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 нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку»
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 курсу, групи ЗЕА-ПОНС24мг
спеціальності: 015 Професійна освіта (Видобуток, переробка та транспортування корисних копалин)
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

_____/ Андрій ЄЗИК_____
(підпис) (ім'я та прізвище)
Керівник_____/_Наталія АНТОНЕНКО___
(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 _____Андрій ЄЗИК_____
(ім'я, прізвище)

1. Тема «Професійна підготовка фахівців нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку» затверджена наказом по університету № 4801-5/3665 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 нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку. Забезпечення безпеки функціонування нафтодобувального підприємства. Вимоги до кадрового забезпечення об'єкту галузі. Розробка дидактичного проєкту викладання теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку», що вивчається у процесі підвищення кваліфікації фахівців нафтовидобувного підприємства.

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 _____ Наталія АНТОНЕНКО_____
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Андрій ЄЗИК_____
(підпис) (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 нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку.	01.09.2025 – 15.09.2025	
2	Забезпечення безпеки функціонування нафтовидобувного підприємства.	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 «Забезпечення безпеки резервуарного парку», що вивчається у процесі підвищення кваліфікації фахівців нафтовидобувного підприємства.	16.11.2025 – 29.11.2025	
5	Оформлення пояснювальної записки та презентації	До 10.12.2025	

Здобувач (ка) вищої освіти _____ Андрій ЄЗИК _____
(підпис) (ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____ Євген КЛЮЧКА_____
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до магістерської роботи на тему
«Професійна підготовка фахівців нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку»
Андрій ЄЗИК

Магістерська робота складається з 89 сторінка, 3 рисунків, 12 таблиць, список літератури містить 22 джерел.

ДИДАКТИЧНИЙ ПРОЄКТ, ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ, ПРОФЕСІЙНА ПІДГОТОВКА, ПРОТИПОЖЕЖНИЙ ЗАХИСТ, РЕЗЕРВУАРНИЙ ПАРК, БЕЗПЕКА, ВИРОБНИЧІ НЕБЕЗПЕКИ, АВАРІЯ, РОЗЛИВ НАФТИ

Об’єкт дослідження – процес професійної підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства, який забезпечує експлуатацію, технічний контроль та безпечну роботу резервуарного парку.

Предмет дослідження – професійна підготовка фахівців нафтовидобувного підприємства до ефективного виконання завдань з безпеки резервуарного парку, включно з оцінкою технічного стану ємностей, систем протипожежного захисту, контрольно-вимірювального обладнання та процедур експлуатації.

У роботі обґрунтовано значущість якісної професійної підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства, який забезпечує експлуатацію, технічний контроль та безпечну роботу резервуарного парку. Проведено ґрунтовний аналіз питань забезпечення безпеки функціонування нафтовидобувного підприємства. Крім того, сформовано та науково аргументовано комплекс вимог до кадрового забезпечення фахівців нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку.

Розроблено дидактичний проєкт викладання теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку», що вивчається у процесі підвищення кваліфікації фахівців нафтовидобувного підприємства. У проєкті обґрунтовано педагогічні умови ефективного навчання, визначено цілі, очікувані результати та оптимальні форми організації навчальної діяльності для засвоєння сучасних методів моделювання технологічних процесів.

ABSTRACT

of the master's thesis on the topic

«Professional training of oil production enterprise specialists to ensure the safety of the tank farm»

Andriy YEZIK

The master's thesis consists of 89 pages, 3 figures, 12 tables, and a list of references containing 22 sources.

DIDACTIC PROJECT, ADVANCED TRAINING, PROFESSIONAL TRAINING, FIRE PROTECTION, TANK FARM, SAFETY, INDUSTRIAL HAZARDS, ACCIDENT, OIL SPILL

ABSTRACT

The object of the study is the process of professional training of specialists at an oil production enterprise, which ensures the operation, technical control and safe operation of the tank farm.

The subject of the study is the professional training of oil production enterprise specialists for the effective performance of tank farm safety tasks, including the assessment of the technical condition of tanks, fire protection systems, control and measuring equipment, and operating procedures.

The work substantiates the importance of high-quality professional training of specialists of oil production enterprises, which ensures the operation, technical control and safe operation of the tank farm. A thorough analysis of issues related to ensuring the safe operation of oil production enterprises has been carried out. In addition, a set of requirements for staffing oil production enterprises with specialists to ensure the safety of tank farms has been formulated and scientifically substantiated.

A didactic project for teaching the topic ‘Ensuring the safety of tank farms’ has been developed, which is studied in the process of advanced training of oil production enterprise specialists. The project substantiates the pedagogical conditions for effective learning, defines the goals, expected results and optimal forms of organisation of educational activities for the assimilation of modern methods of modelling technological processes.

ЗМІСТ

ВСТУП 9
РОЗДІЛ 1 13
АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ НАФТОВИДОБУВНОГО ПІДПРИЄМСТВА ДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ 13
1.1. Вимоги до професійної діяльності фахівців нафтовидобувного підприємства 13
1.2. Проблеми та суперечності в існуючій системі підготовки фахівців 14
1.3. Необхідність удосконалення професійної підготовки 15
1.4. Зарубіжний та вітчизняний досвід підготовки спеціалістів у сфері безпеки резервуарних парків 16
Висновки до розділу 1 18
РОЗДІЛ 2 20
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОДОБУВАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА 20
2.1 Технологія нафтовидобувного підприємства 20
2.2 Аналіз виробничих небезпек 25
2.2.1 Заходи безпеки під час експлуатації виробництва 28
2.3 Оцінка ризику і розрахунок наслідків при розгерметизації резервуару 36
2.3.1 Загальна характеристика об'єкта 36
2.3.2 Аналіз найімовірніших сценаріїв розвитку аварій на досліджуваному об'єкті 40
2.3.3 Розрахунок параметрів вражаючих чинників у розвитку надзвичайних ситуацій 44
2.3.4 Розрахунок площі розливу нафти 51
2.3.5 Розрахунок об’єму забрудненого ґрунту 53
2.3.6 Розробка заходів щодо зниження ризику виникнення аварійного розливу нафти 54
Висновки до розділу 2 56

РОЗДІЛ 3 ВИМОГИ ДО КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОБ'ЄКТУ ГАЛУЗІ 58
3.1 Вимоги до кадрового забезпечення фахівців нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку» 58
3.1.1. Загальні підходи до кадрового забезпечення резервуарного парку 58
3.1.2. Нормативно-правові вимоги до персоналу 59
3.1.3. Професійні компетентності персоналу резервуарного парку 59
3.2 Професійний добір і розподіл персоналу 61
3.3 Система навчання, інструктажів і підвищення кваліфікації 61
3.3 Роль персоналу у забезпеченні безпеки резервуарного парку 62
Висновки до розділу 3 62
РОЗДІЛ 4 64
РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ФАХІВЦІВ НАФТОВИДОБУВНОГО ПІДПРИЄМСТВА..... 64
4.1. Вихідні дані..... 64
4.2. Види та зміст професійної діяльності фахівця..... 66
4.3. Кваліфікаційні вимоги до фахівців нафтовидобувного підприємства 67
4.4. Постановка цілей вивчення навчальної теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» 68
4.5. Перелік літературних джерел з теми. 70
4.6. Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» 70
4.7. Аналіз базових умов навчання з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» 71
4.8. Проєктування мотиваційних технологій навчання з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку»..... 74
4.9. Проєктування технології формування орієнтовної основи діяльності 75

4.10. Проєктування технології формування виконавчих дій при вивченні теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» (табл. 4.7) 76
4.11. Проєктування контрольних дій з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» (таблиця 4.8). 79
4.12. Розробка програми курсів підвищення кваліфікації викладання теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» представлено в таблиці 4.9.... 80
4.13. Розробка сценарію заняття «Технологічні системи резервуарного парку» 83
Висновки до розділу 4 84
ВИСНОВКИ..... 85
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 87

ВСТУП

Актуальність професійної підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку зумовлена сучасними вимогами до надійності та безпечної експлуатації обладнання, що використовується для зберігання нафтопродуктів. Резервуарні парки є критично важливими об’єктами нафтової інфраструктури, де будь-яка технічна несправність може призвести до значних економічних втрат, негативного впливу на навколишнє середовище та ризику для здоров’я і життя персоналу. Складність конструкцій резервуарів, різноманіття використовуваних матеріалів та інтенсивність експлуатаційних навантажень створюють умови для розвитку корозійних процесів, зносу конструктивних елементів, деградації антикорозійних покриттів та несправностей контрольно-вимірювальних систем.

У зв’язку з цим виникає потреба у висококваліфікованих фахівцях, здатних здійснювати комплексну оцінку технічного стану резервуарного обладнання, виявляти дефекти на ранніх стадіях, прогнозувати залишковий ресурс та приймати обґрунтовані рішення щодо експлуатації та проведення ремонтних заходів. Сучасні технології діагностики, цифрові системи моніторингу та методи ризик-орієнтованого управління потребують від персоналу наявності інтегрованих знань у сфері матеріалознавства, гідравліки, механіки, промислової безпеки та нормативного регулювання.

Невідповідність традиційних програм підготовки сучасним технологічним викликам, недостатній рівень практичної підготовки та відсутність системного підходу до роботи з реальними дефектами резервуарного парку визначають актуальність дослідження. Формування ефективної системи професійної підготовки спрямоване на підвищення компетентності фахівців у питаннях оцінки технічного стану обладнання, зниження аварійності та забезпечення безпеки персоналу і довкілля, що є

пріоритетним завданням для стабільного функціонування нафтовидобувних підприємств.

Таким чином, актуальність теми дослідження обумовлена необхідністю підготовки інженерно-технічного персоналу, здатного застосовувати сучасні методи діагностики, проводити аналітичну оцінку ризиків та впроваджувати заходи для підвищення надійності та безпечності експлуатації резервуарного парку нафтовидобувного підприємства.

Об'єкт дослідження – процес професійної підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства, який забезпечує експлуатацію, технічний контроль та безпечну роботу резервуарного парку.

Предмет дослідження – професійна підготовка фахівців нафтовидобувного підприємства до ефективного виконання завдань з безпеки резервуарного парку, включно з оцінкою технічного стану ємностей, систем протипожежного захисту, контрольно-вимірювального обладнання та процедур експлуатації.

Мета дослідження – теоретично обґрунтувати та розробити систему професійної підготовки фахівців, спрямовану на формування компетентностей, необхідних для забезпечення безпеки резервуарного парку, попередження аварійних ситуацій, своєчасного виявлення дефектів обладнання та прийняття обґрунтованих рішень щодо експлуатації та технічного обслуговування.

Гіпотеза дослідження – професійна підготовка фахівців забезпечує високий рівень безпеки резервуарного парку, якщо:

- навчальна програма включає вивчення конструктивних особливостей резервуарів, матеріалів їх виготовлення, механізмів деградації та впливу зовнішніх факторів;
- інтегруються знання з матеріалознавства, гідравліки, механіки, промислової безпеки, протипожежного захисту та нормативно-правових вимог;

– застосовуються практикоорієнтовані форми навчання, включно з моделюванням аварійних ситуацій, роботою з діагностичними приладами та аналізом реальних кейсів.

Завдання дослідження:

1. Проаналізувати особливості професійної діяльності фахівців нафтовидобувних підприємств у сфері безпечної експлуатації резервуарного парку.

2. Визначити компетентнісні вимоги до персоналу, відповідального за технічний стан резервуарів та безпеку експлуатації.

3. Обґрунтувати зміст, структуру та методи професійної підготовки інженерно-технічного персоналу у сфері безпеки резервуарного парку.

4. Розробити програму підготовки з урахуванням інженерно-технічних, нормативних, аналітичних і ризик-орієнтованих аспектів діяльності.

Методи дослідження – аналіз нормативно-технічної документації та стандартів безпеки (ISO, API, EN), літератури з експлуатації резервуарного обладнання, порівняльний аналіз навчальних програм у суміжних галузях, опитування експертів, аналіз реальних випадків аварій та дефектів, педагогічне моделювання з розробкою дидактичної системи підготовки, узагальнення практичного досвіду підприємств.

Наукова новизна полягає у тому, що:

– вперше комплексно обґрунтовано систему професійної підготовки фахівців нафтовидобувних підприємств з акцентом на безпеку резервуарного парку;

– запропоновано дидактичну модель підготовки, що поєднує технічні, аналітичні, ризик-орієнтовані та нормативні компетентності.

Практична значущість дослідження – розроблена система професійної підготовки може бути використана для організації програм підвищення кваліфікації та атестації персоналу нафтовидобувних підприємств, що забезпечить підвищення рівня безпеки резервуарного парку,

зменшення аварійності та оптимізацію планування технічного обслуговування.

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

РОЗДІЛ 1
АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ НАФТОВИДОБУВНОГО ПІДПРИЄМСТВА ДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ

1.1. Вимоги до професійної діяльності фахівців нафтовидобувного підприємства

Професійна діяльність фахівців нафтовидобувного підприємства у сфері безпеки резервуарного парку характеризується високою відповідальністю та специфікою виконуваних завдань. Основним напрямом їх роботи є забезпечення надійної експлуатації резервуарного обладнання, контроль технічного стану ємностей, запобігання аварійним ситуаціям та мінімізація екологічних ризиків. Робота передбачає постійний моніторинг параметрів, таких як тиск, температура, рівень продукту, а також стан огороджувальних конструкцій, із застосуванням сучасних методів діагностики та систем автоматичного контролю.

Компетентнісний профіль інженера-експерта включає системні знання, практичні навички та професійні уміння, що забезпечують ефективну реалізацію службових обов’язків. Знання охоплюють матеріалознавство для оцінки стану сталевих конструкцій резервуарів, основи гідравліки, механіки та корозійного захисту, принципи роботи систем автоматизації та моніторингу. Уміння спеціаліста полягають у здатності проводити технічну діагностику резервуарів, виявляти дефекти та оцінювати їх критичність, планувати ремонтні та профілактичні роботи, а також формувати обґрунтовані експертні висновки щодо експлуатації об’єктів. Практичні навички включають роботу з контрольно-вимірювальними приладами, програмними комплексами для аналізу стану обладнання та цифровими платформами для прогнозування ресурсу резервуарів.

Нормативно-технічне забезпечення професійної діяльності передбачає дотримання національних та міжнародних стандартів. До них належать нормативи ISO, що регламентують системи управління безпекою та оцінку технічного стану ємностей, стандарти API щодо проектування, експлуатації та технічного обслуговування резервуарів, а також вимоги EN щодо надійності та безпечного використання металоконструкцій. Виконання цих вимог дозволяє забезпечити відповідність процедур сучасним промисловим стандартам, підвищує безпеку виробництва та мінімізує ризики аварійних ситуацій, що є ключовим аспектом професійної підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства.

Узагальнюючи, професійна діяльність інженерів-експертів резервуарного парку потребує комплексного підходу, що поєднує знання, практичні навички та нормативне забезпечення, що забезпечує високий рівень безпеки, надійності та ефективності експлуатації нафтового обладнання.

1.2. Проблеми та суперечності в існуючій системі підготовки фахівців

Система професійної підготовки фахівців нафтовидобувних підприємств, що відповідають за безпеку резервуарного парку, на сьогодні має низку суттєвих проблем і суперечностей. Однією з основних є невідповідність освітніх програм сучасним технологічним і безпековим викликам. Традиційні курси та навчальні модулі часто базуються на застарілих методиках і нормативних документах, що не враховують сучасних тенденцій розвитку промислового обладнання, новітніх технологій моніторингу та прогнозування технічного стану резервуарів. Це створює ризик недостатньої підготовки персоналу до вирішення складних практичних завдань, які виникають у реальних умовах виробництва.

