup> та відповідно до вимог діючих нормативно-технічних документів.

### **Прямий динамічний метод виміру маси нафти**

Метод, заснований на безпосередньому вимірі маси продукту із застосуванням масомірів.

При даному методі межі допустимої відносної похибки не перевищують 0,25% при вимірі маси брутто товарної нафти та маси нафтопродукту та 0,35% при вимірі маси нетто.

### **Коротка характеристика масового коріоловського витратоміра**

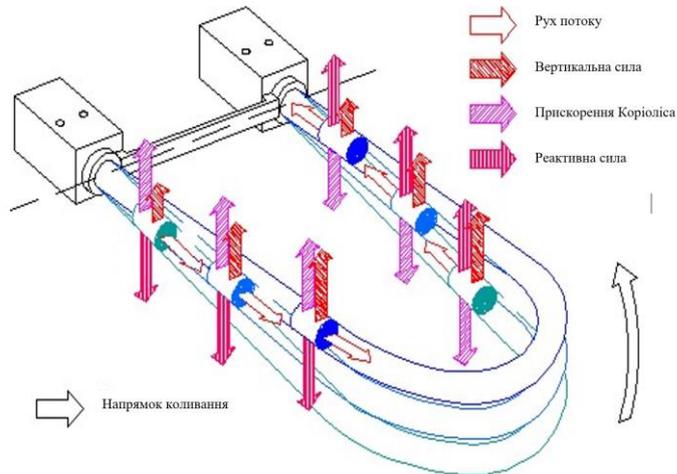


Рис. 2.8 - Кориолісовий витратомір масовий

Принцип дії застосовуваних ТКО масомірів заснований на ефекті коріолісу, тобто. на змінах фаз механічних коливань U-подібних трубок, якими рухається вимірюване середовище. Зсув фаз пропорційний величині масової витрати. Потік з певною масою, що рухається через входні гілки витратомірних трубок, створює силу коріолісу, яка чинить опір вібрації витратомірних трубок. Наочно цей опір видно, коли шланг звивається під тиском води.

## 2.9 Розробка організаційних та технічних заходів, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації СВЯН

### 2.9.1 Застосування поверхнево активних речовин (ПАР) при транспортування та зберігання нафти

Ця робота заснована на скороченні втрат легких вуглеводнів шляхом введення мікрокількості добавки з поверхнево-активними речовинами, використовувалися солі калію вільної жирної кислоти (СЖК), щоб зменшити втрату легких вуглеводнів. Оптимальну концентрацію солі визначали, оцінюючи найнижчим тиском насиченої пари (20 мг/кг). Було встановлено, що випаровуваність зменшувалась до 55% у нафтових резервуарах. Метою даної

є огляд методу оцінки втрат вуглеводнів з резервуарів і підвищення екологічної безпеки.

Проблема зниження втрат легких вуглеводнів нафти по всьому шляху від зберігання до застосування дуже актуальна. Вирішення цієї проблеми не лише екологічне, а й економічне (втрата нафти через випаровування тільки в може становити 5–6 млн. тон на рік).

Згідно з дослідженнями, втрати нафти понад 75% зумовлені її випаровуванням. Втрати виникають при зберігання, зливі, наповнення, транспортування, заправлення тощо.

Також випаровування нафти часто супроводжується забрудненням довкілля. Тому добре організована, послідовна та систематична боротьба із втратами від випаровування нафти на всіх стадіях транспортування та зберігання дуже важлива.

При експлуатації технічно справного устаткування нафтопродуктів і транспортних засобів основні втрати нафтопродукту внаслідок випаровування відбуваються у резервуарах. Дихальний клапан, що знаходиться на даху резервуара, реагує на зміни тиску та появу вакууму, що виникає внаслідок дихання. Коли тиск або вакуум перевищують задану норму, затвор клапана піднімається, відкриваючи прохід для робочого середовища. Якщо спрацьовування затвора спричинене неприпустимими параметрами тиску, клапан випускає надлишок середовища в атмосферу. Якщо ж спрацьовування обумовлено вакуумом, то клапан відкривається, дозволяючи потрапити повітря в резервуар.

За даними Європейської комісії з довкілля, при кожній операції злив (завантаження) нафти в атмосферу надходить 0,5-1,5 кг пари вуглеводню на кожний кубічний метр перелитого нафтопродукту.

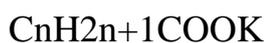
Даний метод дозволяє знизити втрати вуглеводнів від випаровування при зберіганні, транспортуванні, завантаження і т.д. не потребує витрат на реконструкцію існуючого обладнання.

Добре відомо явище ебуліоскопії: пружність парів розчину нижче пружності парів розчинника. Цікавить досліджувати вплив на пружність парів поверхнево - активних речовин (ПАР), що концентруються на поверхні рідини. ПАР створює на поверхні нафти тонку плівку, яка перешкоджає випаровуванню рідких вуглеводнів у РВС.

Досліджували вплив солі калію фракції СЖК (С9 - С15) на тиск насиченої пари при введенні ПАР у різній концентрації. У таблиці наводяться результати впливу тиск насичених парів нафти солей калію СЖК. Мінімальний тиск насиченої пари спостерігається при концентрації солей калію СЖК 20 мг/кг. При збільшенні концентрації ПАР відбувається збільшення тиску насиченої пари. Спостережуване явище пояснюється тим, що ПАР займає частину поверхні нафти, перешкоджаючи випаровуванню, а при збільшенні концентрації ПАР вище за оптимальну величину відбувається асоціація молекул ПАР, що призводить до збільшення поверхні випаровування.

Таблиця 2.4

Залежність тиску насиченої пари нафти від концентрації



Концентрація $[C_nH_{2n+1}COO]$ К мг/кг	Тиск насиченої пари кПа
0	29,32
10	25,79
20	19,32
30	26,58
40	27,85

Було встановлено, що випаровування зменшувалася до 55% у нафтових резервуарах.

Залежність маси випаруваної нафти від тиску насиченої пари подана формулою 2.13:

$$W = S \times A \times (P_s - P_d), \text{ г/год} \quad (2.13)$$

Де

$W$  - маса випаруваної нафти, г/год;

$S$  - коефіцієнт випаровування, г/(м<sup>2</sup>×Па×год);

$P_s$  - парціальний тиск, Па;

$P_d$  - тиск насиченої пари, Па.

Подавання ПАР може здійснюватися: на гирлі свердловини, на лінійних трубопроводах та безпосередньо на установці з підготовки нафти (УПН) до скидання підтоварної води періодичним або постійним методом через дозувальний насос безпосередньо з ємностей.

### **Переваги застосування ПАР**

- висока ефективність за низької закупівельної вартості
- вибухо- та пожежна безпека
- збереження кількості та якості нафти
- легкість використання
- зниження забруднення атмосфери та покращення екологічної обстановки
- сполуки нетоксичні та не шкідливі для здоров'я людей
- не потребує витрат на реконструкцію існуючого обладнання
- ПАР не впливає на процес переробки нафти

Розрахунок показав, що нововведення дають значний економічний ефект, що свідчить про актуальність проекту. Даний метод також застосовується не тільки для нафти, але і для бензину та інших вуглеводнів, а також не має жодних негативних якостей.

## Розрахунок втрат нафти при великих диханнях

Розглянемо випадок затоплення понтона та розрахуємо втрати бензину при великому диханні резервуара.

