

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)

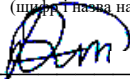
## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА


магістра


на тему

«Професійна підготовка фахівців газотранспортного підприємства до  
удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних  
трубопроводів»  
(тема кваліфікаційної роботи)

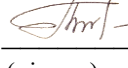
Виконав: студент 2 курсу, групи ДПОНС24МГ  
спеціальності: 015 Професійна освіта (Видобуток,  
переробка та транспортування корисних копалин)  
(цифра і назва напрямку підготовки, спеціальності)

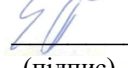
 / Данило ТОРЯНИК  
(підпис) (ім'я та прізвище)

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

Рецензент  / Тетяна ГОНТАР  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач 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  
Завідувач кафедри

  
(підпис)

д.т.н., проф. Геннадій КАНІЮК  
«\_\_» грудня 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу (дипломну роботу/дипломний проєкт)**  
**другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти \_\_\_\_\_ Данилу ТОРЯНИКУ  
(ім'я, прізвище)

1. Тема «Професійна підготовка фахівців газотранспортного підприємства до удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів»

затверджена наказом по університету № 4801-5/3664 від 06.10.2025 р.



2. Термін здачі закінченої роботи «15» 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): Аналітичний огляд літератури. Актуальність професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства. Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів. Вимоги до кадрового забезпечення газотранспортного підприємства. Розробка дидактичного проєкту.

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, 4	Д.пед.н., проф. Брюханова Н.О.			

7. Дата видачі завдання «06» жовтня 2025 р.

Керівник роботи



Олена ПРОКОПЕНКО  
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

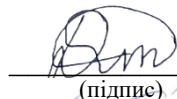


Данило ТОРЯНИК  
(підпис) (ім'я, прізвище)

**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	Аналітичний огляд літератури	06.10.2025 – 15.10.2025	вик.
2	Актуальність професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства.	16.10.2025 – 25.10.2025	вик.
3	Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів.	26.10.2025 – 10.11.2025	вик.
4	Вимоги до кадрового забезпечення газотранспортного підприємства	11.11.2025 – 14.11.2025	вик.
5	Розробка дидактичного проєкту.	15.11.2025 – 05.12.2025	вик.
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	До 15.12.2025	вик.

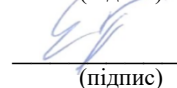
Здобувач вищої освіти



(підпис)

Данило ТОРЯНИК  
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль



(підпис)

Євген КЛЮЧКА  
(ім'я, прізвище)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка дипломної роботи складає: 112 сторінок, 12 рисунки, 12 таблиць, 35 переліків посилань.

Ключові слова: ПРОФЕСІЙНА ПІДГОТОВКА ФАХІВЦІВ, ГАЗОТРАНСПОРТНЕ ПІДПРИЄМСТВО, ОЧИЩЕННЯ ТРУБОПРОВОДУ, ДІАГНОСТИКА

Об'єкт дослідження – процес професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, який забезпечує очищення та діагностику магістральних трубопроводів для підтримки їхньої надійності та безпечної експлуатації.

Предмет дослідження – професійна підготовка фахівців до ефективного використання сучасних методів очищення трубопроводів, неруйнівної діагностики та оцінки технічного стану, з метою попередження аварій та оптимізації експлуатаційних процесів.

Теоретично обґрунтовано та розроблено комплексну систему професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, спрямовану на формування компетентностей, необхідних для достовірного проведення очищення та діагностики магістральних трубопроводів, а також прийняття обґрунтованих рішень щодо планування технічного обслуговування та профілактичних робіт.

## ABSTRACT

An explaining message consists of: 112 pages, 12 pictures, 12 tables, 35 lists of references.

Keywords: PROFESSIONAL TRAINING OF SPECIALISTS, GAS TRANSPORTATION ENTERPRISE, PIPELINE CLEANING, DIAGNOSTICS

The object of the study is the process of professional training of specialists of a gas transportation enterprise, which provides cleaning and diagnostics of main pipelines to maintain their reliability and safe operation.

The subject of the study is professional training of specialists in the effective use of modern methods of pipeline cleaning, non-destructive diagnostics and assessment of technical condition, in order to prevent accidents and optimize operational processes.

A comprehensive system of professional training of specialists of a gas transportation enterprise has been theoretically substantiated and developed, aimed at forming the competencies necessary for reliable cleaning and diagnostics of main pipelines, as well as making informed decisions regarding planning maintenance and preventive work.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
РОЗДІЛ 1 .....	12
<b>АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ          ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПІДПРИЄМСТВА ДО УДОСКОНАЛЕННЯ          ПРОЦЕСУ ОЧИЩЕННЯ ТА ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ          ТРУБОПРОВОДІВ.....</b>	
	12
1.1 Значення професійної підготовки персоналу газотранспортного підприємства.....	12
1.2 Сучасні виклики та проблеми експлуатації магістральних трубопроводів.....	15
1.3 Недоліки існуючої підготовки фахівців .....	18
1.4 Необхідність системного підходу до професійної підготовки.....	19
РОЗДІЛ 2 .....	23
<b>УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ОЧИЩЕННЯ ТА ДІАГНОСТИКИ          МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ.....</b>	
	23
2.1 Технологічні рішення .....	24
2.2 Земляні роботи.....	30
2.2.1 Порядок організації земляних робіт.....	30
2.2.2 Розробка та облаштування котловану.....	32
2.2.3 Засипання котловану.....	32
2.3 Відкачування нафти із заміної ділянки.....	34
2.4 Зварювально-монтажні (демонтажні) роботи .....	35
2.5 Загально будівельні роботи.....	39
2.5.1 Захист від корозії будівельних конструкцій .....	39
2.5.2 Гідравлічні випробування на міцність та герметичність .....	39
2.6 Модернізація існуючих КПП ЗОД .....	40
2.7 Заходи щодо забезпечення контролю якості будівельних та монтажних робіт .....	44

2.7.1 Пропозиції щодо забезпечення контролю якості будівельних та монтажних робіт, а також обладнання, конструкцій та матеріалів, що постачають на майданчик та монтують .....	44
2.7.2 Перелік заходів щодо забезпечення контролю якості БМР.....	47
2.8 Контроль за результатами земляних робіт .....	49
2.9 Монтаж трубопроводів та обладнання .....	50
2.10 Контроль якості зварних стиків.....	50
2.11 Ізоляційні роботи.....	51
2.11 Будівельні роботи.....	51
2.12 Пропозиції щодо організації служби геодезичного та лабораторного контролю .....	51
2.13 Перелік основних видів будівельних та монтажних робіт, відповідальних конструкцій, ділянок мереж інженерно-технічного забезпечення, що підлягають огляду .....	52
2.14 Загальна організаційно-технічна підготовка до будівництва.....	54
2.15 Діагностика та очищення магістральних нафтопроводів .....	55
2.15.1 Внутрішньотрубна діагностика нафтопроводів.....	55
2.15.2 Внутрішньотрубне очищення нафтопроводів.....	57
2.15.3 Засоби очищення та діагностики МТ .....	59
2.16 Організація, підготовка та проведення очищення та діагностики магістральних трубопроводів .....	63
2.16 Розрахунок технологічних параметрів КПП ЗОД .....	67
2.16.1 Розрахунок опорів розтягуванню та стиску .....	70
2.16.2 Розрахунок товщини стінки камери.....	71
2.16.3 Розрахунок товщини стінки розширеної частини камери .....	73
2.16.4 Розрахунок технологічних патрубків КПП ЗОД .....	74
2.16.5 Розрахунок товщини стінки патрубків газоповітряної лінії.....	75
2.16.6 Розрахунок товщини стін днища камери.....	77
2.16.7 Гідравлічний розрахунок магістрального нафтопроводу .....	78
Висновки до розділу 2 .....	82