Ще однією проблемою є відсутність інтеграції міждисциплінарних знань. Ефективна експлуатація та безпечна робота резервуарного парку

потребує комплексного розуміння матеріалознавства, механіки, гідравліки, промислової безпеки та цифрових технологій. Сучасні освітні програми не завжди забезпечують синтез цих дисциплін, що призводить до фрагментарного знання і недостатньої компетентності фахівців при оцінці технічного стану обладнання, прогнозуванні дефектів та плануванні ремонтних заходів.

Особливу увагу слід звернути на недостатній рівень практичної підготовки та відсутність системної роботи з реальними дефектами і аварійними ситуаціями. Слухачі освітніх програм часто виконують практичні завдання на макетах або в умовах лабораторій, що значно відрізняється від реальної експлуатації резервуарного парку. Внаслідок цього інженери не завжди готові швидко і ефективно реагувати на аварійні ситуації, виявляти критичні дефекти та приймати рішення щодо їх усунення.

Таким чином, існуюча система підготовки фахівців характеризується низькою адаптивністю до сучасних технологічних і безпекових вимог, недостатнім рівнем інтеграції міждисциплінарних знань і обмеженою практичною складовою. Це створює необхідність розробки нових методик підготовки, що поєднують теоретичну підготовку, практичні навички та інтегроване розуміння сучасних технологій і безпекових процедур.

1.3. Необхідність удосконалення професійної підготовки

Аналіз сучасної системи підготовки фахівців нафтовидобувних підприємств свідчить про нагальну потребу впровадження оновлених методик навчання. Традиційні програми не завжди відповідають сучасним технологічним і безпековим вимогам, що зумовлює виникнення ситуацій, коли персонал не володіє достатньою компетентністю для ефективного виконання завдань з контролю та забезпечення безпеки резервуарного парку. Врахування сучасних методів навчання, інтеграція міждисциплінарних знань та акцент на практичні навички дозволяє формувати більш підготовлених

фахівців, здатних приймати обґрунтовані рішення в умовах реального виробництва.

Практикоорієнтовані форми підготовки та використання тренажерних модулів є ключовими складовими удосконалення навчального процесу. Тренажери, моделювання аварійних ситуацій, робота з реальними виробничими кейсами та лабораторні практикуми дозволяють слухачам набути практичного досвіду в безпечному навчальному середовищі. Це сприяє розвитку навичок швидкого реагування на дефекти обладнання, оцінки ризиків і планування профілактичних заходів. Крім того, застосування інтерактивних методів навчання підвищує зацікавленість і мотивацію слухачів до освоєння складних професійних завдань.

Особливу увагу слід приділити формуванню цифрової, аналітичної та ризик-орієнтованої компетентності. Ці навички дозволяють фахівцям ефективно використовувати сучасні цифрові системи моніторингу, програмне забезпечення для аналізу технічного стану резервуарів, моделювати можливі дефекти та прогнозувати залишковий ресурс обладнання. Володіння аналітичними інструментами і методами оцінки ризиків підвищує точність експертних висновків і забезпечує безпечну та економічно ефективну експлуатацію резервуарного парку.

Таким чином, удосконалення професійної підготовки передбачає інтеграцію сучасних методик навчання, практикоорієнтованих модулів і цифрових технологій, що дозволяє формувати висококваліфікованих фахівців, здатних забезпечити надійну експлуатацію резервуарного парку та своєчасне запобігання аварійним ситуаціям.

1.4. Зарубіжний та вітчизняний досвід підготовки спеціалістів у сфері безпеки резервуарних парків

Аналіз світової практики підготовки фахівців у сфері безпеки резервуарних парків дозволяє виокремити низку особливостей, що формують

високий рівень професійної компетентності інженерів та експертів. У провідних країнах, таких як США, Німеччина та Канада, навчальні програми включають комплексне поєднання теоретичної підготовки, практичних тренінгів та цифрового моделювання реальних виробничих ситуацій. Значна увага приділяється інтеграції міждисциплінарних знань: матеріалознавства, механіки, гідравліки, промислової безпеки та сучасних цифрових технологій. Цей підхід дозволяє фахівцям не лише оцінювати технічний стан резервуарів, але й прогнозувати розвиток потенційних аварійних ситуацій та приймати превентивні заходи.

Вітчизняні практики підготовки спеціалістів наразі активно впроваджують елементи зарубіжного досвіду, проте основні виклики залишаються пов’язаними з обмеженим доступом до сучасних симуляторів та цифрових платформ, а також недостатньою інтеграцією міждисциплінарних курсів у навчальні програми. Водночас, окремі навчальні центри та університети в Україні створюють корпоративні лабораторії та тренінгові бази, що дозволяють проводити практикоорієнтовані заняття на макетах резервуарних систем, виконувати аналіз аварійних кейсів та відпрацьовувати алгоритми дій у кризових ситуаціях.

Кращі практики зарубіжних програм включають використання цифрових платформ для моніторингу стану резервуарів, віртуальних тренажерів для моделювання дефектів і аварійних сценаріїв, а також інтерактивних навчальних модулів для розвитку компетентностей у сфері оцінки ризиків і прийняття рішень. Впровадження таких інструментів у вітчизняну систему професійної підготовки дозволяє значно підвищити ефективність навчання, скоротити ризики аварій та оптимізувати експлуатаційні витрати підприємств.

Адаптація зарубіжного досвіду до національних умов передбачає врахування нормативно-правових вимог, специфіки обладнання, існуючих технологічних процесів та рівня підготовки персоналу. Комбінування міжнародних підходів з локальними практиками забезпечує комплексний

розвиток професійних компетентностей фахівців, що відповідає сучасним викликам в сфері безпеки резервуарних парків. Впровадження таких методів дозволяє створювати системний, практично орієнтований підхід до навчання та підвищення кваліфікації інженерів і експертів на нафтогазових підприємствах.

Висновки до розділу 1

Аналіз сучасного стану професійної підготовки фахівців нафтовидобувних підприємств показав, що ефективне забезпечення безпеки резервуарного парку безпосередньо залежить від рівня компетентності персоналу, його знань, практичних навичок та здатності приймати своєчасні експертні рішення у складних виробничих умовах. Сучасні вимоги до безпечної експлуатації резервуарів, включаючи дотримання міжнародних стандартів (ISO, API, EN), а також управління ризиками аварійних ситуацій, вимагають від фахівців інтегрованого підходу, що поєднує матеріалознавство, гідравліку, механіку, промислову безпеку та цифрові технології моніторингу.

Виявлено, що існуючі освітні програми не завжди відповідають сучасним технологічним викликам та не забезпечують належного рівня практичної підготовки, зокрема роботи з реальними дефектами та аварійними ситуаціями. Недоліки у підготовці обумовлюють необхідність удосконалення навчальних програм та впровадження практикоорієнтованих методик, тренажерних модулів, цифрових симуляторів і інтерактивних навчальних платформ.

Зарубіжний досвід підготовки фахівців у сфері безпеки резервуарних парків демонструє ефективність комплексного підходу, що включає поєднання теорії, практики, віртуального моделювання аварійних ситуацій та систематичної оцінки ризиків. Адаптація таких методик до умов вітчизняних підприємств дозволяє підвищити якість професійної підготовки, формувати

цифрові, аналітичні та ризик-орієнтовані компетентності, що є критично важливими для безпечної експлуатації резервуарного обладнання.

Таким чином, професійна підготовка фахівців нафтовидобувного підприємства є ключовим фактором забезпечення безпеки резервуарного парку, підвищення надійності обладнання та запобігання аварійним ситуаціям. Удосконалення навчальних програм, інтеграція сучасних методів діагностики та моделювання, а також застосування практикоорієнтованих і цифрових підходів створюють передумови для ефективного функціонування системи безпеки та розвитку професійних компетентностей персоналу.

РОЗДІЛ 2
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОВИДОБУВНОГО ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Технологія нафтовидобувного підприємства

Нині в Україні ведеться активна розробка нафтових і газових родовищ, яка охоплює практично всі перспективні регіони країни — від західних і центральних областей до східних та південних територій. Геологічні пошуки, бурові роботи та промислове освоєння родовищ здійснюються комплексно й масштабно, що свідчить про широке географічне охоплення та системний характер розвитку нафтогазової галузі.

Цикл роботи з нафтою включає ряд основних етапів, таких як:

1. Геологорозвідка. Геологічна розвідка – це процес пошуку корисних копалин. Це етап перед бурінням на нафту та газ.

Метою геологорозвідувальних робіт є виявлення і комплексна оцінка запасів досліджуваних корисних копалин.

2. Розвідувальне буріння. Буріння - це процес будівництва свердловини з використанням бурового обладнання.

Під розвідувальним бурінням на нафту і газ розуміється буріння свердловин усіх відомих типів (опорних, параметричних, пошукових та розвідувальних) бурові установки для експлуатаційного та глибокого розвідувального буріння, роторним, турбінним способом та електробурами для регіональних досліджень, а також пошуково-розвідувальних робіт, пов'язаних з розробкою нафтових та газових родовищ.

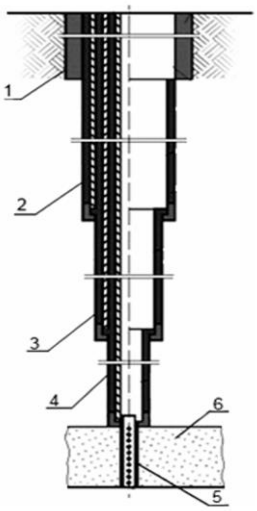

Рис. 2.1 – Конструкція свердловини

1 – направлення, 2 – кондуктор, 3 – проміжна колона, 4 – експлуатаційна колона, 5 – фільтр, 6 – продуктивний пласт.

3. Видобуток нафти. Після проведення бурових робіт настає такий процес як видобутку нафти.

Існує 4 стадії видобутку нафти:

1. Стадія інтенсивного освоєння нафтового родовища;
2. Стадія максимального рівня видобутку;
3. Стадія падіння видобутку нафти;
4. Завершальна стадія розробки.

1 Стадія характеризується:

– інтенсивним зростанням видобутку нафти до максимально заданого рівня;

– швидким збільшенням чинного фонду свердловин до 0,6 – 0,8 від максимального;

– різким зниженням пластового тиску;

– невеликий обводненістю продукції;

– досягнутим поточним коефіцієнтом нафтовіддачі [2].

Тривалість стадії становить 4-5 років.

2 Стадія характеризується:

– більш менш стабільним високим рівнем видобутку нафти протягом 3-7 років і більше для родовищ з малов'язкою нафтою; 1-2 роки – при підвищеній в'язкості;

– зростанням числа свердловин;

– наростанням обводненості продукції;

– відключенням невеликої частини свердловин через обводнення та переведенням багатьох на механізований спосіб видобутку нафти.

3 Стадія характеризується:

– зниженням видобутку нафти;

– зменшенням фонду свердловин через відключення внаслідок обводнення продукції, переведенням практично всього фонду свердловин на механізований спосіб видобутку;

– прогресуючим обводненням продукції до 80-85% [2].

Ця стадія найважча і найскладніша для процесу розробки, її головне завдання − уповільнення темпу зниження видобутку нафти. Тривалість стадії залежить від тривалості попередніх стадій і становить від 5 до 10 років.

4 Стадія характеризується:

– малими темпами відбору нафти, що повільно знижуються;
– великими темпами відбору рідини;
– високою повільно зростаючою обводненістю продукції;
– більш різким, ніж на третій стадії, зменшенням чинного фонду свердловин через обводнення;
– відбором у період стадії 10-20% балансових запасів нафти [2].

Тривалість 4-ї стадії можна порівняти з тривалістю всього попереднього періоду розробки покладу, становить 15-20 років і більше, визначається межею економічної рентабельності, тобто. мінімальним дебітом, при якому ще рентабельна експлуатація свердловин. Межа рентабельності зазвичай настає при обводнення продукції приблизно на 95%.

4. Промислова підготовка. Перед тим, як запустити процес транспортування нафти або створити необхідні умови для її зберігання, нафту

піддають промисловій підготовці. Її фізико-хімічна сутність полягає в зневодненні та знесолюванні речовини, що підготовляється.

Крім цього, проводиться сепарація фракцій та очищення нафти від механічних домішок.

Кінцевим результатом промислової підготовки є досягнення стабілізації нафтових фракцій.

Промислова підготовка виконується для:

– забезпечення показників встановленої якості сировини на НПЗ та ГПЗ;

– з метою зниження впливу шкідливих компонентів нафти термін служби магістральних нафтопроводів.

Графічно, схему збирання та підготовки свердловинної продукції на нафтопромислі можна представити так:

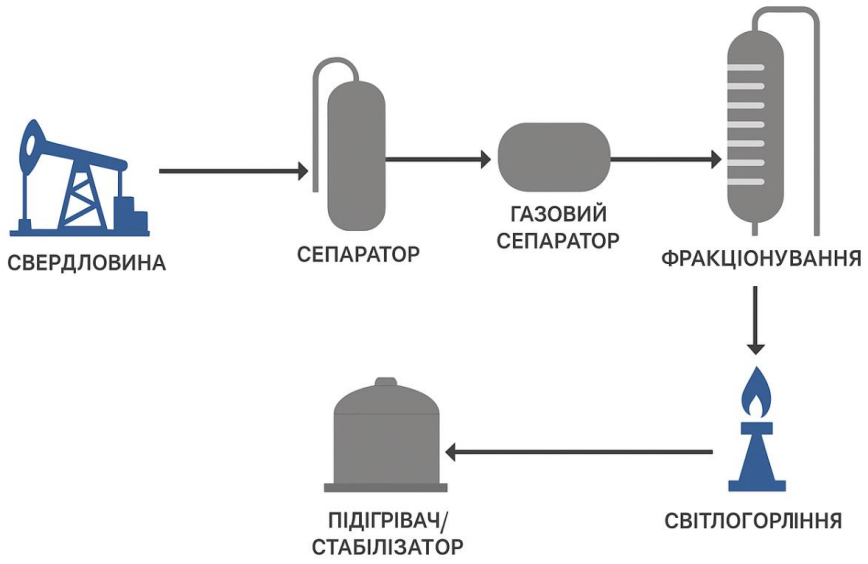

Рис. 2.2 − Схема збору та підготовки свердловинної продукції

5.Транспортування нафти. Транспортування нафти та нафтопродуктів здійснюється за:

– магістральним нафтопроводам та нафтопродуктопроводів;

– різними видами транспорту: залізничним, автомобільним, повітряним, морським та річковим.

Безпосередньо нафта та нафтопродукти транспортують у нафтоналивних танкерах, залізничних та автомобільних цистернах з внутрішнім маслобензостійким та паростійким захисним покриттям, у залізних та полімерних бочках [3].

6. Зберігання нафти. Нафта і нафтопродукти зберігаються в нафтосховищах.

Основними нафтосховищами є резервуари із внутрішніми антикорозійними покриттями. Бензини та нафти слід зберігати в резервуарах з плаваючим дахом або понтоном, або обладнаних газовою обв'язкою залежно від умов експлуатації резервуарів.

7. Переробка нафти. Усі бурові та транспортуючі роботи завершуються етапом переробки нафти. Сиру нафту зі свердловини практично не використовують у чистому вигляді. Метою переробки є одержання широкого спектру нафтопродуктів та сировини.