Маса парів нафти, витіснена з резервуара за одне велике дихання, обчислюється за формулою 2.14:

$$G_{\text{б.д}} = \left[ V_{\text{Б}} - V_{\text{Г}} \times \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_S} \right] \times \frac{P_S \times M_{\text{Б}}}{T \times R}, \quad (2.14)$$

Де

$V_{\text{Б}}$  - об'єм нафти у резервуарі, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{Г}}$  - об'єм газового простору у резервуарі, м<sup>3</sup>;

$P_1, P_2$  - абсолютні тиски в газовому просторі у кінцевий і початковий момент часу закачування бензину, Па;

$P_S$  - тиск насичених парів нафти при температурі поверхні резервуара 30 °С - 37500 Па;

$M_{\text{Б}}$  - молекулярна маса парів нафти, кг/моль;

$T$  - температура у газовому просторі, К;

$R$  - універсальна газова стала, Дж/(моль·К).

$$P_1 = P_A + P_V, \quad (2.15)$$

Де

$P_A$  - атмосферний тиск, приймається 100000 Па;

$P_V$  - вакуум, при якому спрацьовує дихальний клапан, Па.

$$P_1 = 100000 + 250 = 100250 \text{ Па.}$$

$$P_2 = P_A + P_{\text{И}}, \quad (2.16)$$

Де

$P_A$  - атмосферний тиск, приймається 100000 Па;

$P_{II}$  - надлишковий тиск, при якому спрацьовує дихальний клапан, Па.

$$P_2 = 100000 + 2000 = 102000 \text{ Па.}$$

$$M_B = 60 + 0.3 \times t_{\text{н.к.}} + 0.001 \times t_{\text{н.к.}}^2, \quad (2.17)$$

Де

$t_{\text{н.к.}}$  - температура початку кипіння нафти, °С.

$$M_B = 60 + 0.3 \times 50 + 0.001 \times 50^2 = 77.5 \text{ кг/моль.}$$

$$G_{\text{б.д}} = [10000 - 6000 \times \frac{102000 - 100250}{102000 - 37500}] \times \frac{37500 \times 77.5}{295.5 \times 8314.3} = 11636 \text{ кг.}$$

## Висновки до розділу 2

У розділі 2 магістерської роботи розроблено та обґрунтовано комплекс техніко-організаційних рішень, спрямованих на підвищення ефективності функціонування приймально-здавального пункту нафти на основі удосконалення системи вимірювань кількості та показників якості нафти.

У підрозділі 2.1 визначено призначення та склад системи вимірювань кількості та якості нафти (СВКЯН), встановлено її роль у забезпеченні достовірного комерційного обліку нафти та контролю її якісних характеристик на етапах приймання і здавання. Обґрунтовано необхідність комплексного застосування засобів вимірювальної техніки, що відповідають чинним нормативним вимогам.

У підрозділі 2.2 розглянуто порядок взаємодії персоналу приймально-здавального пункту з випробувальною лабораторією та організацією, що здійснює технічне обслуговування СВКЯН. Визначено організаційні заходи,

які забезпечують своєчасну повірку, калібрування та технічне обслуговування засобів вимірювань, що сприяє підвищенню надійності та точності обліку.

У підрозділах 2.3 та 2.4 проаналізовано основні та резервні схеми СВКЯН, що дозволяє забезпечити безперервність процесу обліку нафти у разі відмови окремих елементів системи або під час проведення регламентних робіт. Застосування резервної схеми обліку підвищує експлуатаційну надійність та зменшує ризики виникнення простоїв.

У підрозділі 2.5 сформульовано основні вимоги з охорони праці та промислової безпеки при експлуатації СВКЯН. Дотримання зазначених вимог забезпечує безпечні умови праці персоналу, знижує імовірність аварійних ситуацій та мінімізує негативний вплив на навколишнє середовище.

У підрозділах 2.6 та 2.7 розглянуто спосіб і періодичність відбору проб нафти, а також визначено перелік контрольованих параметрів і періодичність їх контролю. Це дозволяє забезпечити репрезентативність проб, достовірність результатів аналізу та своєчасне виявлення відхилень якісних показників нафти від нормативних значень.

У підрозділі 2.8 виконано розрахунок витрати нафти через пробовідбірний пристрій з урахуванням умови ізокінетичності швидкостей, що є необхідною умовою для забезпечення точності та достовірності відбору проб у потоці нафти.

У підрозділі 2.9 розроблено організаційні та технічні заходи, спрямовані на підвищення ефективності експлуатації СВКЯН, зокрема розглянуто доцільність застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) під час транспортування та зберігання нафти. Використання ПАР сприяє зниженню гідравлічних втрат, покращенню реологічних властивостей нафти та підвищенню стабільності процесів обліку і контролю якості.

Загалом реалізація запропонованих у розділі техніко-організаційних рішень дозволяє підвищити точність комерційного обліку нафти, надійність роботи приймально-здавального пункту, рівень промислової безпеки та

ефективність експлуатації системи вимірювань кількості та показників якості нафти в цілому.

## **РОЗДІЛ 3 ВИМОГИ ДО КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОБ'ЄКТУ ГАЛУЗІ**

### **3.1 Вимоги до кадрового забезпечення фахівців приймально-здавальних пунктів нафти нафтопромислових підприємств.**

#### **3.1.1 Загальні положення щодо кадрового забезпечення приймально-здавальних пунктів нафти**

Ефективне функціонування приймально-здавальних пунктів нафти значною мірою визначається рівнем професійної підготовки, кваліфікації та відповідальності персоналу, який залучений до виконання виробничих операцій з приймання, контролю, обліку та передачі нафти. Кадрове забезпечення має відповідати вимогам чинного законодавства, галузевих нормативно-технічних документів, а також специфіці технологічних процесів, що реалізуються на об'єкті.

Основною метою кадрового забезпечення є формування та підтримання такого складу персоналу, який здатний забезпечити безпечну, безперебійну та економічно ефективну експлуатацію технологічного обладнання, систем вимірювання кількості та показників якості нафти, а також виконання вимог промислової безпеки та охорони праці.

#### **3.1.2 Кваліфікаційні вимоги до фахівців приймально-здавальних пунктів нафти**

Персонал приймально-здавальних пунктів нафти повинен мати відповідний рівень освіти, професійної підготовки та практичного досвіду роботи. До основних кваліфікаційних вимог належать:

- наявність вищої або фахової передвищої освіти за напрямками «Нафтогазова інженерія», «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології», «Метрологія та інформаційно-вимірювальні технології»,

«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» або суміжними спеціальностями;

- володіння знаннями технологічних процесів транспортування, зберігання, приймання та здавання нафти;
- знання принципів роботи, складу та правил експлуатації систем вимірювань кількості та показників якості нафти;
- здатність працювати з технічною, експлуатаційною та нормативною документацією.

Для інженерно-технічних працівників обов'язковим є досвід роботи на об'єктах нафтогазової галузі або у сфері експлуатації технологічного обладнання та засобів вимірювальної техніки.

### **3.1.3 Вимоги до професійної підготовки та навчання персоналу**

З метою забезпечення якісного виконання виробничих операцій персонал приймально-здавальних пунктів нафти повинен проходити систематичну професійну підготовку, перепідготовку та підвищення кваліфікації. Професійне навчання має включати:

- первинну підготовку при прийнятті на роботу;
- періодичне навчання та перевірку знань з охорони праці, промислової та пожежної безпеки;
- навчання з експлуатації та обслуговування технологічного обладнання, СВКЯН, систем автоматизації та диспетчерського контролю;
- ознайомлення з новими технічними рішеннями, модернізованим обладнанням і змінами у нормативно-технічній базі.

Регулярне підвищення кваліфікації сприяє зменшенню кількості помилок персоналу, підвищенню надійності обліку нафти та зниженню ризику виникнення аварійних ситуацій.

### **3.1.4 Вимоги до знань і навичок у сфері контролю та обліку нафти**

Фахівці, відповідальні за контроль і облік нафти, повинні володіти практичними навичками роботи з витратомірами, щільномірами, пробовідбірними пристроями та іншими елементами системи вимірювань. До обов'язкових вимог належать:

- знання методів відбору проб нафти та правил забезпечення їх репрезентативності;
- уміння виконувати первинний контроль якості нафти та аналізувати результати лабораторних досліджень;
- навички ведення облікової та звітної документації;
- здатність виявляти та оперативно реагувати на відхилення технологічних параметрів від установлених норм.

### **3.1.5. Вимоги з охорони праці та промислової безпеки до персоналу**

Персонал приймально-здавальних пунктів нафти повинен чітко дотримуватися вимог охорони праці, промислової, пожежної та екологічної безпеки. Працівники зобов'язані:

- знати та виконувати інструкції з безпечної експлуатації обладнання;
- користуватися засобами індивідуального захисту;
- володіти навичками дій у разі аварійних ситуацій, витоків нафти або пожежі;
- проходити обов'язкові медичні огляди та інструктажі з безпеки праці.

Дотримання зазначених вимог сприяє зменшенню виробничого травматизму та підвищенню загального рівня безпеки об'єкта.