РОЗДІЛ 3 .....	83
ВИМОГИ ДО КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПІДПРИЄМСТВА .....	83
Висновки до розділу 3 .....	85
РОЗДІЛ 4 .....	86
РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ОЧИЩЕННЯ ТА ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ФАХІВЦІВ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПІДПРИЄМСТВА .....	86
4.1 Вихідні дані.....	86
4.2 Види та зміст професійної діяльності фахівця.....	88
4.3 Кваліфікаційні вимоги до фахівців газотранспортного підприємства....	91
4.4 Постановка цілей вивчення навчальної теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» .....	92
4.5 Перелік літературних джерел з теми.....	93
4.6 Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» .....	94
4.7 Аналіз базових умов навчання з теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» .....	95
4.8 Проєктування мотиваційних технологій .....	97
4.10 Проєктування технології формування виконавчих дій.....	99
4.11 Проєктування контрольних дій .....	102
4.12 Розробка програми курсів підвищення кваліфікації .....	103
4.13 Розробка сценарію заняття «Оцінка технічного стану та прогнозування ресурсу трубопроводів» .....	106
Висновки до розділу 4 .....	107
ВИСНОВКИ.....	109
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	110

## ПЕРЕЛІК СКРОЧЕНЬ ТА ПОЗНАЧЕНЬ

АСПВ – асфальтосмолопарафінові відкладення

БМР – будівельно-монтажні роботи

ВП – внутрішньотрубні інспекційні прилади

ВТД – внутрішньотрубна діагностика

ДДК – додатковий дефектоскопічний контроль

ЗОД – засоби очищення та діагностики

КПП ЗОД – камера пуску (прийому) ЗОД

ЛЧ – лінійна частина

МН, МНВП (МТ) - магістральний нафтопровід, нафтопродуктопровід  
(трубопровід)

НПС – нафто (нафтопродукто-) перекачувальна станція

ОП – очисний пристрій

ПММ – паливо мастильні матеріали

## ВСТУП

Сучасна експлуатація магістральних газопроводів вимагає високого рівня технічної компетентності та професійної підготовки персоналу. Надійність і безпека функціонування трубопровідних систем безпосередньо залежать від своєчасного проведення очищення внутрішньої поверхні труб, діагностики дефектів та оцінки технічного стану обладнання. Незадовільний рівень підготовки фахівців може призводити до підвищеної ймовірності аварій, витоків газу та втрат продуктивності, що негативно впливає на економічну та екологічну безпеку підприємства.

Сьогодні газотранспортні компанії стикаються з низкою складних викликів: старіння інфраструктури, збільшення пропускної здатності трубопроводів, необхідність застосування сучасних методів неруйнівного контролю та цифрового моніторингу. В умовах підвищеної відповідальності за безпеку та надійність транспортування газу, професійна підготовка персоналу стає критичною умовою ефективної роботи підприємства.

Актуальність дослідження обумовлена потребою створення системного підходу до підготовки фахівців, який об'єднує теоретичні знання з практичними навичками очищення та діагностики магістральних трубопроводів. Такий підхід дозволяє забезпечити високу точність оцінки технічного стану обладнання, зменшити ризики аварій, оптимізувати технічне обслуговування та підвищити безпеку виробничих процесів.

Таким чином, розробка ефективних програм професійної підготовки інженерно-технічного персоналу газотранспортних підприємств є надзвичайно актуальною і спрямована на підвищення надійності, безпеки та економічної ефективності експлуатації магістральних трубопроводів.

**Об'єкт дослідження** – процес професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, який забезпечує очищення та діагностику магістральних трубопроводів для підтримки їхньої надійності та безпечної експлуатації.

**Предмет дослідження** – професійна підготовка фахівців до ефективного використання сучасних методів очищення трубопроводів, неруйнівної діагностики та оцінки технічного стану, з метою попередження аварій та оптимізації експлуатаційних процесів.

**Мета дослідження:** теоретично обґрунтувати та розробити комплексну систему професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, спрямовану на формування компетентностей, необхідних для достовірного проведення очищення та діагностики магістральних трубопроводів, а також прийняття обґрунтованих рішень щодо планування технічного обслуговування та профілактичних робіт.

**Гіпотеза дослідження.** Професійна підготовка фахівців забезпечить підвищення ефективності очищення та діагностики магістральних трубопроводів, якщо:

- у навчальний зміст буде включено вивчення конструкцій трубопроводів, типових дефектів, причин деградації та сучасних технологій очищення;
- буде забезпечено інтеграцію знань з матеріалознавства, гідравліки, технічної діагностики, промислової безпеки та управління ризиками;
- будуть застосовані практикоорієнтовані методи навчання, включаючи роботу на макетах, моделювання дефектів, аналіз кейсів аварійних ситуацій та використання сучасного діагностичного обладнання;
- буде використовуватися цифровий аналіз технічного стану трубопроводів та прогнозування залишкового ресурсу.

**Завдання дослідження:**

1. Проаналізувати особливості професійної діяльності фахівців газотранспортного підприємства у сфері очищення та діагностики магістральних трубопроводів.

2. Визначити компетентнісні вимоги до персоналу, що виконує технічну діагностику та оцінку стану трубопроводів.

3. Розробити структуру та зміст навчальних програм, спрямованих на підвищення професійної підготовки та безпеки робіт.

4. Запропонувати методи та форми навчання, що поєднують теоретичні знання і практичні навички для роботи з діагностичним обладнанням та очищувальними системами.

**Методи дослідження:** аналіз нормативно-технічної документації та стандартів з експлуатації магістральних трубопроводів; порівняльний аналіз програм підготовки фахівців у суміжних галузях; вивчення кейсів реальних аварій та дефектів магістральних трубопроводів; педагогічне моделювання процесу навчання та розробка дидактичних матеріалів;

**Наукова новизна дослідження:**

- вперше розроблено комплексну систему професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, що поєднує технічні, аналітичні та безпекові компетентності;

- запропоновано дидактичну модель навчання, яка інтегрує практичні навички очищення та діагностики трубопроводів із управління ризиками та дотриманням нормативних вимог.

**Практична значущість дослідження.** Розроблена система підготовки може бути впроваджена у програми підвищення кваліфікації фахівців газотранспортного підприємства, що забезпечить:

- підвищення ефективності очищення та діагностики магістральних трубопроводів;

- зниження ризику аварій та витоків газу;

- оптимізацію планування ремонтів та профілактичних робіт;

- розвиток компетентностей персоналу у сфері безпечної експлуатації систем газотранспорту.

**Структура магістерської роботи.** Вступ, чотири розділи, висновки та список використаних джерел.

## РОЗДІЛ 1

# АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ФАХІВЦІВ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПІДПРИЄМСТВА ДО УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ОЧИЩЕННЯ ТА ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

### 1.1 Значення професійної підготовки персоналу газотранспортного підприємства

Професійна підготовка інженерно-технічного персоналу газотранспортного підприємства є ключовим чинником забезпечення стабільної, надійної та безпечної експлуатації магістральних трубопроводів, які є стратегічними об'єктами енергетичної інфраструктури. Магістральні трубопроводи виконують функцію транспортування великого обсягу природного газу на великі відстані, що потребує високого рівня контролю за станом трубопровідної системи та застосування сучасних технологій очищення, діагностики та обслуговування. У цьому контексті професійні компетенції персоналу, який безпосередньо працює з магістральними трубопроводами, стають критично важливими. Високий рівень підготовки забезпечує здатність інженерно-технічного персоналу вчасно виявляти дефекти, прогнозувати розвиток корозійних процесів, контролювати внутрішній стан труб та організовувати очищення та технічне обслуговування з мінімізацією ризику аварій. Недостатній рівень кваліфікації персоналу може призвести до збільшення аварійності, технологічних збоїв та економічних втрат, що підкреслює важливість системного підходу до професійної підготовки.