Під переробкою розуміють багатоступінчастий процес фізико-хімічної обробки сирої нафти, цей процес йде за 3-ма основними напрямками:

– паливне (переробка з метою отримання моторних та котельних палив);

– паливно-олійне (додаткове отримання мастил);

– нафтохімічна (передбачає виробництво сировини для нафтохімії).

Весь спектр нафтопереробних процесів йде на НПЗ – промисловому підприємстві, що спеціалізується на переробці нафти в бензин, авіаційний гас, мазут, дизельне паливо, мастила, мастила, бітуми, нафтовий кокс, сировина для нафтохімії.

Виробничий цикл НПЗ включає процеси підготовки сировини, первинної перегонки нафти і вторинної переробки нафтових фракцій.

2.2 Аналіз виробничих небезпек

Розглянувши технологію нафтовидобувного виробництва, можна сказати, що об'єкти видобутку нафти – це технологічні комплекси, які включають споруди, устаткування й технологічні установки. Всі ці об'єкти належать до НВО (небезпечні виробничі об'єкти), які поділяються на 4 класи небезпек: об'єкти надзвичайно високої небезпеки, високої небезпеки, середньої небезпеки, низької небезпеки.

Небезпечні виробничі об'єкти в Україні регламентуються комплексом законів, головними з яких є Кодекс цивільного захисту України (КЦЗУ), Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» [14], Закон України «Про охорону праці», а також Кодекс цивільного захисту України та галузеві норми. Вони визначають порядок їх створення, експлуатації, вимоги безпеки, а також процедури реагування на можливі надзвичайні ситуації, що пов'язані з хімічними, вибухонебезпечними та іншими шкідливими речовинами.

Питанням безпечного ведення технологічного процесу необхідно приділяти виняткову увагу. Нафта та попутний нафтовий газ характеризуються високою вибухо- та пожежонебезпечністю. Пари нафти та попутний нафтовий газ отруйні. Неправильне виконання тієї чи іншої технологічної операції може спричинити утворення пального та вибухонебезпечного середовища, призвести до аварій та нещасних випадків з травмуванням чи отруєнням людей.

Підготовка нафти має такі небезпечні чинники:

- наявність легкозаймистих рідин, парів та газів, здатність парів та газів утворювати з повітрям вибухонебезпечні суміші;
- здатність рідких та газоподібних продуктів нафти та самої нафти діяти отруйно на організм людини;
- корозія трубопроводів, арматури, обладнання;
- здатність нафти утворювати самозаймисті на повітрі піроформні сполуки;

- здатність нафти утворювати при своєму русі по трубопроводів статичну електрику;
- наявність електроустаткування;
- шкідливий вплив нафти на шкіру людини, а парів та газів на органи дихання.

Небезпечні фактори, присутні у підготовці та перекачуванні нафти, є:

- наявність надлишкового тиску вибухонебезпечних газів в апаратах на стадії сепарації;
- спалювання попутного газу на смолоскипах;
- наявність небезпечної високої напруги електричного струму в електродвигунах насосів та компресорів, статичної електрики;
- наявність випарів через нещільність дренажної системи;
- застосування у процесі підготовки нафти реагентів, що мають токсичність небезпечну для людини.

Основні причини, які можуть призвести до аварії чи нещасного випадку, можуть бути організаційного, технічного та технологічного характеру.

Причини організаційного характеру:

- допуск до самостійної роботи робітників без проходження ними інструктажу з промислової безпеки та охорони праці;
- без стажування на робочому місці робітників та перевірки отриманих ними знань кваліфікаційною комісією;
- несвоєчасне навчання, атестація та перевірка знань з промислової безпеки та охорони праці обслуговуючого персоналу;
- грубе порушення санітарногоі технічного стану території, підсобних будівель та споруд;
- відсутність контролю за станом колективних і індивідуальних засобів захисту;
- проведення робіт підвищеної небезпеки, вогневих та газонебезпечних робіт без спеціального дозволу (наряду-допуску);

- куріння у місцях, не передбачених для цього та спеціально не обладнаних;
- видача посадовими особами вказівок чи розпоряджень, які змушують працівників порушувати правила безпеки та охорони праці;
- відступ від норм технологічного режиму роботи;
- невчасна ревізія та ремонт трубопроводів, апаратів, насосів, арматури;
- неякісна підготовка трубопроводів, апаратів та іншого
- обладнання для роботи.

Причини технічного характеру:

- невчасний технічний огляд ємностей, які працюють під тиском;
- експлуатація апаратів, обладнання та трубопроводів за параметрами, що виходять за межі, зазначені в технічних умовах або паспортах;
- несправність запобіжних клапанів та недотримання термінів їхньої ревізії;
- тріщини, витріщені, значне потонання стінок трубопроводів та апаратури;
- корозія апаратів та трубопроводів;
- несправність контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматики;
- несвоєчасне чи неякісне проведення ремонтних робіт;
- несправність системи пожежогасіння та систем визначення вибухонебезпечних концентрацій газу в повітрі;
- порушення герметичності технологічного процесу;
- відступ від норм технологічного режиму роботи;
- порушення інструкцій з охорони праці, промислової та пожежної безпеки.

Основні порушення технологічного режиму, які можуть призвести до аварії та нещасного випадку:

- підвищення тиску вище допустимого або зниження тиску нижче допустимого;
- підвищення рівня в апаратах вище допустимого або зниження рівня нижче допустимого;
- в зимовий період несвоєчасне прокачування або видалення трубопроводів та арматури води.

2.2.1 Заходи безпеки під час експлуатації виробництва

З метою попередження аварій та надзвичайних ситуацій та реагування при їх виникненні на НВО необхідно дотримуватись заходів безпеки.

Обслуговуючий персонал має бути навчений та атестований на відповідну кваліфікацію.

Необхідно:

- суворе дотримання графіків ППР обладнання та приладів;
- своєчасне виконання заходів щодо підготовки об'єктів до експлуатації в осінньо-зимовий період;
- дотримання заходів пожежник безпеки при експлуатації проведення пожежо-вибухонебезпечних робіт

Основними завданнями обслуговуючого персоналу є:

- своєчасно проводити огляд, ревізію, ремонт обладнання;
- не допускати розгерметизації обладнання та комунікацій;
- вести технологічний режим відповідно до затвердженої технологічної карти;
- безперервно, за показаннями приладів, шляхом обходу та візуального огляду контролювати стан обладнання, комунікацій, арматури, насосів;
- обслуговуючий персонал має бути забезпечений спецодягом, спецвзуттям та іншими ЗІЗ;
- наявність інструкцій з промислової безпеки та охорони праці;

- у разі виникнення неполадок негайно вжити заходів щодо їх усунення та запобігання виникненню аварій;
- контролювати справність заземлення обладнання і електроустановок;
- контролювати справність блискавкозахисту обладнання;
- стежити за нормальною освітленістю робочих місць;
- не допускати захаращення проходів та сходів;
- забороняється виконання робіт із застосуванням відкритого вогню на територіях;
- забороняється проведення ремонтних робіт на апаратах трубопроводах, що знаходяться під тиском та на діючому обладнанні;
- необхідно стежити за справністю засобів захисту від статичної електрики, періодично проводити перевірку величини опору заземлювальних пристроїв. Не допускати експлуатацію обладнання апаратів та резервуарів із несправним заземленням;
- суворо дотримуватись діючих інструкцій, правил, положень щодо нормативно-технічної документації [5].

У технологічних системах для попередження аварій, запобігання їх розвитку необхідно застосовувати протиаварійні пристрої: запірну та запірно-регулюючу арматуру, клапани, відсікаючі та інші пристрої, що відключають, запобіжні пристрої від перевищення тиску, засоби придушення та локалізації полум'я.

При спрацьовуванні засобів захисту, що встановлюються на устаткуванні, має бути виключена можливості травмування обслуговуючого персоналу, викиду вибухонебезпечних продуктів у робочу зону та навколишнє середовище.

Застосовувана для вибухозахисту технологічних систем арматура, запобіжні пристрої, засоби локалізації полум'я повинні виготовлятися відповідно до вимог чинної нормативної документації на виготовлення, випробування та монтаж цих пристроїв [5].

До експлуатації допускаються пристрої, що пройшли випробування та мають дозвіл на їх застосування, виданий відповідними органами державного нагляду, а також паспорти заводу-виробника.

2.2.2 Аварійні ситуації на нафтовидобувних підприємствах – причини та наслідки

Для розробки та пропозиції заходів для запобігання можливим аваріям на нафтогазовидобувних підприємствах потрібно визначити джерело їх появи.

Основними чинниками, що призводять до аварій на нафтогазових родовищах, є: зовнішні механічні впливи на трубопроводи, зокрема несанкціоновані врізання, які спричиняють витоки вуглеводнів (34,7%); недотримання норм і правил під час будівництва та ремонту, а також відхилення від проєктних рішень (24,7%); корозійні ураження труб, запірної й регулюючої арматури (23,5%); порушення технічних вимог при виготовленні трубопровідного обладнання (12,4%); помилки експлуатаційного та ремонтного персоналу (4,7%) [15].

Особливий інтерес викликає простеження трансформації нафтових забруднень, зміни форм існування нафти під час переходу між різними середовищами, а також аналіз змін у хімічному складі, властивостях і структурі ґрунтів. Ґрунти вважають забрудненими нафтою та нафтопродуктами у разі підвищення концентрації цих речовин до рівня, що порушує екологічну рівновагу ґрунтової системи, спричиняє зміни морфологічних і фізико-хімічних характеристик ґрунтових горизонтів, змінює їх водно-фізичні властивості, деформує співвідношення між фракціями органічної речовини та знижує родючість.

Кожна форма нафти здійснює специфічний вплив на фізичні, хімічні та біологічні процеси, що відбуваються у ґрунтовому середовищі, на межах переходу між середовищами та у зонах гідрохімічних бар’єрів. Вона має свій характерний механізм трансформації, хімічного та біологічного окиснення.

Просочування нафти в ґрунт зумовлює:

– зміни хімічного складу, структури та властивостей ґрунту, насамперед у гумусовому горизонті, де різко зростає вміст вуглецю, але погіршується здатність ґрунту забезпечувати рослини поживними речовинами; гідрофобні частинки нафти перешкоджають водопоглинанню кореневою системою, що спричиняє фізіологічні порушення в рослин;

– трансформацію складу ґрунтового гумусу, яка передусім проявляється у змінах ліпідних і кислих фракцій;

– різкі порушення у ґрунтовому мікробіоценозі, пригнічення фотосинтетичної активності, що найбільше позначається на розвитку ґрунтових водоростей. Залежно від кількості нафти, яка потрапляє в ґрунт, та стану ґрунтово-рослинного покриву, реакція ґрунтових водоростей варіює від часткового пригнічення до повної загибелі.

На сучасному етапі підприємства, що здійснюють видобування, транспортування та переробку нафти, належать до ключових джерел техногенної небезпеки. Це зумовлено викидами високотоксичних речовин та можливістю виникнення аварійних ситуацій – вибухів, пожеж, техногенних катастроф. Основними причинами таких інцидентів виступають відмови технічних систем, спричинені проєктними помилками, порушеннями технології виготовлення труб та недотриманням умов експлуатації [16]. Значна частка дефектів виникає внаслідок корозійного зношення стінок магістральних трубопроводів. У зв’язку з цим зростає потреба в дослідженні умов формування різних типів дефектів під час роботи складних транспортних систем та у виборі режимів перекачування нафти з такими параметрами початкового тиску, які гарантуватимуть безпечну експлуатацію нафтотранспортних мереж [17].

Основні чинники виникнення аварій на трубопроводах включають:

- механічні руйнування труб і конструкцій, спричинені перепадами внутрішнього тиску, дією зовнішніх сил, корозією або температурними змінами;

- несправності основного та допоміжного обладнання насосних станцій;
- порушення у роботі систем контролю;
- відмови систем безпеки;
- дефекти зварних швів і фланцевих з’єднань [18].

Україна відіграє важливу роль у транзиті вуглеводнів до країн Східної та Західної Європи. Значні обсяги транспортування нафти, газу та їх похідних визначають її стратегічне значення для енергетичної безпеки регіону. Система магістральних трубопроводів України є складним технічним комплексом із великим потенціалом транспортування та зберігання, зокрема газу. Водночас процеси транспортування і зберігання вуглеводнів за несприятливих умов можуть спричинити техногенні аварії та масштабне забруднення навколишнього середовища, становлячи загрозу для населення, інженерних споруд і природних екосистем [19].

Серед найпоширеніших причин аварій виділяють корозійне руйнування обладнання, низьку якість зварних з’єднань та стихійні лиха. Особливо небезпечним є корозійне ураження сталі, що контактує з агресивними середовищами, такими як нафта і газ, - це призводить до поступової деградації матеріалу. На корозію припадає 15–20% повідомлень про серйозні аварії, що спричиняють людські жертви або значні збитки довкіллю та майну. Більшість магістральних трубопроводів прокладено під землею, тому вони піддаються впливу корозійно-активних ґрунтів. Унаслідок корозійного зносу зменшується товщина стінок труб, що підвищує ризик аварій. Однією з найпоширеніших причин руйнування трубопроводів сьогодні є стрес-корозійне розтріскування металу. Такі дефекти проявляються у вигляді тріщин на зовнішній поверхні труб у зонах пошкодження ізоляції під дією агресивного середовища та напружено-деформаційних факторів у поєднанні з катодною поляризацією. В Україні вже зафіксовано низку аварій, спричинених саме стрес-корозійними дефектами. Найчастіше такі ушкодження формуються у 20-кілометровій зоні за компресорною станцією по ходу газу, де метал труби

додатково зазнає впливу підвищеної температури газу та вібрації, що може сприяти зародженню тріщин [20].

Усі фактори ризику можна умовно поділити на ті, що виникають на етапах:

– проєктування (помилки у виборі матеріалів і технологій, недооцінка умов експлуатації);

– виготовлення (порушення технологічних процесів, використання неякісних матеріалів, недостатній контроль);

– експлуатації (корозія, механічні впливи, старіння металу).

В Україні значна частина аварій також спричинена суб’єктивними чинниками - недбалим ставленням до експлуатації трубопроводів або порушенням установлених вимог [21]. Запобігти аваріям можливо шляхом впровадження сучасних методів контролю та інспекції на всіх етапах життєвого циклу трубопроводу. Особливо важливо розробляти нові діагностичні методики та засоби моніторингу технічного стану магістральних труб. Актуальним завданням є формування узагальнених вимог до інспекції та критеріїв оцінювання, які можна застосовувати без технічних обмежень. Слід також враховувати, що аварії на трубопроводах призводять до забруднення великих територій, що суттєво ускладнює екологічну ситуацію. [22]

Також треба враховувати те, що на нафтогазовидобувних підприємствах можливі аварії, що супроводжуються вибухами, пожежами та забрудненням території. При цьому найбільший негативний вплив пов'язаний із забрудненням нафтою навколишнього природного середовища та пожежею при запаленні розлитої нафти.

Ще одним потенційно небезпечним місцем виникнення аварій є наземні резервуари.

Необхідно зазначити, що при розрядах атмосферної електрики резервуари спалахували тільки на насосних станціях з перекачування нафтопродуктів, що говорить про ненадійність захисту від блискавки та необхідність її вдосконалення на об'єктах галузі. Вогневі технологічні

установки ставали джерелами запалення тільки на нафтопромислових об'єктах галузі [7].