### **3.1.6 Організаційні вимоги до управління персоналом**

Для забезпечення ефективної роботи приймально-здавального пункту нафти необхідно впроваджувати раціональну систему управління персоналом, яка передбачає:

- чіткий розподіл функціональних обов'язків між працівниками;
- забезпечення належного рівня відповідальності за виконання виробничих операцій;
- організацію взаємодії між оперативним персоналом, лабораторією та службами технічного обслуговування;
- мотивацію персоналу до підвищення професійного рівня та дотримання виробничої дисципліни.

Таким чином, сформовані вимоги до кадрового забезпечення створюють передумови для стабільної та безпечної роботи приймально-здавальних пунктів нафти, підвищення точності обліку, якості контролю та ефективності експлуатації технологічного обладнання в умовах промислової експлуатації.

### **Висновки до розділу 3**

У розділі 3 магістерської роботи сформовано комплекс вимог до кадрового забезпечення приймально-здавальних пунктів нафти, спрямований на забезпечення якісного виконання виробничих операцій з приймання, контролю, обліку та передачі нафти, а також підтримання працездатності технологічного обладнання в умовах промислової експлуатації.

Визначено, що ключовим чинником ефективного функціонування приймально-здавальних пунктів є належний рівень професійної підготовки та кваліфікації персоналу, який повинен володіти знаннями технологічних процесів, принципів роботи систем вимірювань кількості та показників якості нафти, а також навичками роботи з нормативною та експлуатаційною документацією.

Обґрунтовано необхідність систематичного навчання, підвищення кваліфікації та перевірки знань персоналу з питань охорони праці, промислової та пожежної безпеки, що дозволяє знизити ризики аварійних ситуацій і підвищити надійність експлуатації об'єкта.

Встановлено, що чіткий розподіл функціональних обов'язків, організація взаємодії між оперативним персоналом, випробувальною лабораторією та службами технічного обслуговування сприяють підвищенню точності обліку нафти та оперативності прийняття управлінських рішень.

Узагальнено, що впровадження визначених у розділі вимог до кадрового забезпечення є важливою складовою підвищення ефективності, безпеки та надійності роботи приймально-здавальних пунктів нафти, а також забезпечення стабільності технологічних процесів у нафтогазовій галузі.

## **РОЗДІЛ 4**

# **РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ФАХІВЦІВ ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНОГО ПУНКТУ**

### **4.1. Вихідні дані**

Розробка ефективного дидактичного проєкту підвищення кваліфікації фахівців приймально-здавального пункту нафти повинна базуватися на детальному аналізі виробничих умов, професійного досвіду слухачів, їхніх компетенцій, а також технічних і матеріально-ресурсних можливостей навчальних закладів чи корпоративних освітніх центрів. Вхідні дані визначають основні параметри формування змісту, методів і форм навчання, що забезпечують підготовку персоналу до якісного виконання завдань з контролю, діагностики та експлуатації технологічного обладнання ПЗП.

Навчальні програми орієнтовані на інженерно-технічних спеціалістів, які виконують такі функції: оцінка технічного стану насосних агрегатів, обладнання для перекачки та зберігання нафти, вузлів гідравлічних систем, запірної арматури та допоміжних механізмів; проведення неруйнівного контролю за допомогою візуального огляду, ультразвукових, вібраційних, термографічних та комбінованих методів; експертний аналіз дефектів, визначення їх критичності та прогнозування залишкового ресурсу обладнання; підготовка технічних висновків та рекомендацій щодо оптимізації режимів роботи та планування ремонтів.

До навчання залучаються фахівці середньої та вищої інженерної кваліфікації, зокрема інженери-діагности, механіки, енергетики, спеціалісти КВПіА, а також молоді інженери з базовим досвідом, що потребують поглибленого навчання для виконання експертних функцій. Також участь

можуть брати співробітники експертних центрів та підприємств нафтового транспорту, які несуть відповідальність за безпечну експлуатацію та надійність обладнання.

Рівень попередньої підготовки слухачів передбачає наявність базових знань у сфері експлуатації механічного, електротехнічного та насосно-технологічного обладнання, розуміння принципів роботи насосних установок та систем автоматики, досвід роботи з технічною документацією, навички виявлення дефектів і порушень режимів роботи, а також знання норм промислової безпеки та правил охорони праці.

Місцем роботи слухачів можуть бути магістральні нафтотранспортні компанії, нафтоперекачувальні станції, нафтобази, сервісні та експертні організації, що надають послуги з технічного контролю та оцінювання стану обладнання, а також підприємства, що виконують модернізацію, капітальний ремонт та технічне обслуговування насосно-технологічного устаткування.

Підготовка фахівців може здійснюватися в корпоративних навчальних центрах, що оснащені тренувальними стендами, макетами насосних агрегатів, лабораторіями неруйнівного контролю та цифровими симуляторами; у профільних технічних університетах і інститутах післядипломної освіти; у центрах промислової безпеки з урахуванням міжнародних стандартів сертифікації; а також у лабораторіях та випробувальних центрах сервісних компаній із практичними модулями роботи на реальному обладнанні.

Тривалість навчальних програм варіюється від одного до чотирьох місяців залежно від складності курсу та рівня підготовки слухачів, а поглиблені програми для отримання статусу експерта можуть тривати довше. Формат навчання передбачає змішане поєднання лекцій, практичних і лабораторних занять, роботи з тренажерами та симуляторами, кейс-методів, групових дискусій і самостійного опрацювання нормативної документації та технічних звітів.

Такий підхід до організації навчання дозволяє сформувати висококваліфікованих фахівців, здатних забезпечити безпечну та ефективну

експлуатацію технологічного обладнання приймально-здавальних пунктів нафти.

#### 4.2. Види та зміст професійної діяльності фахівця

Аналіз професійної діяльності фахівців приймально-здавального пункту наведений в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Аналіз професійної діяльності фахівця

Вид діяльності	Функції діяльності	Процес діяльності
1	2	3
Організація та контроль технологічних процесів приймання та здачі нафти.	Фахівці здійснюють контроль за якістю та кількістю нафти, перевірку технічного стану насосного та перекачувального обладнання, ведення облікової документації, забезпечують дотримання технологічних режимів та правил охорони праці. Вони також виконують аналіз даних моніторингу, прогнозують можливі відмови обладнання і беруть участь у плануванні профілактичних робіт.	Діяльність спеціалістів починається з прийому нафти від транспортних засобів або магістрального трубопроводу, перевірки фізико-хімічних характеристик та об'єму. Далі здійснюється регулювання перекачки відповідно до технологічних параметрів, моніторинг роботи насосів, фільтрів та запірної арматури. Паралельно фіксуються показники обладнання і проводяться візуальні та інструментальні перевірки. При виявленні відхилень від нормальних показників фахівці приймають оперативні рішення, погоджують дії з керівництвом та складають відповідні технічні акти. Завершальним етапом є оформлення документації щодо прийому та здачі нафти, внесення даних у систему обліку та підготовка звітів для аналізу ефективності роботи ПЗП.

Таким чином, професійна діяльність фахівців приймально-здавального пункту нафти охоплює як технічні, так і організаційно-аналітичні функції, що

забезпечують безперебійну та безпечну експлуатацію технологічного обладнання.

### 4.3. Кваліфікаційні вимоги до фахівців приймально-здавального пункту

Кваліфікаційні вимоги до фахівців експертної організації представлені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Кваліфікаційні вимоги до фахівця

Фахівець повинен уміти	Фахівець повинен знати
1	2
<ul style="list-style-type: none"><li>– Виконувати прийом та здачу нафти з дотриманням технологічних режимів і стандартів якості;</li><li>– Контролювати параметри обладнання (тиск, температура, витрата) під час операцій;</li><li>– Проводити первинну діагностику технічного стану насосних агрегатів, трубопроводів та арматури;</li><li>– Застосовувати методи неруйнівного контролю для виявлення дефектів та аномалій у роботі обладнання;</li><li>– Аналізувати отримані дані та готувати технічні звіти про стан обладнання та якість нафти;</li><li>– Використовувати сучасні цифрові системи моніторингу та автоматизованого управління;</li><li>– Вживати заходи щодо усунення аварійних ситуацій та попередження втрат продукції;</li><li>– Дотримуватися норм промислової безпеки, охорони праці та екологічних вимог.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>– Конструктивні особливості обладнання приймально-здавального пункту та принципи його роботи;</li><li>– Технологічні регламенти прийому, зберігання та передачі нафти;</li><li>– Методики контролю якості нафти, включаючи визначення фізико-хімічних показників;</li><li>– Основи роботи з цифровими системами моніторингу та автоматизації;</li><li>– Методи неруйнівного контролю, діагностики та прогнозування залишкового ресурсу обладнання;</li><li>– Правила технічної експлуатації насосів, трубопроводів, арматури та допоміжного обладнання;</li><li>– Вимоги стандартів промислової безпеки та охорони праці у нафтогазовій сфері;</li></ul>

1	2
	– Процедури реагування на аварійні ситуації та алгоритми їх усунення.