Роль фахівців у забезпеченні надійності та безпеки магістральних трубопроводів багатогранна і включає як безпосереднє технічне виконання завдань, так і організаційно-аналітичну діяльність. До основних функцій

належить проведення регулярних технічних оглядів, контроль стану трубопроводів та обладнання, виконання діагностики за допомогою сучасних методів неруйнівного контролю, аналіз отриманих даних та підготовка висновків щодо стану системи. Також фахівці відповідають за планування і координацію робіт з очищення та профілактичного обслуговування магістральних трубопроводів, включаючи відновлення ділянки, підготовку робочих процедур та контроль дотримання нормативних вимог. Виконання цих функцій вимагає не лише технічних знань, але й аналітичного мислення, здатності прогнозувати розвиток дефектів та визначати оптимальні методи їх усунення. Це підкреслює тісний зв'язок між професійною підготовкою та ефективністю виробничих процесів, оскільки кваліфікований персонал здатний приймати своєчасні та обґрунтовані рішення, що знижують ризики аварій і підвищують безпеку транспортування газу.

Види діяльності інженерно-технічного персоналу охоплюють широкий спектр завдань, які можна умовно поділити на три основні напрямки: технічний контроль та діагностика, організаційне планування робіт та забезпечення безпеки експлуатації. Технічна діяльність включає виконання інструментальної діагностики магістральних трубопроводів, використання технологій внутрішнього очищення, контроль корозійних процесів, оцінку залишкового ресурсу труб та підготовку звітності за результатами обстежень. Організаційна діяльність пов'язана з плануванням профілактичних заходів, розподілом завдань між фахівцями, координацією роботи на різних ділянках магістральної мережі та забезпеченням виконання регламентів і нормативних документів. Безпекова діяльність включає контроль дотримання правил промислової безпеки, охорони праці, екологічних стандартів та заходів з попередження аварійних ситуацій, що забезпечує комплексний підхід до управління ризиками.

Вплив кваліфікації персоналу на ефективність технологічних процесів та безпечну експлуатацію обладнання є визначальним для стабільної роботи газотранспортного підприємства. Підготовлені фахівці здатні не лише

виконувати стандартні операції, а й приймати рішення у складних, нестандартних ситуаціях, моделювати розвиток дефектів та застосовувати сучасні методи контролю і діагностики, що підвищує точність оцінки технічного стану магістральних трубопроводів. Достатній рівень знань дозволяє мінімізувати вплив людського фактору на безпеку експлуатації та запобігати потенційним аварійним ситуаціям, знижуючи ризики втрат енергоносіїв і економічні збитки підприємства. Висококваліфікований персонал також сприяє впровадженню новітніх технологій очищення, цифрових систем моніторингу та прогнозування технічного стану трубопроводів, що дозволяє підвищити продуктивність та ефективність управління мережею магістральних газопроводів.

Підготовка інженерно-технічного персоналу повинна здійснюватися з урахуванням інтеграції теоретичних знань і практичних навичок. Теоретична підготовка включає вивчення конструкцій трубопроводів, матеріалознавства, фізико-хімічних процесів, що впливають на деградацію металу, методів аналізу дефектів, нормативних та технологічних документів. Практична підготовка повинна передбачати роботу на тренажерах та макетах, моделювання аварійних ситуацій, використання обладнання для внутрішнього очищення, неруйнівної діагностики, аналіз отриманих даних та розробку рекомендацій щодо профілактичного обслуговування. Такий комплексний підхід дозволяє сформувати компетентного фахівця, здатного ефективно виконувати свої функції в умовах реальної експлуатації магістральних трубопроводів та гарантувати безпеку й надійність процесів транспортування газу.

Отже, професійна підготовка персоналу газотранспортного підприємства є фундаментальним фактором забезпечення надійної та безпечної експлуатації магістральних трубопроводів. Вона забезпечує формування високих технічних, аналітичних та організаційних компетенцій, що дозволяють ефективно управляти процесами очищення та діагностики, своєчасно виявляти дефекти, зменшувати ризики аварій і підвищувати

загальну продуктивність підприємства. Впровадження системної та комплексної підготовки фахівців є ключовою умовою стабільної роботи газотранспортної інфраструктури, підвищення рівня безпеки та збереження ресурсів, а також розвитку професійних навичок, необхідних для сучасного технологічного середовища.

## **1.2 Сучасні виклики та проблеми експлуатації магістральних трубопроводів**

Експлуатація магістральних трубопроводів сьогодні стикається з численними технічними, організаційними та екологічними викликами, що визначають необхідність удосконалення процесів очищення та діагностики систем транспортування газу. Однією з основних проблем є старіння трубопровідної інфраструктури, яка була побудована десятки років тому і потребує постійного контролю та модернізації. Зношування металевих елементів, корозійні процеси, осідання ґрунту та зміни гідродинамічних характеристик магістралей підвищують ймовірність аварійних ситуацій. В умовах зростаючих вимог до безпеки та екологічних стандартів кожне відхилення від нормативних показників може мати серйозні наслідки для надійності системи та навколишнього середовища.

Старіння трубопровідної мережі супроводжується накопиченням різних видів дефектів, які утворюються внаслідок фізичного зносу, корозії та взаємодії з транспортованим середовищем. До типових дефектів належать тріщини, корозійні виїмки, піттинг, розшарування металу та локальні деформації. Крім того, внутрішня поверхня труб часто піддається забрудненню, що ускладнює пропускну здатність, створює додаткові гідравлічні опори та підвищує ймовірність виникнення аварійних ситуацій. Наявність внутрішніх відкладень, таких як сільові відкладення, оксиди металів та механічні частинки, може призводити до нерівномірного зносу труб, появи точкових дефектів і зниження ресурсу експлуатації. Ці фактори підкреслюють

критичну роль фахівців у контролі стану трубопроводів та своєчасному проведенні очищувальних робіт.

Ще одним важливим аспектом сучасних викликів є зростання вимог до безпеки експлуатації магістральних трубопроводів. Природний газ є вибухонебезпечним і легкозаймистим середовищем, що робить будь-які порушення у технічному стані трубопроводу потенційно критичними. Тому сучасні підприємства повинні впроваджувати комплексні системи моніторингу та діагностики, що дозволяють не лише виявляти дефекти на ранніх стадіях, а й прогнозувати їхній розвиток і наслідки для безпечної експлуатації. Підвищені вимоги до контролю передбачають використання методів неруйнівного контролю, в тому числі ультразвукової діагностики, магнітопорошкового та візуального огляду, а також застосування інтелектуальних систем моніторингу, які збирають і аналізують дані в режимі реального часу. Це дозволяє своєчасно виявляти критичні ділянки, коригувати графіки очищення і планувати профілактичні ремонти без ризику аварій.