Пожежі, що відбуваються в резервуарах з ЛЗР, як правило, починаються з вибуху, що призводить до виведення всіх автоматичних установок пожежогасіння. У таких випадках, гасіння пожежі вимагає великої витрати води для захисту палаючого і поруч резервуарів, що стоять, великої кількості особового складу і спеціальної техніки. Такі пожежі вважаються затяжними, призводять до величезних матеріальних збитків, супроводжуються сильними тепловими потоками та забрудненням повітря, що поширюються на великі відстані, ускладнюють роботу пожежників і є причинами виникнення масових пожеж у резервуарних парках.

Розбір статистичних даних про аварії на об'єктах галузі дозволяє відзначити деякі загальні закономірності їх виникнення та розвитку. Причини виникнення аварій умовно можна об'єднати у три основні групи:

– руйнування (розгерметизація) технологічного обладнання та арматури, та відмови систем протиаварійного захисту об'єкта;

– помилки, запізнення, бездіяльність персоналу у штатних та позаштатних ситуаціях, несанкціоновані дії персоналу;

– зовнішні впливи природного та техногенного характеру.

Аналіз основних причин аварій, що сталися в резервуарних парках, дозволив виділити такі взаємопов'язані групи НС, спричинені:

– відмовами (неполадками) обладнання (35%);

– помилковими діями персоналу (51%);

– зовнішніми впливами природного та техногенного характеру (14%) [7].

Масштаби наслідків цих аварій мають найрізноманітніший характер, і може бути від локальних до катастрофічних. Незважаючи на успіхи, досягнуті в сучасному резервуаробудуванні, РВС для нафти та нафтопродуктів були одними з небезпечних об'єктів галузі. Це з безліччю причин, найбільш істотними є:

– висока пожежонебезпечність продуктів, що містяться в них;

– великі габарити конструкцій та пов'язана з цим довжина зварних швів, які важко проконтролювати по всій довжині;

– недосконаліть геометричної форми, нерівномірні просідання основ;

– великі переміщення стінки, особливо у зонах геометричних спотворень проектної форми; висока швидкість корозії металу;

– малоциклова втома окремих зон стінки конструкції;

– складний характер завантаженості конструкції в зоні завзятого шва у поєднанні з практичною відсутністю контролю суцільності цих зварних з'єднань.

Щорічно кількість аварій на РВС збільшується через те, що великий відсоток РВС вже виробив свій експлуатаційний ресурс. Зношування експлуатованих (РВС) становить близько 80 %. Небезпека виникнення НС розцінюється тяжкістю завданих збитків, що безпосередньо залежить від того, як проявляється аварія: у вигляді вибухів і пожеж від нафтопродукту, що розлився, або у вигляді дрібних руйнувань або локальних відмов резервуарів. Як показує практика, аварії на територіях резервуарних парків здебільшого супроводжуються значними втратами нафтопродуктів, отруєнням місцевості та загибеллю людей. В екстремальних випадках за статистичними даними загальна матеріальна шкода перевищує в 500 і більше разів первинні витрати на спорудження резервуарів. Тому є підстави вважати, що сьогодні питання забезпечення надійності резервуарних конструкцій залишається невирішеним. Для розробки заходів, що дозволяють запобігти аваріям, необхідно спиратися на аналіз аварій, що сталися, який є практичним інтересом: вивчення причин виникнення, наслідків та розробки заходів щодо запобігання НС у резервуарних парках.

2.3 Оцінка ризику і розрахунок наслідків при розгерметизації

2.3.1 Загальна характеристика об'єкта

Пункт підготовки та збору нафти служить для прийому та підготовки частково зневодненої та розгазованої нафти та обводненої нафти. З подальшим відкачуванням нафти через комерційний вузол обліку нафти в магістральний нафтопровід, технологічного та аварійного зберігання обводненої та підготовленої нафти в резервуарах, очищення стічних та пластових вод з подальшою подачею їх на кущові насосні станції для закачування в пласти.

Товарна нафта надходить на прийом насосів, які через систему вимірювання кількості та показників якості нафти відкачують їх у магістральний нафтопровід.

Частина газу використовується на власні потреби об’єкту, а основна частина газу прямує до газової сепараційної установки.

Стічні та пластові води подаються на очисні споруди для підготовки та відкачування до системи ППТ. Комплекс включає наступні основні технологічні об'єкти:

- встановлення підготовки нафти;
- кінцеву сепараційну установку;
- резервуарний парк;
- систему вимірювання кількості та показників якості нафти; очисні споруди.

Допоміжні технологічні споруди:

- блоки дозування реагенту деемульгатора;
- установку підготовки повітря;
- встановлення пінного пожежогасіння;
- об'єкти інженерного забезпечення;
- пожежна насосна.

Кінцевим результатом виробництва є нафта.

Процес підготовки нафти включає в себе розгазування, зневоднення та знесолення пластової нафти.

Нафтова емульсія трубопроводом надходить у нагрівачі, де нагрівається до температури 50-700С. Потім нагріта нафтова емульсія проходить ступінь кінцевої сепарації, розгазована емульсія прямує в резервуарний парк трубопроводом.

Резервуарний парк - група резервуарів, призначених для зберігання зріджених вуглеводневих газів, легкозаймистих або горючих рідин і розміщених на території, обмеженій по периметру обвалуванням або стіною, що захищає при наземних резервуарах.

Резервуарні парки є основними спорудами складів нафти та нафтопродуктів та входять до складу установок видобутку, переробки та транспорту нафти. За призначенням резервуарні парки умовно поділяються на такі види: товарно-сировинні бази для зберігання нафти та нафтопродуктів, резервуарні парки станцій нафтопроводів і нафтопродуктопроводів, що перекачують, резервуарні парки для зберігання нафтопродуктів різних об'єктів. Залежно від їхньої місткості та окремих резервуарів склади для зберігання нафти та нафтопродуктів поділяються на категорії [10].

ЦППН (центр підготовки та перекачування нафти) - є вибухопожежонебезпечним об'єктом. Сировина і реагенти, що використовуються на НВО, мають токсичність і є небезпечними для людини.

Небезпечними речовинами під час експлуатації об'єкта є сира нафта, попутний нафтовий газ, деемульгатори.

Цех підготовки та перекачування нафти №1 розташований у районі з різко континентальним кліматом. Зима сувора, холодна та тривала. Літо коротке, тепле. Короткі перехідні сезони - осінь та весна. Спостерігаються пізні весняні та ранні осінні заморозки, різкі коливання температури протягом року та навіть доби.

Середньорічна температура повітря -3,30С, середня температура повітря найбільш холодного місяця січня -20,50С, а спекотного - липня +18,0С. Абсолютний мінімум температури посідає грудень -540С, а абсолютний максимум на червень-липень +360С.

Опис резервуарів для зберігання нафтопродуктів. Так склалося, що майже всі великі родовища нафти та газу сконцентровані на території із суворими кліматичними умовами, а саме з багаторічними мерзлотами, заболоченими територіями, низькими температурами повітря тощо. Для видобутої нафти та нафтопродуктів використовують сховища, виготовлені з металу, залізобетону або синтетичних матеріалів. За суворих кліматичних умов, резервуари повинні бути стійкі до корозії та герметичні, щоб забезпечити максимальне збереження сировини та безпечну експлуатацію.

Резервуар вертикальний сталевий (РВС) - вертикальна ємність, наземна об'ємна будівельна споруда, призначена для прийому, зберігання, підготовки, обліку та видачі рідких продуктів. Резервуари вертикальні сталеві виготовляють внутрішнім об'ємом 100 – 120000м^3, при необхідності їх об'єднують у групу резервуарів, які зосереджені одному місці, її називають «резервуарним парком».

РВС призначені для наступних умов експлуатації:

- прийом, зберігання, видача та облік (кількісний та якісний) нафтовмісних стоків, нафти та нафтопродуктів;
- зберігання та відстій пластової води та механічних домішок;
- зберігання пожежної чи питної води;
- зберігання рідких харчових (при забезпеченні санітарно-гігієнічних норм), агресивних хімічних продуктів, мінеральних добрив;
- та інші технологічні процеси видобутку, транспорту та зберігання.

РВС можуть бути: циліндричні, ізотермічні та баки – акумулятори. Вони різняться: призначенням, розташуванням, матеріалом виробництва.

Класифікація РВС за призначенням:

- сировинні резервуари – для зберігання сирої нафти;
- технологічні резервуари – для скидання пластової води, відстою та підрізування нафти;
- товарні РВС – для зберігання товарної нафти (зневодненої та знесоленої).

Клас небезпеки:

- клас I – резервуари об'ємом понад 50000м^3;
- клас II – резервуари об'ємом 20 000 – 50 000м^3;
- клас III - резервуари об'ємом 1 000 - менше 20 000м^3;
- клас IV – резервуари об'ємом менше 1 000м^3.

Резервуар являє собою вертикальну циліндричну посудину з дахом, циліндричною стінкою, днищем, сходами та майданчиками обслуговування. Вертикальні циліндричні резервуари виконують відповідно до вимог ГОСТ 31385-2016 «Резервуари вертикальні циліндричні сталеві для нафти та нафтопродуктів» [12].

Резервуари наземного виконання зазвичай конструюються і експлуатуються для застосування з надлишковим тиском не більше 0,07 МПа і робочим вакуумом до 0,002 МПа або без тиску (під налив) і при температурі стінки не нижче мінус 65°С.

Основні умови експлуатації резервуарів:

- щільність робочого продукту – не перевищує 1015 кг/м^3;
- температура резервуару – не більше + 90 °С та не нижче – 65 °С;
- надлишковий тиск – не більше 2000 Па;
- розрідження у внутрішньому просторі – не перевищує 250 Па;
- сейсмічність району – не більше 9 балів за шкалою MS-64.

Проектування та виготовлення вертикальних резервуарів РВС об'ємом 5000м^{3}виконується згідно з вимогами ГОСТу 31385-2016 «Резервуари вертикальні циліндричні сталеві для нафти та нафтопродуктів. Загальні технічні умови»[12].

Резервуари оснащені різним устаткуванням, рис. 2.3 представлено типове устаткування безперебійної роботи [12].

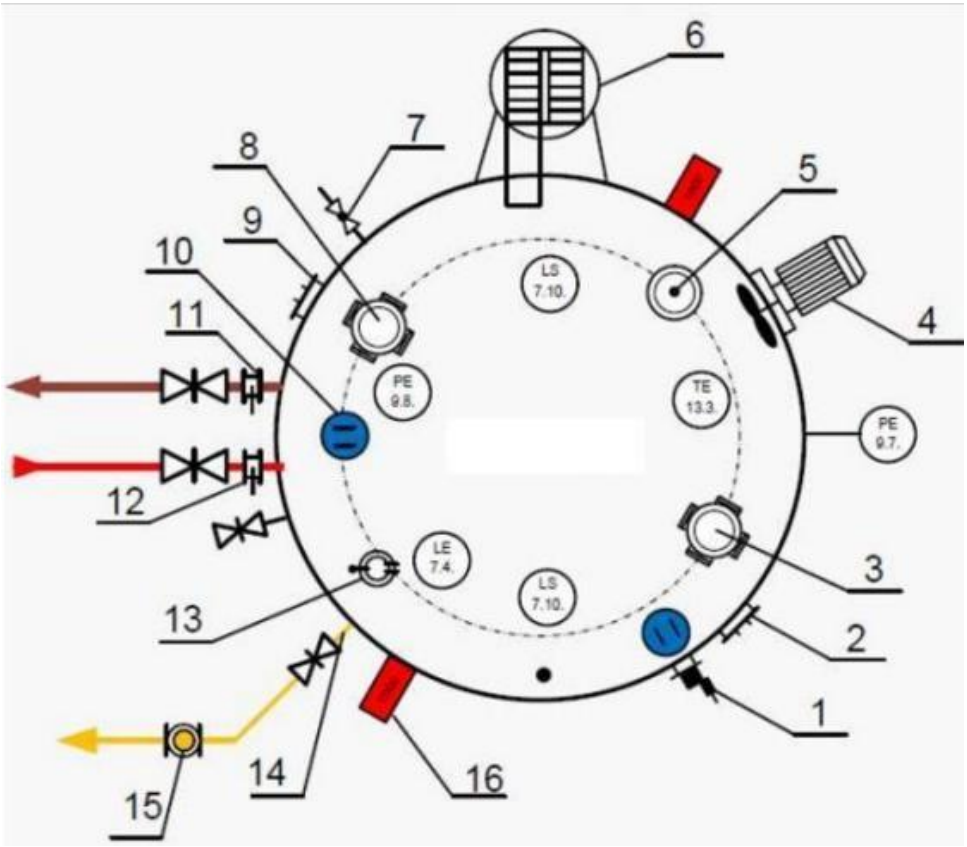

Рис. 2.3 – Схема розташування обладнання на резервуарі «вид зверху»

Позначення: 1 – пробовідбірник стаціонарний; 2 − люк – лаз овальний; 3 − клапан дихальний суміщений; 4 − пристрій для розмиву донних відкладень; 5 − клапан аварійний; 6 − шахтні сходи; 7 − кран сифонний; 8 − клапан запобіжний; 9 − люк-лаз циліндричний; 10 − люк світловий; 11 − приймальний патрубок; 12 − роздатковий патрубок; 13 − люк замірний; 14 – патрубок (для дренажу підтоварної води); 15 − ліхтар оглядовий; 16 – пінна камера.

2.3.2 **Аналіз найімовірніших сценаріїв розвитку аварій на досліджуваному об'єкті**

На об'єкті, що досліджується, за весь час експлуатації аварій не зареєстровано. Тому для виявлення причин, які можуть призвести до аварійних ситуацій, спиратимемося на статистичні дані аварій на нафтогазовидобувних підприємствах.

Також приділимо увагу тому, що нафтогазовидобувне підприємство, що розглядається, на даний момент має дуже великий термін експлуатації.

Причинами виникнення та поширення аварійних ситуацій на досліджуваному об'єкті можуть бути:

- розгерметизація (руйнувань) ємностей за її переповненні;
- помилки під час ремонту;
- дефекти при виготовленні, монтажі та ремонті обладнання, що може призвести до часткової або повної розгерметизації;
- температурні напруження, що виникають при зварюванні під час монтажних або ремонтних робіт (гарячі тріщини) та дефектів форми та розмірів;
- порушення режимів експлуатації (переповнення, порушення швидкості наповнення та спорожнення, перевищення тиску в резервуарах вище за допустимий, утворення неприпустимого вакууму всередині резервуара);
- перевищення значень тиску в насосах вище від нормованих значень;
- корозійний знос [14].

При сукупності перерахованих вище факторів і причин виникають аварійні ситуації в ЦППН, число ймовірних ініціюючих подій зростає при дії відразу кількох факторів, що знижують безпеку експлуатації та стійкість приймально-здавального пункту.

Результатом є розгерметизація (руйнування) технологічного обладнання або нафтопроводу згодом з протокою (викидом) легкозаймистих рідин, небезпечних речовин, вибухом і займанням.

Розглядаючи ЦППН як небезпечний виробничий об'єкт, слід зазначити, що найбільшу небезпеку становить резервуарний парк, так як при аваріях на іншому технологічному обладнанні такому як технологічні трубопроводи, магістральні нафтопродуктопроводи та ін., аварійні ситуації ліквідуються аварійно-ремонтною бригадою, і не виходять за аварію.