#### 4.4. Постановка цілей вивчення навчальної теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання»

Головною метою вивчення теми є формування у фахівців системного розуміння процесів експлуатації технологічного обладнання, удосконалення навичок його технічного обслуговування, а також підвищення здатності приймати ефективні рішення щодо управління ресурсами і мінімізації ризиків відмов обладнання.

Таблиця 4.3

#### Цілі-задачі на окремих етапах досягнення оперативних цілей

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Цілі-задачі на окремих етапах досягнення оперативних цілей.
1	2
I, II, III, IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Знайомство з принципами роботи основного технологічного обладнання;</li> <li>– Вивчення нормативних вимог та стандартів промислової безпеки;</li> <li>– Аналіз впливу режимів експлуатації на ресурс обладнання та продуктивність технологічного процесу.</li> <li>– Освоєння методів технічного обслуговування і контролю стану обладнання;</li> <li>– Використання методів діагностики для раннього виявлення дефектів;</li> <li>– Робота з сучасними системами моніторингу та автоматизації для оптимізації режимів роботи.</li> <li>– Проведення аналізу технічного стану обладнання на основі даних моніторингу;</li> <li>– Прогнозування залишкового ресурсу та планування міжремонтних інтервалів;</li> </ul>

1	2
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Розробка заходів щодо підвищення ефективності роботи та зниження аварійності</li> <li>– Формування системного підходу до управління експлуатацією технологічного обладнання;</li> <li>– Розробка рекомендацій щодо оптимізації режимів роботи та технічного обслуговування;</li> <li>– Підготовка технічних звітів і пропозицій для керівництва щодо підвищення ефективності виробництва.</li> </ul>

#### **4.5. Перелік літературних джерел з теми**

1. Бондаренко, О. М. Експлуатація та технічне обслуговування промислового обладнання. – Київ: Видавничий дім «Київський університет», 2020. – 312 с.
2. Іваненко, С. П. Технології діагностики та моніторингу промислових систем. – Харків: Технічна література, 2019. – 256 с.
3. Петров, В. І. Управління надійністю та ефективністю технологічного обладнання. – Львів: Наукова думка, 2021. – 288 с.
4. ISO 55000:2014. Asset management – Overview, principles and terminology. – International Organization for Standardization, 2014.

#### **4.6. Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання»**

Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» передбачає розробку системного навчального комплексу, який забезпечує формування теоретичних знань та практичних навичок у фахівців. Основою такого підходу є поєднання аналітичного, практичного та інтеграційного аспектів навчання.

Дидактичні матеріали повинні включати структурований теоретичний блок, який охоплює основи надійності, методи технічного обслуговування, стандарти та нормативні вимоги щодо експлуатації обладнання, а також сучасні технології моніторингу та діагностики. Теоретичні матеріали мають бути представлені у вигляді лекційних конспектів, навчальних посібників, схем, таблиць і графіків, що дозволяють систематизувати інформацію та полегшують її засвоєння.

Практичні модулі дидактичних матеріалів спрямовані на відпрацювання навичок технічного обслуговування, діагностики та управління ефективністю роботи обладнання. До них входять лабораторні роботи з використанням реального або модельного обладнання, демонстрація типових дефектів та відмов, виконання вправ з контролю параметрів роботи обладнання, аналіз кейсів аварійних та нестандартних ситуацій. Особливу увагу слід приділити моделюванню критичних ситуацій, що дозволяє слухачам оцінювати ризики, приймати обґрунтовані рішення та відпрацьовувати алгоритми дій у реальних умовах.

Важливою складовою дидактичних матеріалів є інтеграція цифрових технологій: симуляторів, програмного забезпечення для моніторингу та аналізу технічного стану обладнання, систем прогнозування залишкового ресурсу. Такі інструменти дозволяють слухачам проводити віртуальні експерименти, порівнювати результати, аналізувати ефективність заходів щодо підтримки працездатності технічних систем.

Форми навчання повинні включати лекції, практичні та лабораторні заняття, тренінги, кейс-методи, групові дискусії та самостійну роботу слухачів. Методи навчання поєднують пояснення, демонстрацію, моделювання, проблемне навчання та активні педагогічні технології. Це дозволяє максимально адаптувати матеріали до різного рівня підготовки фахівців і забезпечити системне засвоєння знань, формування компетентностей та навичок, необхідних для ефективної та безпечної експлуатації технологічного обладнання.

Таким чином, конструювання дидактичних матеріалів передбачає комплексний підхід, що поєднує теорію, практику та сучасні цифрові інструменти, спрямовані на підвищення професійної підготовки персоналу та забезпечення безпечної та ефективної роботи обладнання на виробництві.

#### 4.7. Аналіз базових умов навчання з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання»

Аналіз базового навчального матеріалу з теми представлені в таблиці табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Аналіз базового матеріалу і способи актуалізації базових знань

Перелік базових понять, законів, способів дії	Способи (методи, форми, засоби) перевірки рівня сформованості базових знань і способів дій
1	2
1. Основи надійності та безпеки технологічного обладнання	Методи: усне опитування. Форми: фронтальна. Засоби: контрольні питання. 1. Що розуміють під надійністю та довговічністю технологічного обладнання? 2. Які основні вимоги промислової безпеки потрібно враховувати при експлуатації обладнання? 3. Як недотримання правил безпеки може впливати на ефективність роботи обладнання?
2. Технологічні процеси та їх вплив на ефективність обладнання	4. Як параметри технологічного процесу впливають на знос обладнання? 5. Назвіть основні види технологічного обладнання та їх роль у виробничому процесі. 6. Які фактори найбільше знижують продуктивність обладнання в процесі експлуатації?
3. Методи контролю та діагностики технічного стану	7. Які види неруйнівного контролю застосовують для оцінки стану обладнання? 8. Як системи моніторингу допомагають підвищити ефективність експлуатації? 9. Назвіть переваги та обмеження візуального та ультразвукового контролю.

1	2
4. Технічне обслуговування та планування ремонтів	10. В чому полягає різниця між профілактичним і поточним ремонтом? 11. Як планування ремонтів впливає на тривалість міжремонтного періоду обладнання? 12. Які методи продовження ресурсу обладнання можна застосувати на підприємстві?
5. Аналіз відмов та оцінка залишкового ресурсу	13. Які основні типи відмов обладнання зустрічаються в технологічних процесах? 14. Як проводиться оцінка залишкового ресурсу обладнання? 15. Які методи прогнозування відмов дозволяють знизити аварійність?
6. Впровадження сучасних технологій підвищення ефективності	16. Як цифрові системи і автоматизація впливають на експлуатаційну ефективність? 17. Яку роль відіграють симулятори та програмне забезпечення у навчанні персоналу? 18. Назвіть приклади сучасних технологій, що дозволяють підвищити надійність обладнання.

**4.8. Проєктування мотиваційних технологій** навчання з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання», характеристика і текст мотивації, використання якої доцільно при викладанні навчального матеріалу (табл. 4.5).

## Обрання методів мотивації навчальної діяльності

Вид і методи мотивації	Вступна мотивація
1	2
Вступна мотивація, мотивуючий вступ	<p>Доброго дня, шановні слухачі! Мотивація до вивчення теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» полягає у тому, що сучасне виробництво неможливе без надійної та ефективної роботи всього технологічного комплексу. Технологічне обладнання є серцем виробничого процесу, і його несправності або низька продуктивність безпосередньо впливають на якість продукції, терміни виконання замовлень і загальний економічний результат підприємства.</p> <p>Для інженерно-технічного персоналу знання сучасних методів діагностики, технічного обслуговування, контролю та оптимізації режимів роботи обладнання дозволяє не лише запобігати аваріям, але й ефективно планувати виробничі процеси. Крім того, освоєння принципів оцінки технічного стану, прогнозування залишкового ресурсу та впровадження цифрових технологій відкриває можливості підвищення продуктивності, скорочення витрат на ремонт і модернізацію, а також поліпшення безпеки праці.</p> <p>Вивчення цієї теми формує у фахівців системне бачення процесів експлуатації обладнання, здатність аналізувати критичні точки виробничої системи та приймати обґрунтовані рішення щодо її оптимізації. Мотиваційним аспектом є і особисте професійне зростання: підвищення кваліфікації у сфері експлуатації технологічного обладнання відкриває можливості для кар'єрного розвитку, залучення до складних проєктів модернізації та участі у впровадженні інноваційних рішень на підприємстві.</p> <p>Таким чином, тема «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» є не лише актуальною для забезпечення надійності та</p>

1	2
	безпеки виробничих процесів, але й стимулює фахівців до постійного професійного розвитку та вдосконалення компетентностей у сфері технічної експлуатації.