У сучасних умовах особливо гостро стоїть проблема інтеграції різних технологій очищення та діагностики для комплексного контролю магістральних трубопроводів. Традиційні методи очищення, такі як механічне видалення відкладень за допомогою пігів, вже не забезпечують необхідного рівня надійності. Потреба у використанні сучасних технологій пов'язана із застосуванням інтелектуальних пігів, які оснащені датчиками дефектів, системами вимірювання товщини стінки труби та сенсорами для аналізу хімічного складу відкладень. Такі технології дозволяють не лише очищати трубу, але й отримувати детальну інформацію про стан її внутрішньої поверхні та передбачати термін наступного обслуговування. Впровадження цифрових методів аналізу даних дозволяє оптимізувати процеси очищення, скоротити час простоїв та зменшити витрати на ремонт.

Особливу увагу слід приділяти управлінню ризиками та плануванню профілактичних робіт. На сучасних газотранспортних підприємствах застосовуються підходи, що враховують ймовірність аварійних ситуацій та

їхні наслідки, що дозволяє визначати пріоритетні ділянки для очищення та діагностики. Це особливо важливо для довгих магістральних трубопроводів, де локальні дефекти на певних ділянках можуть стати джерелом глобальних проблем у роботі всієї системи. Врахування ризик-орієнтованого підходу підвищує ефективність використання ресурсів і дозволяє забезпечити баланс між безпекою, експлуатаційною надійністю та економічною ефективністю.

Таким чином, сучасні виклики у сфері експлуатації магістральних трубопроводів обумовлені поєднанням старіння інфраструктури, високих вимог до безпеки, ризиків виникнення аварій через дефекти та забруднення, а також необхідністю застосування сучасних технологій очищення та діагностики. Усвідомлення цих проблем підкреслює важливість системного підходу до професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, який повинен включати інтеграцію теоретичних знань, практичних навичок, технологічних інновацій та цифрових методів аналізу. Лише за умови комплексної підготовки персоналу можна гарантувати надійність і безпеку магістральних трубопроводів, знизити аварійність та оптимізувати процеси очищення та діагностики на підприємстві.

Врахування зазначених аспектів у процесі підготовки фахівців сприяє формуванню компетентностей, необхідних для ефективного виконання професійних обов'язків у реальних виробничих умовах, дозволяє застосовувати сучасні методи контролю, прогнозувати розвиток дефектів і забезпечувати безпечну експлуатацію магістральних трубопроводів. Науково-методичний підхід до вирішення проблем старіння інфраструктури, підвищення вимог до безпеки та впровадження новітніх технологій очищення та діагностики є запорукою підвищення надійності та ефективності газотранспортних систем у сучасних умовах.

### 1.3 Недоліки існуючої підготовки фахівців

Сучасна професійна підготовка фахівців газотранспортних підприємств, що займаються очищенням та діагностикою магістральних трубопроводів, стикається з низкою об'єктивних проблем, які знижують ефективність навчального процесу та впливають на рівень компетентності персоналу. Одним із головних недоліків є відсутність комплексних інтегрованих навчальних програм, які б поєднували теоретичну підготовку з практичними навичками роботи в реальних виробничих умовах. Багато існуючих курсів обмежуються окремими дисциплінами або лекційними заняттями, що не дозволяє слухачам сформувати цілісне уявлення про процеси очищення трубопроводів, діагностики дефектів та управління ризиками у складних технологічних системах. Відсутність комплексного підходу часто призводить до того, що фахівці не можуть оперативно застосовувати знання на практиці, що негативно впливає на безпеку та надійність експлуатації магістралей.

Ще одним значущим недоліком є обмежене використання сучасних цифрових технологій моніторингу та методів неруйнівного контролю у навчальному процесі. Сучасна практика експлуатації трубопроводів вимагає від персоналу навичок роботи з інтелектуальними пігами, системами збору та аналізу даних, сенсорними технологіями та програмним забезпеченням для прогнозування технічного стану обладнання. Проте традиційні навчальні програми часто не передбачають достатньої кількості практичних занять з використанням цифрових пристроїв та реальних вимірювальних систем, що створює розрив між теоретичними знаннями та практичними навичками. В результаті, фахівці недостатньо підготовлені до самостійного оцінювання стану трубопровідної інфраструктури та прийняття рішень у критичних ситуаціях.

Крім того, існуючі програми підготовки не завжди забезпечують розвиток аналітичних і технічних компетентностей персоналу на рівні, необхідному для роботи з сучасними технологіями діагностики. Використання

застарілих методів навчання та недостатній обсяг практичних вправ ускладнює формування навичок аналізу даних, прогнозування розвитку дефектів та оцінювання залишкового ресурсу трубопроводів. Аналітичні здібності, здатність швидко реагувати на нестандартні ситуації та інтегрувати різні джерела інформації є ключовими для забезпечення безпеки та надійності магістральних систем. Відсутність цілісної методики підготовки цих компетентностей створює ризики для ефективної експлуатації та підвищує ймовірність аварійних випадків.

Таким чином, існуючий стан підготовки фахівців характеризується трьома основними проблемами: відсутністю інтегрованих комплексних навчальних програм, обмеженим застосуванням цифрових систем моніторингу та методів неруйнівного контролю, а також недостатнім розвитком аналітичних і технічних навичок персоналу. Усвідомлення цих недоліків підкреслює необхідність перегляду методики професійного навчання та впровадження системного підходу до підготовки фахівців, який забезпечував би комплексне формування теоретичних знань, практичних умінь та цифрових компетентностей для ефективного управління процесами очищення і діагностики магістральних трубопроводів.

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

Сучасні вимоги до експлуатації магістральних трубопроводів, що включають очищення, діагностику та управління ризиками, обумовлюють необхідність впровадження системного підходу до професійної підготовки персоналу. Традиційні методи навчання, які базуються переважно на окремих лекційних курсах або фрагментарних практичних заняттях, не дозволяють формувати у фахівців цілісне розуміння технологічних процесів, безпечної експлуатації обладнання та управління потенційними ризиками. Системний підхід передбачає комплексне формування знань, умінь та навичок, інтеграцію

теоретичних і практичних аспектів діяльності та постійне оновлення навчального змісту з урахуванням новітніх технологій і стандартів.

Одним із ключових елементів системного підходу є розробка комплексних навчальних програм, що враховують технологічні, безпекові та аналітичні аспекти роботи магістральних трубопроводів. Такі програми повинні поєднувати вивчення будови і механізмів функціонування трубопроводів, принципів очищення та діагностики, з нормативними вимогами щодо охорони праці та промислової безпеки. Включення аналітичних блоків забезпечує розвиток навичок оцінки технічного стану обладнання, прогнозування дефектів та прийняття обґрунтованих рішень щодо планування ремонтів та профілактичних робіт.

Не менш важливим компонентом навчання є використання моделювання аварійних та нестандартних ситуацій. Практичне відпрацювання сценаріїв, що імітують відмови обладнання, порушення режимів роботи або екстремальні технологічні умови, дозволяє фахівцям набувати необхідного досвіду у прийнятті швидких і правильних рішень. Моделювання створює безпечне середовище для навчання, де слухачі можуть випробовувати різні підходи, оцінювати наслідки власних рішень та закріплювати практичні навички без ризику для реальної експлуатації трубопровідної системи.

Інтеграція знань з різних сфер діяльності є ще одним важливим елементом системного підходу. Фахівці повинні володіти знаннями не лише в галузі експлуатації та очищення трубопроводів, але й в охороні праці, промисловій безпеці та управлінні ризиками. Такий міждисциплінарний підхід дозволяє комплексно оцінювати ситуацію, визначати пріоритети при плануванні ремонтних та діагностичних робіт і забезпечувати безпечну експлуатацію обладнання на виробництві. Інтеграція знань також сприяє формуванню компетентностей, необхідних для взаємодії з різними підрозділами підприємства, обміну інформацією та колективного прийняття рішень.