Сценарії розвитку НС у резервуарних парках, що супроводжуються пожежею, відбуваються в основному за схемами: вибух-пожежа і пожежа-

вибух, вражаючими факторами в першому випадку виступають - повітряна ударна хвиля вибуху (первинний фактор, що вражає) і теплове випромінювання пожежі (вторинний фактор, що вражає); у другому випадку навпаки.

Для об'єкта ЦППН, що розглядається, визначено наступний сценарій розвитку надзвичайної ситуації:

Часткова (повна) розгерметизація резервуара внаслідок корозійного зносу→утворення протоки нафтопродукту з наступним займанням→пожежа небезпечної речовини→вплив пожежі протоки на сусідній резервуар→пожежу сусіднього резервуару Найімовірніший сценарій НС.

Таблиця 2.1

Ймовірності подій

Код	Найменування події	Ймовірність подій
1	Терористичний акт	$1 \cdot 10^{-8}$
2	Вплив температур	$1{,}65 \cdot 10^{-7}$
3	Корозійне знос	$6 \cdot 10^{-7}$
4	Опад основи	$5{,}35 \cdot 10^{-7}$
5	Землетруси	$1 \cdot 10^{-9}$
6	Грози	$9{,}9 \cdot 10^{-8}$
7	Непровари та підрізи	$9{,}24 \cdot 10^{-5}$
8	Недотримання проектного розміру зварного шва	$2 \cdot 10^{-7}$
9	Порушення технології виробництва	$1{,}1 \cdot 10^{-2}$
10	Порушення правил протипожежної безпеки	$9{,}18 \cdot 10^{-3}$

Причинами розгерметизації можуть стати: зовнішні чинники, стихійні лиха, дефекти монтажу та порушення правил ПБ [15].

Ймовірність настання події «або» розраховується як:

$$P(A) = 1 - \prod_{j=1}^{k}(1 - P(A_j)),$$

де $P(A_j)$ – ймовірність настання j-ї події;

k - кількість подій.

Ймовірність настання події «і» розраховується як:

$$P(A) = \prod_{j=1}^{k} P(A_j).$$

Тоді:

$$P_{2,3,4} = 1 - (1 - 1{,}65 \cdot 10^{-7}) \cdot (1 - 6 \cdot 10^{-7}) \cdot (15{,}35 \cdot 10^{-7}) = 0{,}0000013 = 1{,}3 \cdot 10^{-6} \text{ рік}^{-1};$$

$$P_{5,6} = 1 - (1 - 1 \cdot 10^{-9}) \cdot (1 - 9{,}9 \cdot 10^{-8}) = 0{,}0000001 = 9{,}9 \cdot 10^{-8} \text{ рік}^{-1};$$

$$P_{7,8} = 1 - (1 - 9{,}24 \cdot 10^{-5}) \cdot (1 - 2 \cdot 10^{-7}) = 0{,}0000926 = 9{,}26 \cdot 10^{-5} \text{ рік}^{-1};$$

$$P_{9,10} = (1{,}1 \cdot 10^{-2}) \cdot (9{,}18 \cdot 10^{-3}) = 10{,}1 \cdot 10^{-5} \text{ рік}^{-1};$$

$$P_{1-10} = 1 - (1 - 0{,}0000013) \cdot (1 - 0{,}0000001) \cdot (1 - 0{,}0000926) \cdot (1 - 0{,}0000101) \cdot (1 - 0{,}000001) = 1{,}95 \cdot 10^{-4} \text{ рік}^{-1}.$$

Тоді ймовірність головної події (розгерметизація резервуара) становить $1{,}95 \cdot 10^{-4}$ рік$^{-1}$, що перевищує рівень прийнятного ризику.

2.3.3 Розрахунок параметрів вражаючих чинників у розвитку надзвичайних ситуацій

Оцінка пожежонебезпечності при розгерметизації резервуара з нафтою.

Оцінка пожежонебезпечності дозволить визначити параметри вражаючих факторів та оцінити наслідки від руйнування резервуара з нафтою.

Максимальний обсяг розливу нафти з резервуару розраховується за такою формулою:

$$V=V_{max}$$

де V_{max} - Обсяг найбільшої ємності,$м^3$

Для ЦППН-1 геометричний об'єм ємності 4825,52 $м^3$Так як резервуари наповнюються на 95%, з метою виключення розливу нафти, максимальний обсяг розливу нафти дорівнюватиме 4584,24 $м^3$. Надалі для розрахунків прийнято РВС-5000$м^3$із товарною нафтою.

Горюча рідина - це рідина, що має температуру спалаху нижче 61 °C у закритому тиглі або 66 °C у відкритому тиглі [16]. Властивості нафти вказані у табл. 2.3.

Таблиця 2.2

Властивості товарної нафти в ЦППН-1

Найменування параметра	Параметр
Вміст нафти, % мас: — парафінів — асфальтенів — смол силікагелевих — сірки	2,57% 1,99% 5,89% 0,38%
Щільність при 20 °C	849 кг/$м^3$
Кінематична в'язкість при 20 °C	7,844 $мм^2 \cdot с$

Температура спалаху	20, 5 °C
Температура самозаймання	230-250 °C
Реакційна здатність	Пари нафти можуть утворювати вибухонебезпечні концентрації з окислювачами (кисень повітря).

Маса нафти, що потрапила в навколишнє середовище під час розгерметизації резервуара РВС-5000 м³, розраховується за формулою:

$$m_a = \rho_L \cdot V_R,$$

Де

m_a - маса нафти, кг;

ρ_L - густина нафти, 0,849 т/м^3;

V_R - об’єм нафти в резервуарі, м³.

$$m_a = 0{,}849 \cdot 4584{,}24 = 3892{,}02 \text{ т.}$$

У ЦППН-1 резервуар РВС-5000 м³ призначений для зберігання товарної нафти.

Тому розрахунок викиду нафтового газу не проводиться.

Оскільки в аварії беруть участь два резервуари, однакові за об’ємом і масою заповнення нафтою, то максимальна маса розливу нафти для двох резервуарів буде дорівнювати

$$m = 7784{,}04 \text{ т.}$$

Розрахунок розмірів можливого пожежі та її потенційної енергії. Розмір пожежі та її потенційну енергію визначають з урахуванням особливостей газу, технологічного обладнання та його конструктивного виконання.

Площа можливої пожежі $F_{\text{пож}}$визначається за формулою:

$$F_{\text{пож}} = \pi \times (V_L \times t_p)^2,$$

Де

V_L -лінійна швидкість поширення полум'я, м/с (приймаємо 0,12 м/с);

t_p–розрахунковий час розвитку пожежі, с.

Тоді діаметр пожежі:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{\text{пож}}}{\pi}} = 71{,}49.$$

Площа пожежі буде дорівнювати площі обвалованої території - 4012 м². Висота полум'я h, м, розраховується за формулою:

$$h = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m}{\rho_B \cdot \sqrt{g \cdot d}}\right)^{0{,}61} = 42 \cdot 71{,}49 \cdot \left(\frac{0{,}04}{1{,}2 \cdot \sqrt{9{,}8 \cdot 71{,}49}}\right)^{0{,}61} = 51{,}04 \text{ м},$$

де

m - питома масова швидкість вигорання, 0,04 кг/(м^2 · с);

ρ_B - густина повітря, кг/м^3(дорівнює 1,2);

g– -прискорення вільного падіння, м/с^2.

Тривалість пожежі τрозраховується з умови, що пролив горить без гасіння:

$$\tau = \frac{N}{n} = \frac{3892020}{144} = 27027{,}92 \text{ с} = 7{,}51 \text{ год},$$

Де

N - кількість горючої речовини, кг;

n– швидкість вигорання, кг/(м^2 · год)(дорівнює 144).

Потенційну енергію пожежі $E_{\text{пож}}$визначають за формулою:

$$E_{\text{пож}} = G_H \cdot Q \cdot K = 3892020 \cdot 44 \cdot 10^6 \cdot 0{,}005 = 856244 \cdot 10^6 \text{ Дж},$$

Де

G_H - маса згоряючої речовини, кг;

Q– теплота згоряння нафти, кДж/кг ($44 \cdot 10^6$ Дж/кг);

K– коефіцієнт недопалу 0,005.

Розрахунок інтенсивності теплового випромінювання від пожеж розливу. Визначимо площу нафтового розливу - у нашому випадку максимальна площа розливу буде дорівнювати площі обвалованої території.

Визначаємо об’єм і висоту обвалування. Відповідно до вимог СП 155.13130.2014, місткість обвалування повинна утримувати об’єм розлитої рідини при руйнуванні найбільшого резервуара - у нашому випадку 5000 м³ [17]. Таким чином,

$$V_{\text{об}} = S_{\text{пож}} \cdot H_p = 5000 \text{ м}^3,$$

$$H_p = \frac{V_{\text{об}}}{S_{\text{пол}}},$$

де:

$S_{\text{пол}}$– корисна площа обвалування;

H_p– розрахункова висота обвалування.

Корисна площа обвалування дорівнює різниці між загальною площею та площею, зайнятою фундаментами й корпусами решти резервуарів. Ширину вимощення РВС приймаємо рівною 1 м.

$$S_{\text{пол}} = A \cdot B - (S_2 - S_3 - S_4 - S_5 - S_6)$$
$$= A \cdot B - 0{,}785(D_2 + 2)^2 - 0{,}785(D_3 + 2)^2 - 0{,}785(D_4 + 2)^2$$
$$- 0{,}785(D_5 + 2)^2 - 0{,}785(D_6 + 2)^2$$
$$= 62 \cdot 90 - 0{,}785(23)^2 - 0{,}785(21)^2 - 0{,}785(21)^2 - 0{,}785(17{,}2)^2$$
$$- 0{,}785(17)^2 = 4012 \text{ м}^2.$$

Визначимо ефективний діаметр нафтового розливу:

$$d = \sqrt{\frac{4F_{\text{п}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4012}{3{,}14}} = 71{,}49 \text{ м.}$$

Висота полум'я H, м, розраховується за формулою:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m}{\rho_B \cdot \sqrt{g \cdot d}}\right)^{0{,}61} = 42 \cdot 71{,}49 \cdot \left(\frac{0{,}04}{1{,}2 \cdot \sqrt{9{,}8 \cdot 71{,}49}}\right)^{0{,}61} = 51{,}04 \text{ м,}$$

Де

m - питома масова швидкість вигорання, 0,04 кг/(м^2 · с);

ρ_B - густина повітря, 1,2 кг/м^3;

g– прискорення вільного падіння, 9,8 м/с^2.

Визначимо кутовий коефіцієнт опромінення F_q:

$$F_q = \sqrt{F_V^2 + F_H^2},$$

Де

F_V, F_H - фактори опромінення для вертикальної та горизонтальної площин відповідно, які визначаються за формулами:

$$F_V = \frac{1}{\pi}\left(\frac{h}{S_1} + \frac{h}{\sqrt{S_1^2+1}}\operatorname{arctg}\frac{S-1}{S_1+1} - \frac{A}{\sqrt{A^2-1}}\operatorname{arctg}\frac{A+1}{S_1+1}\cdot\sqrt{\frac{A-1}{S_1-1}}\right),$$

$$F_H = \frac{1}{\pi}\left[\frac{(B-1/S_1)}{\sqrt{B^2-1}}\operatorname{arctg}\left(\frac{(B+1/S_1)}{(B-1/S_1)}\right) - \frac{(A-1/S_1)}{\sqrt{A^2-1}}\operatorname{arctg}\left(\frac{(A+1/S_1)}{(A-1/S_1)}\right)\right]$$

де A, B, S, S_1, h, d— проміжні розрахункові параметри.

Підставляючи дані:

$$\frac{h-2r}{d} = \frac{51{,}04 - 2\cdot 50}{71{,}49} = 1{,}43,$$

$$S = \frac{2r - 2\cdot 9{,}00}{71{,}49} = 25{,}18,$$

$$A = \frac{h^2 + S^2 + 1}{2S} = \frac{1{,}43^2 + 25{,}18^2 + 1}{2\cdot 25{,}18} = 12{,}65.$$

$$B = \frac{1+S^2}{2S} = \frac{1+25.18^2}{2\cdot 25.18} = 12.61,$$

Де

r - відстань від геометричного центра проливу до опромінюваного об’єкта, м;

d - ефективний діаметр проливу, м;

H— висота полум’я, м.

$$F_v = 0.318[0.039 \cdot 0.057 + 0.067(0.765 \cdot 1.0 - 0.805)] = 0.000145,$$

$$F_H = 0.318(1.5 - 0.805) = 0.221,$$

$$F_q = \sqrt{F_v^2 + F_H^2} = \sqrt{0.058^2 + 0.221^2} = 0.221.$$

Визначимо коефіцієнт пропускання атмосфери τ:

$$\tau = \exp[-7.0 \times 10^{-4}(r - 0.5 \cdot d)] = \exp[-7.0 \times 10^{-4}(900 - 0.5 \cdot 71.49)] = 0.545.$$

Знайдемо E_f:

$$E_f = 140e^{-0.12d} + 20 \cdot (1 - e^{-0.12d}) = 140e^{-0.12 \cdot 71.49} + 20 \cdot (1 - e^{-0.12 \cdot 71.49}) = 20.02 \text{ кВт/м}^2,$$

де d - ефективний діаметр проливу, м.

Отримані значення E_f, F_qта τпідставляємо у формулу, після чого визначаємо інтенсивність теплового випромінювання q:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau = 20.02 \cdot 0.221 \cdot 0.545 = 2.4 \text{ кВт/м}^2.$$

Значення інтенсивності теплового випромінювання пожеж проливу становить 2.4 кВт/м².

За такого рівня теплового випромінювання людина у брезентовому одязі може перебувати у безпеці.

Таблиця 2.3

Параметри вражаючих факторів	Значення
Інтенсивності теплового випромінювання пожеж протоки, кВт/м²	2.4
Площа пожежі, м	4012
Тривалість пожежі τ, год	7.51
Потенційна енергія пожежі $E_{пож}$,Дж	856244 * 10^6

2.3.4 Розрахунок площі розливу нафти

Загальна площа розливу $S_{заг}$, м^{2}буде складатися з площі розливу всередині обвалування $S_{внутр}$, м^{2}і площі розливу після обвалування $S_{після}$, м^2:

$$S_{заг} = S_{внутр} + S_{після}.$$

У нашому випадку приймемо, що площа розливу всередині обвалування дорівнює площі обвалованої території

$$S_{внутр} = 4012 \text{ м}^2.$$

Через відсутність інформації про рельєф місцевості для ймовірної оцінки площі аварійного розливу на необмежену поверхню можливе використання наступної формули [18]:

$$S = f_p \cdot V_ж,$$

Де

f_p - коефіцієнт проливання, м$^{-1}$(при розливі на бетонне або асфальтове покриття приймають

$f_p = 150$ м$^{-1}$, при розливі на ґрунтове покриття — $f_p = 5$ м$^{-1}$);

$V_ж$ - об’єм нафти, що потрапив у навколишнє середовище при розгерметизації резервуара, м^3.