**4.9. Проєктування технології формування орієнтовної основи діяльності** при вивченні теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» (табл. 4.6).

Таблиця 4.6

## Способи формування ООД з теми

Рівні засвоєння навчального матеріалу	Форми навчання	Методи та засоби навчання
1	2	3
Запам'ятовування та розуміння	Лекції, семінари	Пояснення викладача, презентації, схеми і графіки технологічних процесів, навчальні відеоматеріали
Застосування знань	Лабораторні та практичні заняття	Виконання практичних завдань на стендах і макетах обладнання, аналіз технічної документації, використання інструкцій та регламентів
Аналіз і оцінка	Кейс-методи, групові обговорення	Розбір реальних аварійних ситуацій, аналіз причин несправностей, порівняння результатів діагностики, використання цифрових систем моніторингу
Синтез і створення	Проєктні роботи, тренінги	Розробка пропозицій щодо оптимізації режимів роботи обладнання, моделювання процесів очищення та діагностики, застосування програмного забезпечення для прогнозування ресурсу, симуляції роботи технологічного обладнання
Оцінювання та прийняття рішень	Дискусії, контрольні роботи	Формування експертних висновків, складання планів технічного обслуговування, застосування методів прогнозування відмов і

1	2	3
		залишкового ресурсу, цифрові інструменти аналізу даних

**4.10. Проектування технології формування виконавчих дій при вивченні теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» (табл. 4.7).**

Таблиця 4.7

## Способи формування виконавчих дій з теми

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми	Методи, засоби закріплення
1	2	3
I, II, III, IV	Колективна-групова	<p>Вправа 1. Аналіз технічного стану обладнання            Мета: Розвивати навички оцінки стану технологічного обладнання та виявлення потенційних дефектів.            Завдання:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ознайомитися з технічними паспортами і регламентами обслуговування конкретного обладнання.</li> <li>2. Провести візуальний огляд та перевірку основних вузлів.</li> <li>3. Виявити можливі дефекти або ознаки зносу та скласти короткий звіт із рекомендаціями щодо усунення.</li> </ol> <p>Очікуваний результат: Слухачі формують вміння своєчасно ідентифікувати несправності, оцінювати їх вплив на роботу системи.</p> <p>Вправа 2. Використання цифрових систем моніторингу            Мета: Навчитися застосовувати сучасні засоби моніторингу та діагностики.            Завдання:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.</li> </ol>

1	2	3
		<p>1. Підключитися до системи цифрового моніторингу обладнання (наприклад, датчики тиску, температури, вібрації).</p> <p>2. Зчитати і проаналізувати отримані дані. Виявити аномалії та запропонувати заходи щодо їх усунення. Очікуваний результат: Слухачі освоюють використання сучасних технологій для контролю технічного стану і прогнозування несправностей.</p> <p>Вправа 3. Оптимізація режимів роботи обладнання Мета: Формування навичок ефективного управління технологічними процесами. Завдання:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проаналізувати існуючі режими роботи обладнання та технологічні карти.</li> <li>2. Розробити пропозиції щодо оптимізації параметрів роботи (наприклад, зміни швидкості обертання, тиску, температурного режиму).</li> <li>3. Оцінити очікуваний ефект від запропонованих змін щодо енергоефективності та ресурсу обладнання. Очікуваний результат: Слухачі здобувають практичний досвід у підвищенні продуктивності та безпечної експлуатації систем.</li> </ol> <p>Вправа 4. Моделювання аварійних ситуацій Мета: Розвивати навички прийняття рішень у нестандартних ситуаціях. Завдання:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. На макеті або симуляторі створити умовну аварійну ситуацію (наприклад, витік, перегрів, поломка вузла).</li> <li>2. Визначити причину аварії та послідовність дій для її ліквідації.</li> <li>3. Скласти звіт про виконані дії та пропозиції щодо запобігання подібним ситуаціям у майбутньому. Очікуваний результат: Підвищується компетентність у реагуванні на аварії та ризик-менеджменті.</li> </ol>

1	2	3
		<p>Вправа 5. Аналіз і прогнозування ресурсу обладнання</p> <p>Мета: Навчитися оцінювати залишковий ресурс і планувати обслуговування.</p> <p>Завдання:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Використовуючи дані моніторингу та регламенти ППР, розрахувати залишковий ресурс ключових вузлів обладнання.</li> <li>2. Скласти рекомендації щодо планових технічних оглядів і ремонтів.</li> <li>3. Підготувати презентацію з прогнозом роботи обладнання протягом наступного періоду.</li> </ol> <p>Очікуваний результат: Слухачі набувають навичок у прогнозуванні роботи технологічних систем та плануванні заходів щодо підвищення їх надійності.</p>

**4.11. Проектування контрольних дій** з теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» (таблиця 4.8).

Таблиця 4.8

## Засоби контролю по темі

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми	Методи, засоби
1	2	3
I, II, III	Колективно-індиві	<p><u>Контрольні питання.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Які основні фактори впливають на ефективність експлуатації технологічного обладнання?</li> <li>2. Яке значення мають профілактичні огляди та планові ремонти для підтримання працездатності обладнання?</li> <li>3. Які види моніторингу та діагностики застосовуються для оцінки технічного стану обладнання?</li> <li>4. Як впливає кваліфікація персоналу на ефективність роботи технологічних систем?</li> </ol>

1	2	3
		<p>5. Що таке залишковий ресурс обладнання і як його визначають?</p> <p>6. Які методи підвищення енергоефективності та продуктивності обладнання є найбільш поширеними?</p> <p>7. Як цифрові системи моніторингу допомагають у прогнозуванні несправностей?</p> <p>8. Які основні причини аварій та збоїв у роботі технологічного обладнання?</p> <p>9. Як аналіз даних вібраційного, термографічного та ультразвукового контролю використовується для підвищення надійності обладнання?</p> <p>10. Які принципи розробки оптимальних режимів роботи технологічних систем слід враховувати для забезпечення безпеки та ефективності?</p> <p>11. Які заходи слід приймати при виявленні відхилень від нормальної роботи обладнання?</p> <p>12. Як інтеграція знань з технічної діагностики, промислової безпеки та управління ризиками сприяє підвищенню ефективності експлуатації?</p> <p>13. У чому полягає роль моделювання аварійних ситуацій для підготовки персоналу?</p> <p>14. Як оцінюють економічний ефект від впровадження заходів щодо підвищення ефективності експлуатації обладнання?</p>

**4.12. Розробка програми курсів підвищення кваліфікації** викладання теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання» представлено в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9

## Програма курсів підвищення кваліфікації

№ з/п	Назва заняття	Термін заняття (год.)	Цілі заняття	Тип заняття	Методи навчання
1	Вступ до підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання	2	Ознайомити слухачів з основними поняттями, цілями та завданнями підвищення ефективності обладнання	Лекційне	Лекція, презентація, обговорення
2	Аналіз технічного стану обладнання	4	Розглянути методи оцінки технічного стану, залишкового ресурсу та виявлення потенційних дефектів	Лекційно-практичне	Лекція, демонстрація діагностичних приладів, практичні вправи
3	Методи профілактичного обслуговування та ремонту	3	Навчити плануванню та виконанню профілактичних робіт, що підвищують надійність і безпеку обладнання	Практичне	Розбір кейсів, аналіз графіків ППР, практичні завдання
4	Використання цифрових технологій для моніторингу та діагностики	4	Ознайомити з цифровими системами моніторингу, датчиками та програмними засобами прогнозування	Лекційно-практичне	Демонстрація програмного забезпечення, практична робота з даними
5	Методи підвищення енергоефективності та оптимізації режимів роботи	3	Розглянути заходи щодо зниження енергоспоживання та підвищення продуктивності обладнання	Лекційне	Лекція, обговорення, розбір практичних прикладів