Таким чином, системний підхід до професійної підготовки фахівців газотранспортних підприємств є необхідною умовою підвищення ефективності та безпеки експлуатації магістральних трубопроводів. Комплексні програми навчання, практичне моделювання аварійних ситуацій та інтеграція міждисциплінарних знань дозволяють створити висококваліфікований персонал, здатний забезпечувати надійну, безпечну та ефективну роботу трубопровідної системи, мінімізувати ризики аварій та оптимізувати технологічні процеси.

### **Висновки до розділу 1**

Аналіз актуальності професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства показав, що високий рівень кваліфікації персоналу є ключовим фактором забезпечення надійності та безпеки магістральних трубопроводів. Професійно підготовлений персонал здатний своєчасно виявляти дефекти та забруднення внутрішньої поверхні труб, оперативно реагувати на нестандартні та аварійні ситуації, а також ефективно застосовувати сучасні технології очищення і діагностики.

Сучасні виклики експлуатації магістральних трубопроводів, такі як старіння інфраструктури, підвищені вимоги до безпеки та ризики аварійних ситуацій, вимагають від інженерно-технічного персоналу глибоких технічних знань, аналітичних навичок та компетентностей у сфері управління ризиками. Недоліки існуючої системи підготовки, зокрема обмежене впровадження інтегрованих навчальних програм, недостатнє використання цифрових систем моніторингу та методів неруйнівного контролю, знижують ефективність процесів очищення та діагностики, що безпосередньо впливає на надійність експлуатації трубопроводів.

Необхідність системного підходу до професійної підготовки полягає у створенні комплексних програм навчання, які поєднують теоретичні знання та практичні навички, включають моделювання аварійних та нестандартних ситуацій, а також інтегрують знання з експлуатації трубопроводів, промислової безпеки та управління ризиками. Такий підхід забезпечує

формування компетентних фахівців, здатних підвищувати ефективність технологічних процесів і знижувати ймовірність аварійних ситуацій.

Отже, підвищення кваліфікації фахівців газотранспортного підприємства є необхідною умовою удосконалення процесів очищення та діагностики магістральних трубопроводів. Системна, практично орієнтована підготовка дозволяє забезпечити безпечну експлуатацію трубопроводів, підвищити надійність інфраструктури та ефективність технологічних процесів, що має безпосередній вплив на стабільність роботи підприємства в умовах сучасних викликів нафто- та газотранспортної галузі.

## РОЗДІЛ 2

### УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ОЧИЩЕННЯ ТА ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Магістральні трубопроводи відіграють ключову роль у забезпеченні енергетичної безпеки держави, стабільності постачання нафти та газу, а також у функціонуванні промислових об'єктів. Більшість трубопровідних систем в Україні експлуатуються понад кілька десятиліть, що зумовлює їхню фізичну та технічну зношеність. У зв'язку з цим виникає нагальна потреба в удосконаленні процесів очищення та діагностики, які дозволяють своєчасно виявляти дефекти, запобігати аваріям і продовжувати термін служби обладнання.

Сучасні методи діагностики, зокрема інтелектуальний піггінг, ультразвуковий контроль, магнітопорошковий та капілярний аналіз, забезпечують високу точність виявлення внутрішніх пошкоджень, корозії та тріщин. Водночас ефективне очищення трубопроводів від осадів, парафінів і механічних забруднень сприяє зниженню гідравлічних втрат, підвищенню продуктивності системи та зменшенню ризику екологічних катастроф.

Удосконалення цих процесів є не лише технічно доцільним, але й економічно вигідним: воно дозволяє оптимізувати витрати на ремонт, зменшити втрати енергоносіїв та забезпечити відповідність міжнародним стандартам безпеки. В умовах інтеграції України до європейського енергетичного простору, модернізація систем контролю та очищення магістральних трубопроводів є стратегічно важливим завданням.

Основним оператором магістральних нафтопроводів в Україні є акціонерне товариство (АТ) "Укртранснафта".

Компанія «Укртранснафта» була заснована у 2001 році на базі об'єднання двох державних підприємств: «Магістральні нафтопроводи „Дружба“» та «Придніпровські магістральні нафтопроводи». Вона є

дочірньою структурою НАК «Нафтогаз України», газотранспортної компанії, яка має 100% акцій.

АТ "Укртранснафта" забезпечує:

- транспортування нафти територією України;
- транзитні поставки до країн Східної та Центральної Європи;
- зберігання нафти у резервуарах;
- технічне обслуговування нафтотранспортної інфраструктури.

АТ "Укртранснафта" має такі технічні характеристики:

- протяжність нафтопроводів: близько 3850 км;
- кількість нафтоперекачувальних станцій: 39;
- пропускна спроможність: до 100 млн. тон нафти на рік;
- резервуарний парк: близько 800 тис. м<sup>3</sup>.

Компанія також бере участь у міжнародних проектах, таких як нафтопровід Одеса-Броди та спільне підприємство «Сарматія» з польською PERN Przyjazn, спрямоване на розширення маршрутів постачання каспійської нафти до Європи.

## **2.1 Технологічні рішення**

Камера пуску засобів очищення та діагностики магістрального нафтопроводу призначена для запуску очисних пристроїв, внутрішньотрубних інспекційних снарядів, роздільників та інших потокових засобів до магістральних нафтопроводів, що вимагають за умовами експлуатації пропуску згаданих засобів

З метою проведення очищення та діагностики ділянки магістрального нафтопроводу від парафінових відкладень та подальшого проведення діагностики із застосуванням модернізованих ЗОД більшого розміру, передбачено реконструкцію існуючих ненормативних КПП ЗОД. Ухвалені проектом рішення відповідають вимогам нормативної документації.

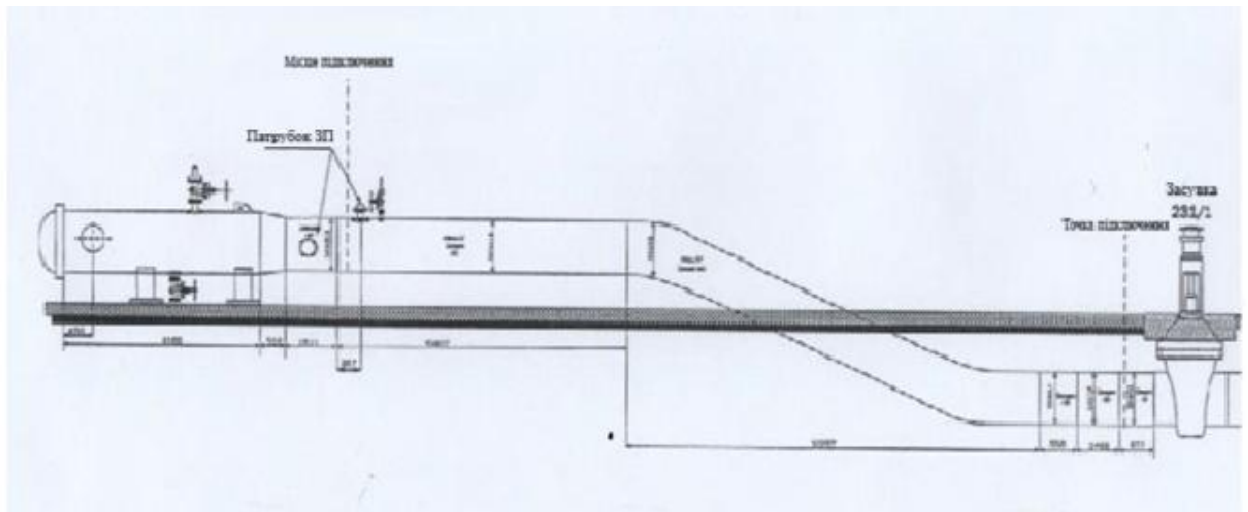


Рис. 2.1 Технологічна схема різання камери запуску ЗОД

Розглянемо трубопровід, який є об'єктом транспортної інфраструктури і є небезпечним виробничим об'єктом. Рівень відповідальності споруди – I (підвищений).