Отже, об’єм нафти, що потрапив у навколишнє середовище всередині обвалування (на ґрунтове покриття):

$$V_{\text{внутр}} = \frac{S_{\text{внутр}}}{f_p} = \frac{4012}{5} = 802{,}4 \text{ м}^3.$$

Об’єм нафти, що потрапив у навколишнє середовище після обвалування (на ґрунт):

$$V_{\text{після}} = V_{\text{заг}} - V_{\text{внутр}},$$

де

$V_{\text{після}}$ - об’єм нафти, що потрапив у навколишнє середовище після території обвалування, на ґрунт, м^3;

$V_{\text{заг}}$ - загальний об’єм нафти, що потрапив у навколишнє середовище при розгерметизації резервуара, м^3;

$V_{\text{внутр}}$ −об’єм нафти, що потрапив у навколишнє середовище всередині обвалування, на бетонне покриття, м^3.

$$V_{\text{після}} = 4584{,}24 - 802{,}4 = 3781{,}84 \text{ м}^3.$$

Площа розливу нафти після території обвалування (на ґрунт):

$$S_{\text{після}} = 5 \cdot 3781{,}84 = 18909{,}2 \text{ м}^2.$$

Загальна площа розливу:

$$S_{\text{заг}} = 4012 + 18909{,}2 = 22921{,}2 \text{ м}^2.$$

2.3.5 Розрахунок об’єму забрудненого ґрунту

Об’єм забрудненого ґрунту визначається за наступною формулою:

$$V_{\text{об.ґ.}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{гр}},$$

де

$V_{\text{об.ґ.}}$ - об’єм нафти, що ввібрався у ґрунт, м^3;

$K_{\text{н}}$ - коефіцієнт нафтоємності ґрунту (для площі всередині обвалування - 30 %, для решти території ЦППН-1 — 21 %);

$V_{\text{гр}}$ - об’єм забрудненого ґрунту, м^3.

З формули випливає, що об’єм забрудненого ґрунту розраховується за формулою:

$$V_{\text{гр}} = \frac{V_{\text{об.ґ.}}}{K_{\text{н}}} = \frac{3781{,}84}{0{,}21} = 18008{,}7 \text{ м}^3.$$

Глибина шару забрудненого ґрунту розраховується за формулою:

$$h_{\text{гр}} = \frac{V_{\text{об.ґ.}}}{S} = \frac{3781{,}84}{18909{,}2} = 0{,}2 \text{ м},$$

Де

$V_{\text{об.ґ.}}$ - об’єм нафти, що ввібрався у ґрунт, м^3;

S - площа забруднення, м^2.

У цьому розділі розраховано критерії пожежо- та вибухобезпечності при розгерметизації резервуара з нафтою. Значення інтенсивності теплового випромінювання пожеж розливу становить $2{,}4$ кВт/м^2; при такому значенні людина в брезентовому одязі може перебувати в безпеці. Проведено розрахунок площі розливу нафти та об’єму забрудненого ґрунту.

2.3.6 Розробка заходів щодо зниження ризику виникнення аварійного розливу нафти

Розглянувши найімовірніші події виникнення надзвичайних ситуацій, можна сказати, що основною причиною є розгерметизація резервуара. Розгерметизація резервуару відбувається через такі явища як: корозія металів, відмова фланцевого з'єднання та використання неякісних електродів при зварюванні швів. При розгерметизації резервуара відбуваються небажані події, такі як, займання, пожежа, вибух і т.д.

Проаналізувавши нормативно-правові акти у галузі промислової безпеки, слід дати рекомендації щодо запобігання та ліквідації наслідків аварійного розливу нафти на об'єкті нафтогазового комплексу.

- Реалізувати спосіб комплексного захисту резервуара, що полягає у заміні газофазної атмосфери резервуарів на атмосферу азоту. Даний метод необхідно використовувати для того, щоб загальмувати корозію та зростання піроформних відкладень, запобігти їх самозайманню та знизити викид парів нафти в атмосфері.
- Застосування акрилових покриттів з діоксидом кремнію та діоксидом титану. Розгляд саме таких добавок обумовлено такими особливостями речовин як: для діоксиду кремнію – тепловідбивна здатність, що може додатково підвищити стійкість РВС до впливу теплового потоку від РВС, що горять поруч; для діоксиду титану – каталітична здатність до

окислення сірчистих сполук, таких як сірководень та ін, чим здатна знизити вплив сірководню на сталеву стінку РВС.

- Створення траншеї. При розливі нафти висока ймовірність її поширення територією пункту, і навіть можливе поширення пожежі під час займання нафти.

- Використання перешкоди, конструктивно виконану у вигляді вертикальної стіни, що огороджує, зі сталефібробетону. Від залізобетону цей матеріал відрізняється тим, що він краще працює на вигин та розтяг, а також на ударні навантаження.

- Для того, щоб зменшити значення ймовірності розгерметизації РВС, на ранній стадії його експлуатації необхідно застосувати метод контролю, що не руйнується, за допомогою електромагнітно-акустичного ефекту, що дозволяє безконтактно, з використанням електромагнітного поля, генерувати в контрольованому виробі акустичні хвилі і зчитувати інформацію про його технічний стан [19].

- Використовувати обладнання тепловізійного контролю для виявлення нагрітих поверхонь та складових частин резервуару (фланцеві з'єднувачі, клапани тощо). Промислові тепловізори дозволяють вимірювати температуру поверхні. Система здатна здійснювати безперервний температурний моніторинг, а також сповіщати про перевищення параметрів за розробленим планом. Переваги обладнання полягають у високій температурній чутливості від 0,03, наявність індивідуальної зони контролю, що налаштовується, наявність високого дозволу, а також виконання високого ступеня вибухозахисту.

- Перевіряє технічну справність зварювального обладнання перед кожним використанням у ремонтних роботах. Перевірка обладнання проводиться щоразу перед початком проведення ремонтних робіт, вона провадиться для запобігання неякісним зварним з'єднанням на резервуарі.

- Підвищення рівня культури безпеки на підприємстві. Відношення персоналу до безпечного виробництва можна задіяти механізм матеріальної чи нематеріальної мотивації робочих.

Висновки до розділу 2

У другому розділі було проведено комплексний аналіз особливостей функціонування нафтодобувального підприємства та визначено ключові аспекти забезпечення його технологічної та екологічної безпеки. На основі розгляду технології нафтовидобутку (підрозділ 2.1) встановлено, що усі етапи виробничого процесу — від видобутку до первинної підготовки нафти — пов'язані з використанням обладнання підвищеної небезпеки та значною кількістю потенційних техногенних ризиків.

У підрозділі 2.2 проведено систематичний аналіз виробничих небезпек, характерних для сучасного нафтодобувного комплексу. Визначено основні фактори, що можуть спричинити аварійні ситуації: корозійне руйнування обладнання, порушення технологічних регламентів, відмова запірної арматури, розгерметизація резервуарів, а також вплив зовнішніх чинників. Узагальнені у підрозділі 2.2.1 заходи безпеки під час експлуатації підтверджують, що дотримання технічних стандартів, виконання планово-профілактичних робіт, модернізація систем контролю та впровадження сучасних методів моніторингу стану обладнання дозволяють значно знизити ймовірність виникнення аварій.

Особливу увагу приділено оцінці ризику та аналізу наслідків можливих аварійних ситуацій, що викладено у підрозділах 2.3–2.3.6. Проведено загальну характеристику досліджуваного об'єкта (2.3.1) та визначено найбільш імовірні сценарії розвитку аварій, зокрема розгерметизацію резервуарів і можливі механізми розповсюдження небезпечних факторів (2.3.2). Виконані розрахунки параметрів вражаючих чинників (2.3.3) — теплового впливу,

можливого вибухового навантаження, обсягів викиду та масштабу поширення забруднення — дали змогу встановити потенційні межі зони ураження.

У підрозділах 2.3.4 та 2.3.5 визначено площу можливого розливу нафти та розраховано об’єм ґрунту, що може бути забруднений у разі аварії. Ці дані дають підстави для прогнозування екологічних наслідків та обґрунтованого планування протиаварійних дій. На основі проведених досліджень розроблено комплекс заходів щодо зниження ризику аварійного розливу нафти (2.3.6), який включає технічні, організаційні та превентивні дії: впровадження сучасних систем неруйнівного контролю, підвищення якості технічного обслуговування, оптимізацію режимів експлуатації, удосконалення локалізаційних заходів та протоколів реагування.

Узагальнення проведених досліджень дозволяє зробити висновок, що ефективне забезпечення безпеки нафтодобувального підприємства можливе лише за умови комплексного підходу до аналізу виробничих небезпек, застосування сучасних технологій діагностики, дотримання технічних регламентів та систематичної оцінки потенційних ризиків. Результати розділу формують науково обґрунтовану основу для розроблення практичних рекомендацій щодо мінімізації техногенних загроз і підвищення надійності функціонування нафтодобувних об’єктів.

РОЗДІЛ 3 ВИМОГИ ДО КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОБ'ЄКТУ ГАЛУЗІ

3.1 Вимоги до кадрового забезпечення фахівців нафтовидобувного підприємства до забезпечення безпеки резервуарного парку

Ефективність і безпека функціонування резервуарного парку нафтовидобувного підприємства значною мірою залежать від професійної підготовки, компетентності та відповідальності персоналу. Кадрове забезпечення у сфері експлуатації резервуарного обладнання повинно відповідати підвищеним вимогам, адже саме людський фактор часто визначає рівень промислової безпеки. У цьому розділі розглянуто основні вимоги до персоналу, принципи організації навчання, особливості професійного добору та нормативно-правове підґрунтя, що регламентує діяльність працівників, задіяних у забезпеченні безпеки резервуарного парку.

3.1.1. Загальні підходи до кадрового забезпечення резервуарного парку

Кадрова політика у сфері експлуатації резервуарного парку базується на таких ключових принципах:

- компетентність та професійна кваліфікація персоналу**,** що підтверджується відповідною освітою, практичним досвідом та результатами атестацій;
- безперервність професійного розвитку, що включає систематичне навчання, підвищення кваліфікації, проходження інструктажів і тренінгів;
- раціональний добір кадрів з урахуванням психофізіологічних характеристик та вимог до роботи в умовах підвищеної небезпеки;
- персональна відповідальність працівників за дотримання технологічних регламентів, норм охорони праці та протипожежної безпеки;

- підтримання культури виробничої безпеки**,** що передбачає усвідомлення ризиків і активну участь у їх мінімізації.

3.1.2. Нормативно-правові вимоги до персоналу

Кадрове забезпечення нафтовидобувних підприємств регулюється низкою нормативно-правових актів України, серед яких:

- Кодекс цивільного захисту України**;**
- Закон України “Про охорону праці”**;**
- Правила безпеки системи газопостачання, нафтобаз і резервуарів для нафтопродуктів**;**
- Правила технічної експлуатації резервуарних парків**;**
- ДСТУ та галузеві стандарти у сфері експлуатації резервуарів, трубопроводів та допоміжного обладнання**;**
- Накази Держпраці щодо навчання та перевірки знань з питань охорони праці**.**

Працівники, допущені до роботи на резервуарному парку, повинні мати:

- професійну освіту відповідного напряму (нафтогазова справа, хімічні технології, автоматизація, машинобудування);
- чинне посвідчення про проходження спеціального навчання;
- атестацію з безпечних методів робіт;
- регулярні медичні огляди;
- підтверджений рівень допуску до робіт підвищеної небезпеки.

3.1.3. Професійні компетентності персоналу резервуарного парку

Фахівці, відповідальні за експлуатацію резервуарного обладнання та забезпечення безпеки, повинні володіти такими компетентностями:

Технічні компетентності:

- знання будови, принципів роботи та призначення резервуарів, запірної та регулюючої арматури, насосного обладнання, систем вентиляції та контролю;
- уміння виявляти ознаки дефектів, корозійних ушкоджень, витоків;
- навички проведення технічного обслуговування, поточного та капітального ремонту резервуарів;
- володіння сучасними методами діагностики - неруйнівний контроль, ультразвукові, візуальні, капілярні методи.

Компетентності у сфері промислової безпеки

- знання правил безпечної експлуатації об’єктів підвищеної небезпеки;
- здатність оцінювати ризики при роботі в зоні резервуарів;
- уміння діяти під час виникнення аварійного розливу, пожежі, вибуху або загрози їх виникнення;
- практичні навички користування засобами індивідуального та колективного захисту.

Екологічні компетентності

- розуміння впливу нафтопродуктів на ґрунт і навколишнє середовище;
- знання методів локалізації та ліквідації розливів;
- уміння працювати із сорбентами, боновими загородженнями, вакуумним обладнанням.

Організаційні компетентності

- робота з документацією (журнали, акти, технологічні регламенти);
- взаємодія з аварійно-рятувальними службами;
- участь у розробленні інструкцій, планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС).

3.2 Професійний добір і розподіл персоналу

На підприємстві має формуватися структура персоналу, яка включає:

- операторів резервуарного парку;
- машиністів насосних установок;
- інженерів з експлуатації та ремонту;
- фахівців служби охорони праці;
- працівників лабораторного контролю;
- фахівців з протиаварійного захисту.

Добір персоналу здійснюється з урахуванням:

- медичних показань (робота в зоні токсичних та вибухонебезпечних речовин);
- психологічної стійкості до роботи в умовах ризику;
- здатності до роботи в нічні зміни та підвищених температурних режимах;
- навичок роботи з автоматизованими системами контролю та управління (АСУ ТП).

3.3 Система навчання, інструктажів і підвищення кваліфікації

Система підготовки персоналу резервуарного парку повинна бути багаторівневою і включати:

Первинне навчання

- вступний інструктаж;
- первинний інструктаж на робочому місці;
- спеціальне навчання з охорони праці та протипожежної безпеки.

Підвищення кваліфікації

- щорічні курси з експлуатації резервуарного обладнання;
- тематичні тренінги (локалізація розливів, аварійне відключення, перша медична допомога).

Перевірка знань

- періодична атестація;
- позачергова перевірка знань після аварій чи змін у технологічному процесі;
- тестування у форматі тренажерних модулів та симуляцій.

3.3 Роль персоналу у забезпеченні безпеки резервуарного парку

Людський фактор є визначальним у попередженні аварій на нафтогазових підприємствах. Помилки операторів, порушення регламентів, недоліки контролю часто стають першопричинами витоків, займання, руйнування резервуарів. Тому персонал повинен:

- дотримуватися технологічних карт і регламентів;
- своєчасно повідомляти про відхилення в роботі обладнання;
- проводити щоденний огляд резервуарів та прилеглої території;
- контролювати герметичність з'єднань, стан арматури, рівень заповнення резервуарів;
- запобігати несанкціонованим роботам або проникненню на територію.

Висновки до розділу 3

Кадрове забезпечення є ключовою складовою системи безпечної експлуатації резервуарного парку нафтовидобувного підприємства. Високі вимоги до професійної підготовки, відповідальності та дисципліни працівників дозволяють мінімізувати ризики аварій, забезпечити стабільну роботу обладнання та зменшити екологічні наслідки можливих розливів.

Ефективна система підбору кадрів, безперервне навчання, сучасні підходи до оцінювання компетентностей і розвиток культури безпеки

формують комплексну основу для забезпечення надійного та безпечного функціонування резервуарного парку нафтовидобувного підприємства.

РОЗДІЛ 4
РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ФАХІВЦІВ НАФТОВИДОБУВНОГО ПІДПРИЄМСТВА

4.1. Вихідні дані

Розробка ефективної програми підвищення кваліфікації фахівців нафтовидобувного підприємства повинна базуватися на комплексному аналізі виробничих умов, професійного досвіду слухачів, їхніх компетентностей, а також матеріально-технічної бази навчального або корпоративного освітнього центру. Вихідні параметри визначають логіку формування змісту навчання, методів і форм підготовки, що забезпечують розвиток професійних навичок для забезпечення безпеки та надійності резервуарного парку.