Продовження табл. 4.9

1	2	3	4	5	6
6	Аналіз аварійних ситуацій та ризик-орієнтоване управління	4	Навчити аналізу причин відмов, оцінки ризиків та розробки заходів щодо запобігання аваріям	Практичне	Моделювання аварійних ситуацій, кейс-метод, групові дискусії
7	Інтегроване планування технічного обслуговування	3	Розробити навички інтегрованого підходу до планування ППР і модернізації обладнання	Лекційно-практичне	Лекція, практичні завдання, робота з технічною документацією
8	Підсумкове заняття та контроль знань	2	Підвести підсумки курсу, перевірити рівень засвоєння матеріалу	Контрольне	Тестування, обговорення результатів, аналіз помилок

### 4.13. Розробка сценарію заняття «Методи підвищення енергоефективності та оптимізації режимів роботи»

Таблиця 4.10

Сценарій заняття

№ з/п	Структурні елементи заняття	Зміст структурних елементів
1	2	3
1	Організаційна частина (5 хвилин)	Привітання слухачів, перевірка присутності, ознайомлення з порядком денним і цілями заняття. Формування робочих груп для практичної частини.
2	Вступна частина (10 хвилин)	Коротке обговорення актуальності енергоефективності в промисловості та впливу оптимізації режимів роботи на продуктивність та безпеку обладнання. Повідомлення очікуваних результатів заняття.
3	Теоретична частина (30 хвилин)	Розгляд основних принципів енергоефективності: використання сучасних технологій автоматичного регулювання, моніторинг енергоспоживання, оцінка енергетичних витрат на різних етапах технологічного процесу. Аналіз методів оптимізації режимів роботи обладнання та приклади їх впровадження. Обговорення нормативних вимог та стандартів енергоефективності.
4	Практична частина (45 хвилин)	Виконання практичних вправ: – Аналіз енергоспоживання конкретного агрегату та визначення потенційних шляхів оптимізації. – Моделювання змін режимів роботи для зниження енергетичних втрат. – Розробка рекомендацій щодо підвищення ефективності роботи обладнання з урахуванням безпеки та виробничих норм. – Обговорення результатів у групах та підготовка коротких презентацій.
5	Заклучна частина (10 хвилин)	Підведення підсумків заняття, обговорення досягнутих результатів та помилок. Відповіді на запитання, рекомендації щодо впровадження отриманих знань на практиці, формування завдань для самостійної роботи.

## **Висновки до розділу 4**

Дидактичний проєкт передбачає комплексне застосування різних форм навчання – лекцій, лабораторних та практичних занять, тренажерних вправ і самостійної роботи, що дозволяє врахувати індивідуальний рівень підготовки слухачів та забезпечити ефективне засвоєння матеріалу на різних рівнях навчання за таксономією Блума. Запропоновані методи та засоби навчання стимулюють активну участь слухачів, підвищують мотивацію до навчання та сприяють формуванню стійких професійних навичок.

Практична значущість розробленого дидактичного проєкту полягає у можливості його впровадження у програми підвищення кваліфікації фахівців приймально-здавальних пунктів, що дозволить оптимізувати експлуатацію технологічного обладнання, знизити ризики аварійних ситуацій, підвищити продуктивність і забезпечити дотримання стандартів безпеки та промислової експлуатації. Наукова новизна проєкту полягає у комплексному поєднанні сучасних методів навчання, цифрових технологій моделювання та практичних вправ, що спрямовані на підвищення професійної компетентності фахівців у сфері оптимізації режимів роботи технологічного обладнання.

Таким чином, реалізація дидактичного проєкту забезпечує системний розвиток професійних компетентностей фахівців ПЗП, сприяє ефективному впровадженню енергоощадних та оптимізаційних заходів у виробничу практику, а також формує основу для безпечної і надійної експлуатації технологічного обладнання.

## ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведено дослідження професійної підготовки фахівців приймально-здавальних пунктів нафти, спрямоване на забезпечення якісного виконання виробничих операцій з приймання, контролю, обліку та передачі нафти, а також на підтримання працездатності технологічного обладнання в умовах промислової експлуатації.

У першому розділі обґрунтовано актуальність професійної підготовки фахівців приймально-здавальних пунктів нафти як важливої складової підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання. Доведено, що системна та цілеспрямована професійна підготовка персоналу ПЗП нафти є ключовим чинником підвищення ефективності виробничих процесів, надійності роботи обладнання та рівня безпеки його експлуатації. Вона сприяє зниженню ризиків виникнення аварійних ситуацій, оптимізації технологічних операцій та забезпеченню стійкої роботи інфраструктури в умовах сучасних викликів нафтової галузі.

У другому розділі представлено, проаналізовано та обґрунтовано доцільність упровадження техніко-організаційних рішень, спрямованих на підвищення ефективності функціонування приймально-здавального пункту нафти. Реалізація запропонованих рішень дозволяє підвищити точність комерційного обліку нафти, надійність роботи приймально-здавального пункту, рівень промислової безпеки та ефективність експлуатації системи вимірювань кількості та показників якості нафти в цілому.

У третьому розділі сформовано та проаналізовано вимоги до кадрового забезпечення фахівців приймально-здавальних пунктів нафти нафтопромислових підприємств. Узагальнено, що впровадження визначених вимог до кадрового забезпечення є важливою складовою підвищення ефективності, безпеки та надійності роботи приймально-здавальних пунктів нафти, а також забезпечення стабільності технологічних процесів у нафтогазовій галузі.

У четвертому розділі розроблено дидактичний проєкт викладання теми «Підвищення ефективності експлуатації технологічного обладнання», яка вивчається у процесі підвищення кваліфікації фахівців приймально-здавальних пунктів нафти. Реалізація запропонованого дидактичного проєкту забезпечує системний розвиток професійних компетентностей фахівців ПЗП, сприяє ефективному впровадженню енергоощадних та оптимізаційних заходів у виробничу практику, а також формує підґрунтя для безпечної та надійної експлуатації технологічного обладнання.

**Узагальнюючи**, результати магістерської роботи підтверджують, що поєднання техніко-організаційних рішень із системною професійною підготовкою та сучасним дидактичним забезпеченням є ефективним шляхом підвищення результативності функціонування приймально-здавальних пунктів нафти та забезпечення сталого розвитку підприємств нафтогазової галузі.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Головенкін В. П. Інженерна педагогіка [Електронний ресурс] : підруч. / В. П. Головенкін. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. Режим доступу: [http://psy.kpi.ua/wp-content/uploads/2017/02/Injenerna\\_pedagogika.pdf](http://psy.kpi.ua/wp-content/uploads/2017/02/Injenerna_pedagogika.pdf)
2. Коваленко О. Е., Брюханова Н. О., Корольова Н.В. Методика професійного навчання: дидактичне проектування: Підручник для студентів інженерно-педагогічних спеціальностей. – Харків: УПА, 2019. – 204 с.
3. Коваленко О. Е., Брюханова Н. О., Корольова Н.В. Методика професійного навчання: основні технології навчання: Підручник для студентів інженерно-педагогічних спеціальностей. – Харків: УПА, 2019. – 174 с.
4. Лебедик Л.В., Стрельников В.Ю., Стрельников М.В. Сучасні технології навчання і методики викладання дисциплін: Навчально-методичний посібник для слухачів курсів підвищення кваліфікації педагогічних працівників закладів середньої, професійної (професійно-технічної), фахової передвищої та вищої освіти / Л. В. Лебедик, В. Ю. Стрельников, М. В. Стрельников. – Полтава : АСМІ, 2020. – 303 с.
5. Методика професійної освіти : навч. посібник для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю 015 «Професійна освіта» галузі знань 01 «Освіта / Педагогіка» / Д. О. Чернишев, К. І. Почка, Г. Л. Корчова, Ю. С. Красильник, М. В. Руденко. – Київ : Компринт, 2024. – 224 с.
6. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи для здобувачів освіти другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання за спеціальністю 015 Професійна освіта (за спеціалізацією) / Укр. інж.-пед. акад.; упоряд.: О. Е. Коваленко, Н. О. Брюханова, Н.В. Божко, Н.В. Корольова – Харків: УПА, 2024. – 82 с.
7. Семенова А.В. Професійна педагогіка: Підручник. / Авт. : О.В. Грабовський, Л.В. Коломієць, О.С. Савельєва, А.В. Семенова, В.Ф. Яні; за заг. ред. А.В. Семенової. – Одеса: Бондаренко М.О., 2020. – 575 с.