Цей магістральний трубопровід має DN 500 відноситься до класу III за СП 36.13330.2012. Категорія трубопроводу III за табл.2 СП 36.13330.2012. Категорія ділянки нафтопроводу I за п.14 табл.3 СП 36.13330.2012. [4]

Категорія зовнішніх установок камер пуску, прийому ЗОД із вибухопожежної та пожежної безпеки за СП 12.13130.2009 – АН. [5]

Над фланцевим роз'ємом корпусу засувок вибухонебезпечна зона класу 2 за ГОСТ 30852.9-2002 обмежена півкулею радіусом 3 м. Над затвором і патрубком для установки запасувального пристрою камер пуску та прийому ЗОД вибухонебезпечна зона класу 2 за ГОСТ 30852.9-20

Приміщень із постійним перебуванням людей на території КПП ЗОД не передбачено.

Проектний робочий тиск на виході трубопроводу – 4,13 МПа.

Проектний робочий тиск для проведення гідровипробувань трубопроводів обв'язування КПП ЗОД відповідно до РД-75.180.00-КТН-106-18 становить 6,3 МПа.

Труби діаметром 530 мм на технологічних трубопроводах прийняті за ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Труби діаметром від 530 до 1220 мм. Загальні технічні вимоги», другого рівня якості класу міцності K56. Вимоги до основного металу труб вказані у ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

Механічні характеристики труб із сталі класу міцності K56:

- Мінімальне значення тимчасового опору розриву  $550 \text{ Н/мм}^2$ ;
- Мінімальне значення межі плинності  $410 \text{ Н/мм}^2$ .

Деталі трубопроводів великого діаметра прийнято за ОТТ-23.040.00-КТН-105-14 «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Сполучні деталі діаметром від 530 до 1220 мм. Загальні технічні вимоги», другого рівня якості класу міцності K56.

Труби діаметром 159, 325мм для дренажних трубопроводів, трубопроводів відведення та підведення нафти прийняті за ОТТ-23.040.00-КТН-134-15 «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Труби діаметром від 159 до 530 мм. Загальні технічні вимоги» із сталі класу міцності K48. Деталі малого діаметра для цих трубопроводів прийнято за ОТТ-23.040.00-КТН-104-14 «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Сполучні деталі діаметром від 159 до 426 мм. Загальні технічні вимоги» із сталі класу міцності K48.

Механічні характеристики труб із сталі класу міцності K48:

- мінімальне значення тимчасового опору розриву  $470 \text{ Н/мм}^2$ ;
- мінімальне значення межі плинності  $265 \text{ Н/мм}^2$ .

231 км камера пуску ЗОД о.н. - монтаж трійника ТШС 530x219 K56 укомплектованого патрубком, фланцем та заглушкою (шип-паз) ОМ 219. Монтаж відводів ГО (гарячого гнуптя), клас міцності K56, радіус вигину не менше 5 ОМ, ОМ 530, (2 шт.) за результатами геодезичної зйомки з урахуванням мінімальної відстані від камери затвора до патрубка запасувального пристрою не менше 9200 мм.

Необхідно передбачити застосування прямошовної труби (для виготовлення катушок) класом міцності K56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 «Труби нафтопровідні великого діаметру. Загальні технічні вимоги» в заводській ізоляції тип, товщину прийняти за ОТТ-25.220.60-КТН-103-15 Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Заводське поліетиленове покриття труб. Загальні технічні вимоги.

Обов'язковим є забезпечення виконання вимог нормативних документів, зокрема РД-35.240.50-КТН-109-17 Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Автоматизація та телемеханізація технологічного обладнання майданчикових та лінійних об'єктів. Основні положення, РД-75.180.00-КТН-106-18 Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Норми проектування вузлів пуску, пропуску та прийому засобів очищення та діагностики магістральних нафтопроводів та нафтопродуктопроводів, ОТТ-75.180.00-КТН-370-09, ТПР-23.040.00-КТН-007(008)-11:

Роботи з реконструкції виконуватимуть у наступній послідовності:

- проведення попередніх гідравлічних випробувань труб для виготовлення катушок;
- збирання на монтажному майданчику з труб і деталей проектні трубні вузли, виконання контролю зварних стиків, випробування гідравлічним способом. Патрубки газоповітряної лінії і дренажні патрубки врізаються в катушку до зварювання катушки в проектний трубний вузол, також збирають патрубків запасувального пристрою;
- зупинка перекачування нафти ділянкою нафтопроводу, що підлягає ремонту і закрити засувки, що відключають. Перекачування виконують по паралельній нитці;
- розробка котловану;
- випорожнення ділянки нафтопроводу відкачуванням нафти в нафтозбиральник АКН-10 через відкритий затвор камери запуску, в т.ч. й ділянку за засувкою у бік підводного переходу, закриття засувки;

- виконання різів трубопроводу труборізними машинами безвогневою різкою;
- демонтаж на брівку траншеї трубних вузлів з дефектними секціями;
- виконання очищення внутрішньої порожнини трубопроводу з подальшою герметизацією пристроєм ПЗП з боку камери та глиною з боку засувки. Герметизування дренажних трубопроводів виконують глиняними тампонами;
- монтаж зібраного та випробуваного проектного вузлу у проектне положення;
- монтаж котушок, що замикають, гарантійними стиками;
- виконання контролю якості зварних стиків;
- виконання антикорозійної ізоляції;
- виконання зворотного засипання котловану з ущільненням ґрунту в пазухах, виконання розрівнювання ґрунту в зоні виконання робіт з прибиранням будівельного сміття.

Роботи необхідно здійснювати на звільненій від нафти ділянці, що ремонтується. Роботи виконувати без зупинки перекачування нафти. Передбачено перекачування по паралельній нитці трубопроводу.

Відповідно до РД-75.180.00-КТН-106-18 проектний робочий тиск у трубопроводі під час проведення гідравлічних випробувань приймається рівним 6,3 МПа.

Категорія зони виконання робіт із розкриттям порожнини нафтопроводу з вибухопожежонебезпеки відповідно до СП 12.13130.2009 — АН.

Категорія та група вибухонебезпечної суміші ПАТЗ за ГОСТ 30852.0 - 2002.

Клас зони з вибухонебезпечності у зоні виконання робіт із розкриттям порожнини нафтопроводу згідно з ПУЕ — В-1г, згідно з ГОСТ 30852.9-2002 - 2.

Проектом передбачено врізання патрубків газоповітряних ліній ОМ 50 з установкою кульових кранів ОМ 50 РМ 6,3 МПа, врізання патрубків

дренажних трубопроводів ОМ 150 та ОМ 100 з установкою клинових засувок з ручним керуванням РМ 6.3 МПа, монтаж ділянок дренажних трубопроводів, пристрій патрубків для запасування діагностичних та очисних пристроїв.

Дренажні трубопроводи категоруються за «Рекомендацією з улаштування та безпечної експлуатації технологічних трубопроводів»: трубопроводи групи Б(б) категорія 1 — проектний робочий тиск 6,3 МПа.