Програма навчання орієнтована на інженерно-технічний персонал, який виконує:

– моніторинг та оцінку технічного стану резервуарного обладнання, трубопроводів та запірної арматури;

– проведення неруйнівного контролю (візуального, ультразвукового, термографічного, вібраційного та комбінованого);

– аналіз дефектів, оцінку їх критичності та прогнозування залишкового ресурсу резервуарів;

– підготовку технічних висновків щодо можливості експлуатації обладнання та розробку рекомендацій з оптимізації режимів роботи.

Категорії слухачів включають:

– інженерів середньої та вищої кваліфікації (інженери-експерти з технічного контролю, механіки, спеціалісти з КВПіА);

– співробітників підприємств, відповідальних за безпечну експлуатацію та надійність резервуарного парку;

– спеціалістів, які здійснюють збір, аналіз та перевірку технічних даних і беруть участь у плануванні технічного обслуговування;

– молодих інженерів з базовим досвідом, які потребують поглибленого навчання для виконання експертних функцій.

Рівень попередньої підготовки слухачів включає:

– знання принципів експлуатації резервуарного, насосного та трубопровідного обладнання;

– розуміння технологічних процесів, правил роботи з арматурою та системами автоматики;

– навички роботи з технічною документацією, регламентами та актами діагностики;

– вміння ідентифікувати дефекти та порушення режимів експлуатації;

– базові знання з промислової безпеки, охорони праці та нормативних вимог.

Місце роботи слухачів охоплює:

– нафтовидобувні підприємства та їх підрозділи;

– резервуарні парки та нафтобази;

– сервісні та експертні організації з технічного контролю та оцінки стану обладнання;

– лабораторії та центри неруйнівного контролю, що надають практичні модулі навчання.

Місця проведення підвищення кваліфікації:

1. Корпоративні навчальні центри з лабораторіями, тренажерами та цифровими симуляторами.
2. Технічні університети та інститути післядипломної освіти з профільними програмами навчання.
3. Освітні центри промислової безпеки з урахуванням міжнародних стандартів ISO, API, EN.
4. Випробувальні та лабораторні центри сервісних компаній з практичними модулями.

Тривалість програм залежить від рівня підготовки слухачів і змісту курсів та може становити від 1 до 4 місяців. Поглиблені програми для отримання статусу експерта можуть бути довшими.

Форми організації навчального процесу включають:

– лекційні заняття з теорії конструкції резервуарів, методів діагностики та нормативних вимог;

– практичні роботи з аналізу даних контролю та розбору дефектних ситуацій;

– лабораторні модулі з використанням стендів та демонстрацією дефектів;

– тренажерні заняття, що моделюють аварійні ситуації та нестандартні режими роботи;

– кейс-методи та групові дискусії для формування експертних висновків;

– роботу з цифровими симуляторами для прогнозування ресурсу та оцінки впливу дефектів;

– самостійну роботу з нормативною документацією, технічними звітами та методиками експертної оцінки.

4.2. Види та зміст професійної діяльності фахівця

Аналіз професійної діяльності фахівців нафтовидобувного підприємства наведений в таблиці 4.1.

Аналіз професійної діяльності фахівців нафтовидобувного підприємства дозволяє систематизувати види робіт, основні функції та характер виконання завдань, пов’язаних із забезпеченням безпеки резервуарного парку та ефективною експлуатацією обладнання.

Таблиця 4.1

Аналіз професійної діяльності фахівця

Вид діяльності	Функції діяльності	Процес діяльності
1	2	3

Професійна діяльність	– Контроль технічного стану резервуарів,	Процес роботи фахівця включає послідовні етапи: збір та аналіз

Продовження табл.4.1

1	2	3
фахівців охоплює технічний контроль, експлуатаційний нагляд, діагностику обладнання, оцінку ризиків та прийняття рішень щодо безпечної експлуатації резервуарного парку.	насосних систем, трубопроводів та запірної арматури. – Проведення неруйнівного контролю (ультразвукове, вібраційне, термографічне та візуальне обстеження). – Оцінка деградаційних процесів матеріалів і прогнозування залишкового ресурсу обладнання. – Розробка рекомендацій щодо технічного обслуговування та модернізації резервуарів. – Підготовка експертних висновків, технічної документації та звітів про стан обладнання.	технічної інформації, виконання оглядів і контролю за допомогою діагностичних приладів, оцінка ризиків і визначення критичності дефектів, прогнозування залишкового ресурсу та підготовка обґрунтованих рекомендацій щодо безпечної експлуатації резервуарного парку. Цей процес передбачає інтеграцію міждисциплінарних знань із матеріалознавства, гідравліки, механіки, промислової безпеки та цифрових технологій для забезпечення комплексного підходу до моніторингу та управління технічним станом обладнання.

За такої організації діяльності забезпечується не лише безпека експлуатації резервуарного парку, а й ефективність планування технічного обслуговування та модернізації обладнання нафтовидобувного підприємства.

4.3. Кваліфікаційні вимоги до фахівців нафтовидобувного підприємства

Кваліфікаційні вимоги до фахівців нафтовидобувного підприємства визначають компетентності, необхідні для забезпечення безпеки резервуарного парку та ефективної експлуатації обладнання.

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
– Виконувати технічний контроль та оцінку стану резервуарів, насосних систем і трубопроводів. – Здійснювати неруйнівний контроль матеріалів та обладнання (ультразвуковий, вібраційний, термографічний, візуальний). – Виявляти дефекти, оцінювати їх критичність та прогнозувати залишковий ресурс обладнання. – Розробляти рекомендації щодо технічного обслуговування, модернізації та оптимізації режимів роботи резервуарного парку. – Готувати технічні звіти та експертні висновки відповідно до нормативних вимог. – Використовувати цифрові системи моніторингу та програмне забезпечення для аналізу стану обладнання.	– Конструктивні особливості резервуарів, насосного обладнання та трубопроводів. – Основи матеріалознавства, механіки, гідравліки та промислової безпеки. – Методи та технології неруйнівного контролю та діагностики обладнання. – Діючі нормативно-технічні документи, стандарти ISO, API, EN, що регламентують експлуатацію резервуарного парку. – Принципи оцінки ризиків, планування заходів безпеки та прогнозування залишкового ресурсу обладнання. – Основи роботи з технічною документацією, регламентами ППР та методиками підготовки експертних висновків.

Ці вимоги забезпечують формування у фахівців комплексних компетентностей для безпечного та ефективного управління технічним станом резервуарного парку нафтовидобувного підприємства.

4.4. Постановка цілей вивчення навчальної теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку»

Цілі вивчення навчальної теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» спрямовані на формування у фахівців нафтовидобувного підприємства комплексних знань і практичних навичок для ефективного управління

технічним станом резервуарного обладнання та запобігання аварійним ситуаціям.

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	– Вивчення основ конструкції резервуарів, насосів та допоміжного обладнання. – Формування базових знань щодо нормативних документів, стандартів безпеки та регламентів експлуатації (ISO, API, EN). – Аналіз можливих дефектів та механізмів деградації матеріалів резервуарів. – Вивчення методів оцінки технічного стану обладнання та контролю ризиків. – Оволодіння принципами планування технічного обслуговування та ремонту. – Виконання процедур неруйнівного контролю (візуального, ультразвукового, термографічного, вібраційного). – Ідентифікація дефектів, оцінка їх критичності та прогнозування залишкового ресурсу резервуарів. – Розробка рекомендацій щодо заходів безпеки та оптимізації режимів експлуатації обладнання – Формування навичок підготовки експертних висновків та технічної документації. – Аналіз реальних аварійних кейсів для вироблення стратегій запобігання подібним ситуаціям у майбутньому. – Узагальнення теоретичних знань і практичного досвіду для забезпечення комплексного підходу до безпечної експлуатації резервуарного парку. – Оцінка рівня засвоєння знань та готовності фахівців приймати ефективні рішення щодо управління безпекою обладнання.

Таким чином, реалізація цих цілей дозволяє сформувати у слухачів компетентності, необхідні для забезпечення безпечної експлуатації резервуарного парку та зниження ризику аварійних ситуацій.

4.5. Перелік літературних джерел з теми.

1. API Standard 653. *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*. American Petroleum Institute, останнє видання.
2. ISO 28300:2020. *Petroleum and natural gas industries — Fixed and floating roof tanks — Design and operation.* International Organization for Standardization.
3. API Recommended Practice 2000. *Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks*. American Petroleum Institute, 8-е видання.
4. Шевченко, І. М. «Матеріалознавство резервуарних конструкцій нафтових підприємств» — Київ: Нафтогазова академія, 2017.
5. Пономаренко, В. П. «Оцінка ризиків і безпека нафтосховищ: теорія й практика» — Харків: Техніка, 2019.

4.6. Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку»

Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» передбачає систематичну підготовку навчальних засобів, які сприяють ефективному засвоєнню знань, умінь та навичок слухачів у сфері промислової безпеки та експлуатації резервуарного обладнання. До складу дидактичних матеріалів включаються такі елементи: навчальні конспекти для викладача та слухачів, логіко-семантичні схеми, опорні таблиці та алгоритми дій у різних аварійних і критичних ситуаціях, а також інтерактивні модулі для практичних занять і тренінгів.

Логіко-семантична структура навчального матеріалу дозволяє впорядкувати інформацію від загальних понять і нормативних вимог до практичних аспектів безпечної експлуатації резервуарів. Вона забезпечує послідовне ознайомлення слухачів із класифікацією резервуарів, конструктивними особливостями обладнання, методами контролю технічного стану та системами попередження аварій.

Для ефективного засвоєння теми доцільно розробляти контурні конспекти, що поєднують теоретичні знання з практичними прикладами, а також схеми взаємозв'язку між ризиками, аварійними ситуаціями та методами їх попередження. Окрему увагу слід приділити дидактичним завданням для тренінгів: аналізу аварійних кейсів, розробці планів дій у надзвичайних ситуаціях, моделюванню несправностей резервуарного обладнання та оцінці наслідків відмов.

Таким чином, конструювання дидактичних матеріалів за цією темою спрямоване на створення цілісної навчальної системи, яка забезпечує інтеграцію нормативних, технічних та практичних знань, формує компетентності слухачів та підвищує рівень готовності персоналу до забезпечення безпечної експлуатації резервуарного парку.

4.7. Аналіз базових умов навчання з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку»

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
Основи механіки та міцності матеріалів, Технічна експлуатація обладнання, Матеріалознавство	Методи: усне опитування. Форми: фронтальна. Засоби: контрольні питання. 1. Які основні конструктивні типи резервуарів використовуються на нафтових і газових підприємствах та в чому полягають їхні особливості? 2. Які функціональні вузли входять до складу технологічних систем резервуарного парку, і яку роль вони виконують у забезпеченні безпечної експлуатації? 3. Які класи матеріалів застосовуються для виготовлення резервуарів і допоміжного обладнання, і як їх властивості впливають на довговічність та безпеку системи? 4. Які фактори слід враховувати при виборі типу резервуара для зберігання різних рідин і газів у технологічних процесах? 5. Які основні методи захисту матеріалів резервуарів від корозії, абразивного та втомного зносу застосовуються на практиці?
Нормативи та стандарти безпеки резервуарного парку	1. Які основні національні та міжнародні стандарти (ISO, API, EN) регламентують експлуатацію резервуарного обладнання на нафтових підприємствах? 2. Які вимоги щодо безпечної експлуатації резервуарного парку визначають нормативні документи та стандарти? 3. Як стандарти і регламенти впливають на планування технічного обслуговування та ремонту резервуарів? 4. Які процедури контролю та перевірки відповідності резервуарів вимогам нормативів передбачені у сучасних стандартах? 5. Як інтеграція міжнародних та національних стандартів може підвищити рівень безпеки резервуарного парку?

Продовження табл. 4.4

1	2
Методи діагностики та контролю стану резервуарів	1. Які методи неруйнівного контролю (ультразвуковий, магнітопорошковий, візуальний, радіографічний) застосовуються для оцінки стану резервуарів? 2. Як проводиться оцінка залишкового ресурсу резервуарного обладнання на основі результатів технічної діагностики? 3. Які показники дефектності та зносу є критичними для безпечної експлуатації резервуарів? 4. Як вибір методу контролю залежить від матеріалу, конструкції та експлуатаційних умов резервуару? 5. Які сучасні цифрові технології (моніторинг тиску, температури, корозії) застосовуються для постійного контролю стану резервуарів?
Організація безпеки та аварійне реагування у резервуарному парку	1. Які основні вимоги до безпечної експлуатації резервуарного парку згідно з міжнародними та національними стандартами (ISO, API, EN)? 2. Які методи оцінки ризиків застосовуються для запобігання аварій та витоків у резервуарному парку? 3. Як розробляються плани дій у разі аварійних ситуацій та які основні етапи їх реалізації? 4. Які системи моніторингу та сигналізації дозволяють оперативно виявляти небезпечні ситуації у резервуарах? 5. Які заходи профілактичного обслуговування та контролю допомагають знизити ймовірність аварій та продовжити ресурс обладнання?
Матеріалознавство та технічні аспекти резервуарного обладнання	1. Які властивості матеріалів (сталі, сплави, покриття) визначають їх придатність для виготовлення резервуарів і технологічних систем? 2. Як впливають корозійні процеси та абразивний знос на довговічність елементів резервуарного парку? 3. Які типи резервуарів застосовуються на нафтопереробних та нафтовидобувних підприємствах, і які особливості їх конструкції? 4. Які методи контролю стану матеріалів резервуарів використовуються для попередження аварій та дефектів? 5.

Продовження табл. 4.4

1	2
	Як вибір матеріалу та технологія виготовлення резервуарів впливають на безпеку та надійність їх експлуатації?
Гідравлічні та технологічні аспекти безпеки резервуарного парку	1. Яким чином параметри робочих рідин (щільність, в'язкість, температура) впливають на експлуатаційні характеристики резервуарів? 2. Як конструкція трубопроводів і запірно-регулюючої арматури впливає на безпечну роботу резервуарного парку? 3. Які технологічні процеси в резервуарах потребують регулярного контролю для запобігання аварій? 4. Як визначають критичні точки системи резервуарного парку, де можливі аварійні ситуації? 5. Які методи моніторингу та діагностики дозволяють своєчасно виявляти ризики перевантаження або пошкодження резервуарів?

4.8. Проєктування мотиваційних технологій навчання з теми «**Забезпечення безпеки резервуарного парку**»

Проєктування мотиваційних технологій навчання з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку», характеристика і текст мотивації, використання якої доцільно при викладанні навчального матеріалу (табл. 4.5).

Таблиця 4.5

Обрання методів мотивації навчальної діяльності

Вид і методи мотивації	Вступна мотивація
1	2
Вступна мотивація, мотивуюючий вступ	Доброго дня, шановні слухачі! Забезпечення безпеки резервуарного парку є ключовим аспектом ефективної та безаварійної експлуатації нафтогазових підприємств. Надійність резервуарів безпосередньо впливає на безпеку персоналу, збереження технологічних ресурсів та охорону навколишнього середовища. Сучасні технологічні системи резервуарного парку відрізняються складністю конструкцій, різноманіттям матеріалів

	та високими експлуатаційними навантаженнями, що створює необхідність у висококваліфікованих

Продовження табл. 4.5

1	2
	фахівцях, здатних аналізувати стан обладнання, виявляти потенційні ризики та застосовувати сучасні методи контролю. Мотивація вивчення цієї теми полягає у формуванні у слухачів компетентностей, необхідних для запобігання аварійним ситуаціям та оптимізації режимів роботи резервуарів. Практичні навички з моніторингу технічного стану, оцінки ризиків, застосування нормативно-правових стандартів (ISO, API, EN) та інтеграція цифрових технологій дозволяють фахівцям забезпечити високий рівень безпеки та надійності експлуатації. Освоєння цієї теми сприяє розвитку критичного мислення, системного підходу до оцінки стану об’єктів та прийняття обґрунтованих рішень щодо їх експлуатації і модернізації, що робить навчання актуальним і необхідним для сучасного нафтовидобувного виробництва.