8. Сайт дистанційної освіти Університету – Режим доступу: <https://moodle.karazin.ua>
9. EdEra – студія онлайн-освіти [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ed-era.com/>
10. Український освітній онлайн-портал для вчителів «На Урок» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://naurok.com.ua/>
11. «Освіторія Медіа» – онлайн медія про освіта та виховання [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://osvitoria.media/>
12. Освіта.UA [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://osvita.ua>
13. Всеосвіта – освітня платформа для професійного зростання педагогічних працівників та підвищення їх педагогічної майстерності [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://vseosvita.ua/>

## ДОДАТКИ

Таблиця 1

### Технологічне обладнання та засоби вимірювань СІКН

Найменування ЗВ та обладнання, що входять до складу СВКЯН	Межа допустимої похибки ЗВ	Примітка
1. Основні ЗВ та обладнання, що встановлюються на тих. частини СВКЯН		
1.1 Блок фільтрів		
1.1.1 Датчик тиску в комплекті з клапанним блоком МЕТРАН-100-Ех-ДД-1450-02-МП1-t1-010-0,4МПа-25МПа-42-С2-М20 (2 шт.)	±0,1%	Поз. PDIS 1.1, 1.2
1.1.2 Перетворювач надлишкового тиску Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG	±0,065%	Поз. PT1.1
1.1.3 Манометр МПТІ-У2-0,4 МПа-0,6 (5 шт.)	±0,6%	Поз. PI 1.1-1.5
1.1.4 Датчик температури 644 у комплекті з термоперетворювачем опору платиновим 65.	±0,15 °С	Поз. TT 1.1
1.1.5 Термометр ртутний скляний лабораторний ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. TI 1.1
1.1.6 Фільтр сітчастий МІГ ФБ-150-6,3 (2 шт.)		Поз. Ф 1.1, 1.2
1.1.7 Датчик положення рівня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 1.1
1.1.8 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.150.063.28-00Р (4 шт.)		Поз. КШ 1.3-1.6
1.1.9 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.050.063.28-00Р (6 шт.)		Поз. КШ 1.9, 1.10, 1.15, 1.18-1.20
1.1.10 Кран кульовий штуцерний ЗАРД.015.063.30-00Р (8 шт.)		Поз. КШ-1.1, 1.2, 1.7, 1.8, 1.12, 1.14, 1.16, 1.17
1.1.11 Кран кульовий муфтовий ЗАРД.015.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 1.11, 1.13

1.1.12 Комплект технологічних трубопроводів Ду 150, Ру 6,3 МПа		
1.2 Блок вимірювальних ліній		
1.2.1 Робочий масовий ПР CMF 300M-398-NQFZEZZZ-GR у комплекті 2700-R-1-1-AFFEZZZ (2 шт.)	±0,25%	Поз. FT 2.1, 2.2
1.2.2 Резервно-контрольний масовий ПР CMF 300M-398-NQFZEZZZ-GR у комплекті 2700-R-1-1-AFFEZZZ	±0,20%	Поз. FT 2.3
1.2.3 Перетворювач надлишкового тиску Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG (4 шт.)	±0,065%	Поз. PT 2.1-2.4
1.2.4 Датчик тиску Метран-150-TG3-(0-4) МПа-2G-2-1-A-M5-IM-2F-2-B1-K03	±0,075%	Поз. PT 2.5
1.2.5 Манометр МПТІ-У2-0,4 МПа-0,6 (6шт.)	±0,6%	Поз. PI 2.1-2.6
1.2.6 Датчик температури у комплекті 644Н-А-ІІ-ХА-М5-С2-Q4 та 0065-1-0-1-У-0000-У-0145-G94-А1-ІІ-ХА-Х8 (4 компл.)	±0,15 °С	Поз. TT 2.1-2.4
1.2.7 Перетворювач температури Метран-286-02-Ехіа-2-120-Н10- (-50 ...500) °С-Т6-Т3-ГП	±0,5 °С	Поз. TT 2.5
1.2.8 Термометр ртутний скляний лабораторний ТЛ-4 №2 (6 шт.)	±0,2 °С	Поз. TI 2.1-2.6
1.2.9 Індикатор фазового стану ІФС-1В-700М		Поз. QA
1.2.10 Датчик положення рівня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 2.1
1.2.11 Клапан регулюючий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Кв 63 з електроприводом РемТЕК-02.Л.44.18000.4.100.2.V.50.1.p.УХЛ1		Поз. FCV 2.1
1.2.12 Клапан регулюючий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Кв 63 з ручним приводом (3шт.)		Поз. PP 2.1-2.3
1.2.13 Кран кульовий фланцевий		Поз. КШ 2.45,

ЗАРД.100.063.28-00Р (2 шт.)		2.49
1.2.14 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.100.063.28-00Ркп (11 шт.)		Поз. КШ 2.1-2.3, 2.15-2.17, 2.24-2.28
1.2.15 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.050.063.28-00Ркп (12 шт.)		Поз. КШ 2.4, 2.6, 2.11, 2.14, 2.18, 2.23, 2.30, 2.31, 2.36, 2.50, 2.53, 2.59
1.2.16 Кран кульовий штуцерний		КШ 2.8-2.10, 2.20-2.22,
ЗАРД.015.063.30-00Р (19 шт.)		2.33-2.35, 2.41, 2.44, 2.46, 2.47, 2.51, 2.52, 2.54, 2.56-2.58
1.2.17 Кран кульовий муфтовий ЗАРД.015.063.10-00Р (7 шт.)		Поз. КШ-2.7, 2.19, 2.32, 2.39, 2.40, 2.48, 2.55
1.2.18 Кран кульовий муфтовий ЗАРД.015.016.10-00Р (8 шт.)		Поз.КШ-2.5, 2.12, 2.13, 2.29, 2.37, 2.38, 2.42, 2.43
1.2.19 Комплект технологічних трубопроводів Ду150, Ду100, Ру6,3		
1.3 Блок виміру показників якості нафти		
1.3.1 Фільтр сітчастий МІГ-ФБ-50-6,3 (2шт.)		Поз. Ф 3.1,3.2
1.3.2 Датчик тиску в комплекті клапанним блоком МЕТРАН-150СД4-(0-0,4) МП а-2-2-1-1- L3-АМ5-±0,075% ІМ-D5-2-В1-К03 (2шт.)		Поз. РDIS 3.1, 3.2
1.3.3 Перетворювач температури в комплекті 644Н-А-ІІ-ХА-М5-Q4-С2 та 0065- 1- 0-1-У-0000-У-0080-G94-А1-ІІ-ХА-Х8	±0,15 °С	Поз. ТТ 3.1
1.3.4 Датчик тиску Метран-150-TG4-(0.5- 16) МПа-2G-2-1-А-М5-ІМ-2F-2-В1-К03	±0,075%	Поз. РТ 3.1

1.3.5 Манометр МПТИ-У2-4МПа-0,6, (7 шт.)	±0,6%	Поз. PI 3.1-3.7
1.3.6 Термометр ртутний скляний лабораторний ТЛ-4	±0,2 °С	Поз. TI 3.1
1.3.7 Пробовідбірник автоматичний Стандарт-А, ємністю 4 дм3 (2 шт.)		Поз. QS 3.1, 3.2
1.3.8 Пробовідбірник ручний Стандарт-Р		Поз. PR 3.1
1.3.9 Поточний перетворювач щільності 7835LAAFAJТААА	±0,3 3 кг/м	Поз. DT 3.1
1.3.10 Поточний перетворювач вологості УДВН-1пм	±0,05% про. Н2О	Поз. ME 3.1
1.3.11 Ультразвуковий перетворювач об'ємної витрати UFM3030K	±0,5%	Поз. FE 3.1
1.3.12 Електронасос БЕН-949-ОС, Qн = 6,3 3 м/год (2 шт.)		Поз. H 3.1, 3.2
1.3.13 Перетворювач диференціального	±0,075%	Поз. PDIS 3.3, 3.4
Найменування СІ та обладнання, що входять до складу СІКН	Межа допустимої похибки СІ	Примітка
тиску Метран-150CD4(0-0.4) МПа-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2 шт.)		
1.3.14 Сигналізатор рівня VEGASWING 61.DAGBVXURX (2 шт.)		Поз. LT 3.1, 3.2
1.3.15 Електроконтактний манометр ДМ2005Cr1Ex (2 шт.)	±1,5%	Поз. PIS 3.1, 3.2
1.3.16 Пробозабірний пристрій щілинного типу ПУ-1-150 (1 щілина)		Поз. ПЗП 1.1
1.3.17 Статичний змішувач потоку Вихор-15		Поз. СС 1.1
1.3.18 Влаштування визначення вільного газу УОСГ-1РГ		Поз. УОСГ