Прийняті в проекті організаційно-технологічні рішення відповідають вимогам нормативної бази.

Трубопроводи підведення та відведення нафти проектом передбачені з труби 325x7,0-K48-2-1, АКП тип 1 відповідно до вимог РД-75.180.00-КТН-106-18.

Після зварювання поперечних кільцевих зварних стиків необхідно провести візуально-вимірвальний, ультразвуковий та радіографічний контроль якості зварних з'єднань обсягом 100 %. Якість зварних з'єднань, що виявляється за результатами неруйнівного контролю фізичними методами, має відповідати вимогам РД-25.160.10-КТН-016-15.

Неруйнівний контроль зварних стиків врізання патрубків у трубопровід, зварних швів приварювання підсилювальних накладок до трубопроводу проводять в обсязі:

- візуально-вимірвальний контроль обсягом 100%;
- ультразвуковий контроль обсягом 100%;
- капілярний контроль (ПВК) обсягом 100%.

Крім того, зварний шов приварювання бобишки повинен бути перевірений надлишковим тиском.

Біля шовної зони основного металу труби, що примикає до кільцевого шва зварних з'єднувальних з'єднань підсилюючих накладок, на відстані 50 мм повинна бути перевірена на відсутність дефектів в обсязі:

- візуально-вимірвальний контроль обсягом 100%;
- ультразвуковий контроль обсягом 100%;
- капілярний контроль (ПВК) обсягом 100%.

Проектом передбачено проведення таких робіт:

- розробка котловану;
- вирізка катушки КПП ЗОД
- монтаж катушки та трійника;
- зворотне засипання котловану;
- електропостачання технологічного обладнання майданчика камер пуску та прийому ЗОД;
- побудову заземлення та блискавкозахисту.

## **2.2 Земляні роботи**

### **2.2.1 Порядок організації земляних робіт**

Земляні роботи повинні проводитись відповідно до вимог СП 45.13330.2012, РД-13.110.00-КТН-031-18, ОР-23.040.00-КТН-128-15, ВСН 31-81, РД 39-9014 ОР-13.100.00-КТН-082-18, ОР-13.100.00-КТН-030-12.

До складу земляних робіт входять:

- оформлення дозвільних документів на виконання робіт в охоронній зоні МН та інших інженерних комунікацій, що знаходяться в одному технічному коридорі або перетинаються з МН, підписаного представниками експлуатуючих організацій;
- позначення розпізнавальними знаками траси нафтопроводів та інших підземних комунікацій у даному технічному коридорі;
- підготовка майданчика для виконання робіт, допоміжних майданчиків:
- будова проїздів для руху техніки не ближче 10 м до осі МН;
- облаштування переїздів із твердим покриттям через МН, позначення їх знаками;
- розробка та облаштування ремонтного котловану, у т.ч. для врізання вантузів, технологічних отворів;
- планування землі на трасі проходження тимчасових трубопроводів для відкачування нафти (за потреби);

- зворотне засипання (після виконання робіт) ремонтного котловану;
- рекультивация земель (після виконання робіт) на місці виконання ремонтних робіт.

#### Технологічні рішення

До початку земляних робіт ОСТ повинна встановити розпізнавальні знаки на вісь проходження вузла нафтопроводу, що замінюється, в місцях перетинів з підземними комунікаціями, штучними і природними перешкодами, на вісь комунікацій, що потрапляють в зону виконання робіт, у вершинах кутів поворотів, у місцях розташування зварних.

Позначення траси проводиться у межах виконання робіт (рухи техніки, розтину нафтопроводу тощо. буд.). Розпізнавальні знаки встановлюються в умовах обмеженої видимості - через 25 м. Місця розташування підземних споруд сторонніх підприємств повинні бути позначені знаками через кожні 10 м на прямих ділянках траси, у всіх точок відхилень від прямолінійної осі траси більш ніж на 0,5 м, на всіх поворотах траси, а також. Крім того, розпізнавальні знаки встановлюються у небезпечних місцях.

Розпізнавальні знаки мають бути встановлені на висоті від 1,5 до 2 м від поверхні землі (снігу взимку).

Написи на щиті-показчика повинні бути виконані та забарвлені відповідно до РД-01.120.00-КТН-186-16 (підрозділ 15).

Розробку ґрунту в проектній документації передбачено механізованим способом та вручну.

Забороняється розробка ґрунту механізованим способом на відстані менше 2 м по горизонталі і 1 м по вертикалі від комунікації в місцях перетину діючих підземних комунікацій, на відстані менше 1 м по горизонталі вздовж осі трубопроводу і 0,5 м по вертикалі від зварних приєднань (відповідно до надання несанкціоновані врізки, чопики, бобишки, катодні висновки, відводи для приладів КВП) і трубної арматури.

Роботи по реалізації технологічних рішень повинні виконуватись у присутності представників власників комунікацій. Відвал ґрунту на діючі комунікації не допускається.

При виявленні на місці розробки ґрунту підземних споруд, не зазначених у робочих кресленнях, роботи мають бути негайно призупинені до з'ясування власників комунікацій та узгодження з ними порядку виконання робіт.

### **2.2.2 Розробка та облаштування котловану**

Виробництво земляних робіт з розкриття нафтопроводу повинно виконуватися за нарядами-допусками та вимогами, зазначеними в ППР. Розробка котловану має здійснюватися екскаватором. Для запобігання пошкодженню МТ ковшем екскаватора мінімальна відстань між утворюючим МТ і ковшем екскаватора повинна бути не менше 0,5 м. Розробку ґрунту, що залишився, слід проводити вручну, не допускаючи ударів по трубі.

Відвал ґрунту, витягнутого з котловану, для запобігання падінню шматків ґрунту в котлован повинен знаходитися на відстані не менше 1 м від краю котловану. Валуні, каміння та інші негабаритні включення повинні бути або зруйновані, або видалені за межі робочого майданчика.

Контроль за станом укосів та ґрунту на брівці котловану повинен вестись постійно. Ця вимога має бути внесена до ППР та зазначена нарядами-допусками.

### **2.2.3 Засипання котловану**

Після завершення робіт провадиться процес відновлення земель, який включає:

- засипання ремонтного котловану мінеральним ґрунтом;
- рекультивацію земель.

Виробництво земляних робіт із засипання нафтопроводу має виконуватися за нарядами-допусками та вимогами, зазначеними у ППР.

Перед засипанням ремонтного котловану необхідно виконати обсіпання МТ м'яким ґрунтом, товщиною не менше 20 см, зробити підбивання та трамбування ґрунту вручну.

Остаточне засипання нафтопроводу проводиться ґрунтом із відвалу.

Засипка трубопроводу з урахуванням рекультивації ґрунту повинна бути виконана з утворенням валика заввишки до 20 см. По ширині валик повинен перекривати ремонтний котлован не менше ніж на 0,5 м у кожену сторону від його меж.

Під час проведення земляних робіт забороняється:

- проводити роботи без оформлення дозвільних документів відповідно до вимог нормативних документів, зазначених у 6.1.1, розділ РД-23.040.00-КТН-064-18;

- розпочинати та проводити роботи без наявності сталого двостороннього зв'язку з оператором НПС, диспетчером РНУ;

- розпочинати та проводити земляні роботи без особи, відповідальної за виконання робіт;

- розпочинати та проводити роботи за відсутності на місці виконання робіт особи, відповідальної за контроль при виконанні робіт, відповідно до вимог ОР-13.100.00-КТН-030-12;

- проводити роботи в котловані без осіб, що страхують, що знаходяться на брівці котловану;

- перебувати людям ближче 5 м від зони максимального руху ковша працюючого екскаватора;

- проводити роботи за відсутності огорож та знаків безпеки, у нічний час світлових сигналів у місцях переходу людей та проїзду транспортних засобів;

- проїзд техніки з брівки котловану, траншеї;

- висувати ніж відвалу бульдозера за брівку укусу;

- перебувати людям у котловані, траншеї з появою поздовжніх тріщин у стінках.