4.9. Проєктування технології формування орієнтовної основи діяльності

Проєктування технології формування орієнтовної основи діяльності при вивчені теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» (табл. 4.6).

Таблиця 4.6

Способи формування ООД з теми

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми навчання	Методи та засоби навчання
1	2	3
Рівень знань (запам’ятовування та розуміння): слухачі повинні знати	Лекції та семінари для засвоєння теоретичних знань.	Методи та засоби навчання: • Метод пояснення з демонстрацією (лекції з

типи резервуарів, конструктивні особливості, матеріали та їх властивості, а також нормативні	Практичні заняття на навчальних макетах, стендах та цифрових симуляторах. Лабораторні роботи з аналізу стану обладнання,	використанням схем, фото та відео). • Метод проблемного навчання (вирішення практичних ситуацій та аварійних кейсів). • Практичне моделювання та

Продовження таблиці 4.6

1	2	3
документи і стандарти безпеки (ISO, API, EN). **Рівень застосування:** здатність аналізувати технічний стан резервуарів, оцінювати ризики аварійних ситуацій та підбирати відповідні методи контролю і обслуговування. **Рівень аналізу:** порівнювати різні технологічні системи, ідентифікувати потенційні небезпеки та причини дефектів. **Рівень синтезу та оцінки:** розробляти рекомендації щодо покращення безпеки, планування профілактичних заходів і прийняття рішень з модернізації обладнання.	моніторингу та контролю. Кейс-методи та групові дискусії для відпрацювання експертних рішень. Самостійна робота з нормативною документацією та технічними звітами.	• тренажери для відпрацювання дій у реальних умовах. • Використання цифрових платформ, програм для моніторингу, діагностичних та аналітичних систем. Робота з нормативними документами, інструкціями та стандартами безпеки.

4.10. Проєктування технології формування виконавчих дій при вивченні теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» (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	Колективно-групова	Вправа 1. Ознайомлення з конструкцією резервуарів і технологічними системами

Продовження табл.4.7

1	2	3
		Мета: засвоїти конструктивні особливості резервуарів, види обладнання та матеріали, що застосовуються. Завдання: 1. Проаналізувати типи резервуарів (стальні, з полімерним покриттям, плаваючі дахи). 2. Визначити основні елементи технологічної системи (зливні труби, системи вентиляції, датчики рівня). 3. Оцінити матеріали резервуарів щодо стійкості до корозії та агресивного середовища. Методи: демонстрація макетів та схем, групове обговорення. Очікуваний результат: слухачі здатні ідентифікувати резервуарні системи та оцінювати їх матеріальну придатність. Вправа 2. Виявлення потенційних небезпек та дефектів Мета: навчитися визначати ризики аварій та пошкоджень резервуарів. Завдання: 1. Провести візуальний огляд макету або реального резервуару. 2. Виявити ознаки корозії, деформацій та витоків. 3. Занести результати огляду у протокол. Методи: практична перевірка, групова дискусія, кейс-аналіз. Очікуваний результат: слухачі вміють виявляти дефекти та класифікувати їх за критичністю. Вправа 3. Аналіз систем безпеки та контролю Мета: зрозуміти функції систем моніторингу та автоматичного контролю.

		Завдання: 1. Ознайомитися з датчиками рівня, тиску та температури. 2. Провести тренування з читання сигналів від датчиків та реагування на аварійні показники. 3. Оцінити ефективність систем сигналізації та аварійного відключення. Методи: робота з лабораторними стендами, симулятори аварійних ситуацій.

Продовження табл.4.7

1	2	3
		Очікуваний результат: слухачі здатні оцінювати стан систем безпеки та давати рекомендації щодо покращення. Вправа 4. Планування заходів профілактики та обслуговування Мета: навчитися розробляти заходи для запобігання аварій. Завдання: 1. Скласти графік профілактичного обслуговування резервуарів. 2. Визначити пріоритетні роботи за ризиком аварій. 3. Розробити рекомендації щодо модернізації обладнання. Методи: кейс-метод, групова робота, моделювання графіків. Очікуваний результат: слухачі вміють розробляти плани технічного обслуговування і профілактики аварій. Вправа 5. Практичний аналіз аварійних ситуацій Мета: відпрацювати дії при реальних аварійних випадках. Завдання: 1. Ознайомитися з історією аварій резервуарних парків. 2. Проаналізувати причини аварій і наслідки. 3. Скласти план реагування та запобіжні заходи на майбутнє. Методи: групова дискусія, розбір кейсів, рольові ігри. Очікуваний результат: слухачі здатні аналізувати аварійні ситуації та пропонувати ефективні заходи для запобігання повторенню.

4.11. Проєктування контрольних дій з теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» (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	Контрольні питання. 1. Які конструктивні типи резервуарів використовуються на нафтових та нафтопереробних підприємствах, та які їхні переваги й недоліки? 2. Які матеріали застосовуються для виготовлення резервуарів, і як їх властивості впливають на стійкість до корозії та агресивних середовищ? 3. Які види потенційних небезпек і дефектів резервуарів можуть призвести до аварійних ситуацій? 4. Які методи контролю та моніторингу використовуються для оцінки технічного стану резервуарів? 5. Як системи автоматичного контролю рівня, тиску та температури впливають на безпеку резервуарного парку? 6. Які заходи профілактичного обслуговування та планові перевірки необхідні для запобігання аварій? 7. Як проводиться оцінка ризиків та планування заходів безпеки при модернізації резервуарного парку? 8. Які нормативні та міжнародні стандарти (ISO, API, EN) регламентують експлуатацію та безпеку резервуарів? 9. Як аналіз аварійних ситуацій допомагає вдосконалювати систему безпеки резервуарного парку?

4.12. Розробка програми курсів підвищення кваліфікації викладання теми «Забезпечення безпеки резервуарного парку» 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 безпеки резервуарного парку	2	Ознайомити слухачів із структурою резервуарного парку, типами резервуарів та загальними принципами безпечної експлуатації	Лекція	Пояснювальна лекція, презентація, обговорення прикладів
2	Конструкція та матеріали резервуарів	3	Вивчити типи резервуарів, властивості матеріалів, стійкість до корозії та механічних впливів	Лекція + практикум	Лекція, робота з технічними схемами, порівняльний аналіз матеріалів
3	Технологічні системи резервуарного парку	3	Ознайомлення з системами обліку, контролю рівня, тиску, температури та їх впливом на безпеку	Лекція + лабораторна робота	Демонстрація систем, робота на макетах, дискусії
4	Методи контролю та діагностики	4	Навчити застосовувати візуальний, ультразвуковий, магнітопорошковий та термографічний контроль	Практичне заняття	Практичні вправи, робота з діагностичним обладнанням, аналіз дефектів
5	Оцінка ризиків та аварійна готовність	3	Розробка навичок аналізу ризиків та підготовки планів реагування на аварійні ситуації	Семінар	Кейси, групова робота, моделювання аварійних сценаріїв

Продовження табл. 4.9

1	2	3	4	5	6
6	Нормативно-технічне регулювання	2	Ознайомлення з ISO, API, EN стандартами та локальними нормативами для резервуарного обладнання	Лекція	Лекція, робота з нормативними документами, обговорення прикладів
7	Практика підготовки експертних висновків	3	Навчити формувати технічні висновки щодо безпеки та експлуатації резервуарів	Практичне заняття	Аналіз реальних кейсів, підготовка письмових висновків, презентація результатів
8	Підсумкове заняття та тестування	2	Перевірка засвоєних знань та навичок	Семінар	Тестування, дискусія, обговорення рішень, підведення підсумків

4.13. Розробка сценарію заняття «Технологічні системи резервуарного парку»

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, коротке ознайомлення з метою та планом заняття, налаштування аудиторії на роботу.
2	Вступна частина (10 хвилин)	Короткий огляд резервуарного парку та його технологічних систем: обліку, контролю рівня та тиску, систем аварійного захисту. Пояснення важливості їх інтеграції для забезпечення безпеки та ефективності експлуатації.
3	Теоретична частина (30 хвилин)	1. Структура технологічних систем резервуарного парку: трубопроводи, клапани, датчики, системи сигналізації. 2. Принципи роботи автоматизованих систем моніторингу рівня, температури та тиску. 3. Основні алгоритми захисту від переповнення та аварійних ситуацій. 4. Особливості експлуатації резервуарів різного типу та матеріалів у технологічних системах.
4	Практична частина (45 хвилин)	1. Робота з макетами або цифровими симуляторами резервуарного парку для виявлення дефектів і відпрацювання сценаріїв аварійних ситуацій. 2. Практичний аналіз роботи датчиків і систем сигналізації. 3. Виконання групового завдання: розробка плану контролю технологічних параметрів резервуарного парку.
	Заключна частина (10 хвилин)	Підведення підсумків заняття: обговорення практичних результатів, відповідь на запитання слухачів, короткий тест для перевірки засвоєння матеріалу. Формулювання домашнього завдання або рекомендацій для самостійного опрацювання.

Висновки до розділу 4

Розроблений дидактичний проєкт забезпечує комплексний підхід до підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства у сфері безпеки резервуарного парку. Він поєднує теоретичні знання про конструкцію резервуарів, технологічні системи, нормативно-технічні вимоги та сучасні методи контролю з практичними навичками діагностики, моніторингу та управління аварійними ситуаціями.

У проєкті передбачено послідовне опанування матеріалу за рівнями засвоєння знань, що відповідають таксономії Блума: від запам’ятовування та розуміння базових понять, через застосування та аналіз технологічних процесів, до синтезу рішень та оцінки безпеки резервуарного парку.

Практичні вправи та кейс-завдання дозволяють слухачам удосконалювати компетентності у виявленні дефектів обладнання, прогнозуванні ризиків та прийнятті обґрунтованих рішень щодо запобігання аварій. Використання симуляторів, макетів та цифрових платформ сприяє формуванню практичних навичок у безпечній та контрольованій навчальній середовищі.

Таким чином, розроблений дидактичний проєкт сприяє підвищенню ефективності професійної підготовки фахівців, формує у них необхідні технічні, аналітичні та ризик-орієнтовані компетентності, що забезпечує більш безпечну, надійну та прогнозовану експлуатацію резервуарного парку на нафтовидобувному підприємстві.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведено комплексне дослідження професійної підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства до ефективного виконання завдань із забезпечення безпеки резервуарного парку, включно з оцінюванням технічного стану ємностей, систем протипожежного захисту, контрольно-вимірювального обладнання та технологічних процедур експлуатації.

У **першому розділі** обґрунтовано актуальність професійної підготовки фахівців нафтовидобувного підприємства та визначено її ключову роль у підвищенні рівня безпеки резервуарного парку. Показано, що удосконалення навчальних програм, впровадження сучасних діагностичних методів, використання цифрових технологій моделювання та практико-орієнтованих підходів сприяють формуванню необхідних професійних компетентностей персоналу та забезпечують ефективне функціонування системи промислової безпеки.

У **другому розділі**, присвяченому забезпеченню безпеки функціонування нафтовидобувного підприємства, проведено аналіз виробничих небезпек та оцінку потенційних ризиків, пов’язаних із розгерметизацією резервуарів. Узагальнення результатів дослідження засвідчило, що висока ефективність системи безпеки можлива лише за умов комплексного підходу — поєднання технологічного аналізу, дотримання регламентів, застосування сучасних методів діагностики та безперервної оцінки розвитку можливих аварійних ситуацій. Отримані результати створюють науково обґрунтовану основу для розроблення практичних рекомендацій з мінімізації техногенних загроз і підвищення надійності функціонування резервуарного парку.

У **третьому розділі** розкрито значення кадрового забезпечення як ключової складової системи безпечної експлуатації резервуарного парку. Показано, що високий рівень професійної підготовки, відповідальності та

дисципліни персоналу істотно знижує ймовірність виникнення аварійних ситуацій, сприяє стабільній роботі обладнання та мінімізує екологічні наслідки можливих розливів. Ефективна система підбору кадрів, регулярне підвищення кваліфікації, сучасні підходи до оцінювання компетентностей та формування культури безпеки забезпечують надійне функціонування резервуарного парку в умовах підвищеної небезпеки.

У **четвертому розділі** представлено розроблений дидактичний проєкт, який спрямований на підвищення ефективності професійної підготовки фахівців. Проєкт формує у майбутніх працівників необхідні технічні, аналітичні та ризик-орієнтовані компетентності, що є фундаментом для безпечної, прогнозованої та надійної експлуатації резервуарного парку нафтовидобувного підприємства.

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
2. Коваленко О. Е., Брюханова Н. О., Корольова Н.В. Методика професійного навчання: дидактичне проектування: Підручник для студентів інженерно-педагогічних спеціальностей. – Харків: УІПА, 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: УІПА, 2019. – 174 с.
4. Лебедик Л.В., Стрельніков В.Ю., Стрельніков 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. Стрельніков, М. В. Стрельніков. – 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: УІПА, 2024. – 82 с.
7. Семенова А.В. Професійна педагогіка: Підручник. / Авт. : О.В. Грабовський, Л.В. Коломієць, О.С. Савєльєва, 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/

14. https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245-14#Text

15. Азаров С. І., Литвинов Ю. В., Сидоренко В. Л. Екологічна безпека як складова національної безпеки України // Вісник КрНУ ім. М. Остроградського. 2021. Випуск 2 (73). С. 142–146.

16. https://www.researchgate.net/publication/327221530_Ocinka_stanu_dovkilla_na_dilankah_avarijnih_sverdlovin / Оцінка впливу на довкілля видобування нафти і газу в Україні.

17. Возняк М. П., Возняк Л. В., Кривенко Г. М. Дослідження ризиків небезпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів // Прикарпатський вісник НТШ. Число. Івано-Франківськ, 2009. №1(5). С.263–268.

18. Кривенко Г. М., Семчук Я. М., Возняк М. П., Возняк Л. В. Класифікація дефектів з'єднувальних трубопроводів підземних сховищ // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2004. №2(8). С.192–193.

19. Надійність лінійних частин магістральних трубопроводів – Reliability of Main Pipelines Linear Parts [Текст] : монографія / С. Ф. Пічугін, В.

А. Пашинський, О. Є. Зима, П. Ю.Винников, Ж. Ю.Біла. Полтава : ПП «Астрая», 2018. 439 с.

20. Вдовиченко А. І., Коваль А. М., Чепіль П. М. Нарощування видобутку вуглеводнів в Україні за рахунок відновлювальних процесів // Нафтогазова інженерія. 2017. №1. С. 112–121.

21. Білецький В. С., Суярко В. Г., Сіренко В.І ., Фик М. І., Орловський В. М. Екологічна безпека у нафтогазовій промисловості : конспект лекцій / за ред. Фик І. М. – Х. : НТУ «ХПІ», 2021. 175 с.

22. https://reposit.nupp.edu.ua/bitstream/PoltNTU/11961/1/monogr-148-157.pdf / Аварії на нафтогазових родовищах як чинник впливу на глобальну екологічну безпеку в Україні