1.3.19 Пристрій термостатуючий ТС50, Ру 6,3 МПа		Поз. ДІ 3.1
1.3.20 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.050.063.28-00Р (40 шт.)		Поз. КШ-3.1-3.4, 3.10, 3.16, 3.18, 3.19,3.25, 3.26, 3.31-3.33, 3.36, 3.37,3.40, 3.41, 3.47-3.49, 3.53-3.55, 3.60- 3.62, 3.69-3.71, 3.73-3.75, 3.79, 3.81-3.85, 3.89, 3.93, 3.96, 3.97
1.3.21 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.025.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.98, 3.99
1.3.22 Кран кульовий муфтовий ЗАРД.020.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.90, 3.91
1.3.23 Кран кульовий штуцерний ЗАРД.015.063.30-00Р (37 шт.)		Поз. КШ-3.6 3.9, 3.12-3.15, 3.17, 3.21, 3.24, 3.27- 3.30, 3.35, 3.39, 3.42, 3.45, 3.46, 3.51, 3.52, 3.57- 3.59, 3.64, 3.65, 3.67, 68, КШ-3.72, 3.76, 3.78, 3.80, 3.86, 3.88, 3.92.
1.3.24 Клапан зворотний 19с68нж-50 Ру-6.3		Поз. ОК 3.1,3.2
Найменування СІ та обладнання, що входять до складу СІКН	Межа допустимої похибки СІ	Примітка
1.3.25 Котушка на місці резервного потокового перетворювача щільності		
1.3.26 Комплект технологічних трубопроводів Ду50, Ру6,3		

2 Основні ЗВ та обладнання, що встановлюється поза тими. частини СВКЯН		
2.1 СОІ на базі ІВК «МікроТЕК»		
2.2 АРМ оператора на базі «Візард СІКН V.2/1/4»		
2.3 Шафа вторинної апаратури (ШВА)		
2.4 Блок перевірконої установки		
2.4.1 Установка трубопоршнева Syncrotrak типу S05C2C3C5	±0,05%	Розташований у будівлі СВКЯН
2.4.2 Перетворювач тиску 3051TG4A2B21AB4K6Q4Q8M5	±0,065%	Поз. РТ 5.1
2.4.3 Датчик температури в комплекті 3144PD1A1KAM5Q4 з 0065 2 компл.	±0,15 °С	Поз. ТТ 5.1, 5.2
2.4.4 Манометр МПТІ-У2-0,4 МПа-0,6 2 шт.	±0,6%	Поз. РІ 5.1, 5.2
2.4.5 Термометр ртутний скляний лабораторний ГЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТІ 5.1
2.4.6 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.025.063.28-00Р (7 шт.)		Поз. КШ 5.1-5.4, 5.6-5.8
2.4.7 Кран кульовий штуцерний ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 5.5, 5.9, 5.15
2.5 Шафа силового керування		
3 Додаткові ЗВ та обладнання		
3.1 Блок засобів еталонних		
3.1.1 Манометр МПТІ-У2-0,4 МПа-0,6.	±0,6%	Поз. РІ 4.1
3.1.2 Термометр ртутний скляний лабораторний ГЛС-4 №2 (3 шт.)	±0,2 °С	Поз. ТІ 4.1-4.3
3.1.3 Електронасос ВКС2/26К		Поз. Н 4.1
3.1.4 Фільтр сітчастий ФС-50 НЖ (2 шт.)		Поз. Ф 4.1, 4.2
3.1.5 Мірник металевий еталонний Seraphin EMSS0005G	±0,02%	
3.1.6 Місткість об'ємом 200 л для промивного розчину		Поз. Е 2
3.1.7 Місткість об'ємом 100 л для води		Поз. Е 1
3.1.8 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.050.016.21-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 4.6, 4.8

3.1.9 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.025.063.28-00Р (5 шт.)		Поз. КШ 4.1, 4.4, 4.7, 4.9, 4.11
Найменування ЗВ та обладнання, що входять до складу СВКЯН	Межа допустимої похибки ЗВ	Примітка
3.1.10 Кран кульовий штуцерний ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 4.12, 4.13, 4.14
3.2 Система промивання		
3.2.1 Місткість об'ємом 500 л		Поз. Е 3
3.2.2 Електронасос НМШ5-25-4,0/25(Б)-5		Поз. Н 6.1
3.2.3 Фільтр сітчастий ФС-50		Поз. Ф 6.1
3.2.4 Манометр МПТІ-У2-0,4 МПа-0,6	±0,6%	Поз. РІ 6.1
3.2.5 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.050.016.28-00Р		Поз. КШ 6.4
3.2.6 Кран кульовий фланцевий ЗАРД.025.063.28-00Р		Поз. КШ 6.1
3.2.7 Кран кульовий штуцерний ЗАРД.015.063.30-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 6.2, 6.3
3.3 Будівля СВКЯН		
3.3.1 Вентилятор радіальний вибухозахищений ВР80-75 ВК №5		
3.3.2 Пост управління ПВК-15 (8 шт.)		
3.3.3 Пост управління ПВК-25 (6 шт.)		
3.3.4 Світильник вибухозахищеного типу ВАД ВАД71-Л.НАК.200-УХЛ1 (2 шт.)		
3.3.5 Світильник вибухозахищеного типу ВЕЛ ВЕЛ51-П2х36-П (12 шт.)		
3.3.6 Світильник вибухозахищеного типу ВЕЛ ВЕЛ51-ПАК2х36-П-У1 (3 шт.)		
3.3.7 Стартер 220 РНІ S10 4-65W 220-240V (30 шт.)		
3.3.8 Лампа люмінесцентна TLD 36W/54- 765 G13 РНІ (30 шт.)		

3.3.9 Лампа розжарювання загального призначення 200 Вт (2 шт.)		
3.3.10 Оповіщувач комбінований ВЕЛ-Т-Н "ГАЗ" УХЛ 1 (4 шт.)		
3.3.11 Оповіщувач пожежний звуковий ПСВ-С-72 ХЛ1 (2 шт.)		
3.3.12 Сповіщувач пожежний ПІ 101 Гранат (6 шт.)		
3.3.13 Оповіщувач комбінований ВЕЛ-Т-Н «ПОЖЕЖА» УХЛ 1 (2 шт.)		
3.3.14 Датчик-реле температури Т21ВМ-1-03-1-2 (3 шт.)		
Найменування ЗВ та обладнання, що входять до складу СІКН	Межа допустимої похибки ЗВ	Примітка
3.3.15 Блок детекторний БД 8		
3.3.16 Обігрівач ОВЕ-4Т (1,8 кВт) (17 шт.)		
3.3.17 Коробка клемна КЗПМ -3,1-20/12 – П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М25х4 В1,5 (6 шт.)		
3.3.18 Коробка клемна КЗПМ -5-20/60 -П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М20х20-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М50х2 В1,5 (2 шт.)		
3.3.19 Коробка клемна КЗПМ -5-20/48-П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М20х8-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М32х4 В1,5 (2 шт.)		
3.3.20 Коробка клемна КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М20х6-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М32х1 В1,5 (2 шт.)		
3.3.21 Кробка клемна КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М20х10-ВК-Л-ВЕЛ1Б- М32х1В1,5		
3.3.22 Коробка клемна КЗПМ -5-20/48-П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М32х16 В1,5		

3.3.23 Коробка клемна КЗПМ -4,2-20/24 - П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М20х4-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М40х2 В1,5		
3.3.24 Коробка клемна КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.25 Коробка клемна КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.26 Коробка клемна КЗПМ-5-20/60-П-ВК-Л-ВЕЛ1Б-М32*24 В1,5		