### **2.3 Відкачування нафти із заміної ділянки**

Відкачування нафти з камери пуску ЗОД здійснюється через відкритий затвор камери пуску нарощеними рукавами до засувки, що відсікає, і за нею в нафтозбірник АКН-10 з подальшим зливом в підземну дренажну ємність на території камери і розгойдуванням в нафтопрвід.

Звільнення ділянки МН провадиться згідно з РД-75.180.00-КТН-227-16.

При виконанні робіт зі звільнення нафтопроводу пересувними агрегатами, що відкачують, повинні виконуватися такі вимоги до розміщення техніки та обладнання на підготовлених майданчиках:

При виконанні робіт з відкачування (довідкачуванням) нафти має бути організований безперервний контроль повітряного середовища на загазованість у безпосередній близькості від працюючих ПНУ відповідно до вимог ОР-13.040.00-КТН-006-12. Для безперервного контролю повітряного середовища повинні застосовуватись індивідуальні газоаналізатори-сигналізатори, штатні сигналізатори загазованості вакуумних автоцистерн.

Усі виконавці робіт з наряду-допуску на газонебезпечні роботи мають бути забезпечені індивідуальними — газоаналізаторами-сигналізаторами. При досягненні концентрації газоповітряного середовища рівня ПДВК у безпосередній близькості від працюючих двигунів внутрішнього згорання ПНУ, вакуумного нафтозбірника особа, відповідальна за проведення робіт, негайно припиняє роботу з відкачування (довідкачування) нафти, технічні засоби повинні бути вимкнені (відключені), виконавці повинні бути виведені з місця зниження рівня нижче ГДК.

Відкачування нафти з КПП ЗОД здійснюється через відкритий затвор камери нарощеними рукавами до засувки, що відсікає, в нафтозбірник АКН-10 з подальшим вивозом на НПС.

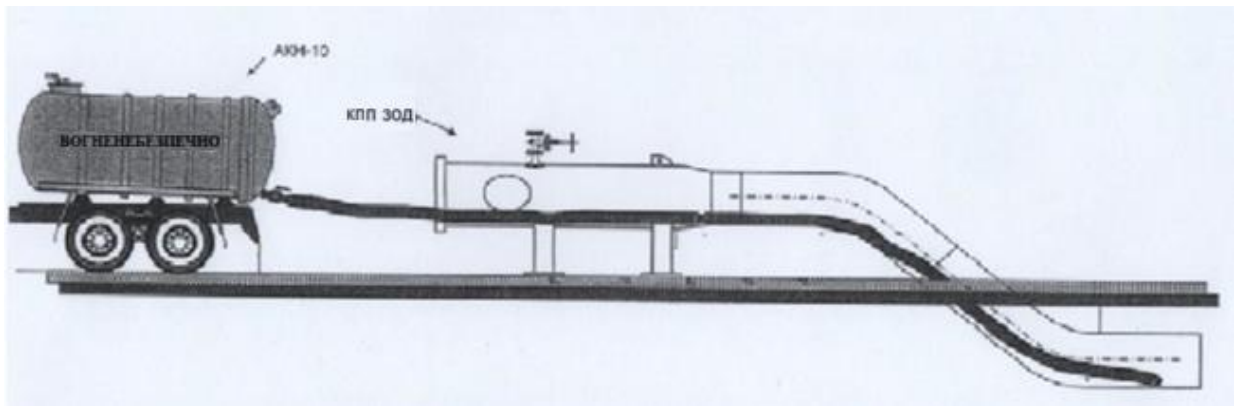


Рис.2.2 Схема відкачування нафти з КПП ЗОД

#### 2.4 Зварювально-монтажні (демонтажні) роботи

Все зварювальне обладнання повинне бути атестоване відповідно до вимог РД 03-614-03 «Порядок застосування зварювального обладнання при виготовленні, монтажі, ремонті та реконструкції технічних пристроїв для небезпечних виробничих об'єктів» та РД-03.120.10-КТН-007-16 «Магістральний трубопровід. Атестація зварювального виробництва на об'єктах».

Усі зварювальні матеріали повинні бути атестовані відповідно до вимог РД 03-613-03 «Порядок застосування зварювальних матеріалів під час виготовлення, монтажу, ремонту та реконструкції технічних пристроїв для небезпечних виробничих об'єктів» та РД-03.120.10-КТН-007-16.

Технології зварювання, що застосовуються, повинні бути атестовані відповідно до вимог РД 03-615-03 «Порядок застосування зварювальних технологій при виготовленні, монтажі, ремонті та реконструкції технічних пристроїв для небезпечних виробничих об'єктів» та РД-03.120.10-КТН-007-16.

При зварюванні слід використовувати керовані джерела зварювального струму та зварювальні агрегати, передбачені РД-25.160.00-КТН-037-14

«Зварювання під час будівництва та капітального ремонту магістральних нафтопроводів».

Джерела зварювального струму мають бути атестовані відповідно до вимог РД 03-614-03 «Порядок застосування зварювального обладнання при виготовленні, монтажі, ремонті та реконструкції технічних пристроїв для небезпечних виробничих об'єктів» та РД-03.120.10-КТН-007-16 «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Атестація зварювального виробництва на об'єктах» та дозволені до застосування згідно з ОТТ-25.160.00-КТН-010-16 «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Обладнання та матеріали зварювальні. Загальні технічні вимоги».

У процесі підготовки до зварювання необхідно:

- очистити внутрішню порожнину труб і деталей трубопроводів від ґрунту, що потрапив, снігу тощо забруднень, а також механічно очистити до металевого блиску кромки і прилеглі до них внутрішню і зовнішню поверхні труб, деталей трубопроводів, патрубків запірної арматури на ширину не менше 15 мм;

- оглянути торці запірної арматури та труб. (перехідних кілець, перехідних катушок) Внутрішня поверхня засувки та зворотних клапанів перед початком робіт повинна бути захищена від попадання бруду, бризок металу, окалини, шлаку та інших предметів згідно з рекомендаціями підприємства-виробника;

- оглянути поверхні кромки елементів, що зварюються. Усунути шліфуванням на зовнішній поверхні неізолюваних торців труб або перехідних кілець подряпини, ризики, задираки глибиною до 5 % від нормативної товщини стінки;

- видалити посилення зовнішніх заводських поздовжніх та спіральних швів до величини від 0 до 0,5 мм на ділянці шириною 15 мм від торця труби.

У табл. 2.1 наведено вимоги до кількості та протяжності прихваток.



Таблиця 2.1

## Вимоги до кількості та протяжності прихваток

№ з/п	Діаметр елементів, що стикуються, мм	Мінімальна кількість прихваток, од.	Довжина прихваток, мм
1	1066 і більше	4	від 150 до 200
2	від 720 до 1067 включно	4	від 100 до 150
3	від 426 включно до 719 включно	3	від 60 до 100
4	від 219 включно до 425	3	від 40 до 60
5	від 159 включно до 218	2	від 30 до 50
6	від 57 до 158	2	від 10 до 15
7	менше 56 включно	1	Не більше 1/3 кола

Операційний контроль зварних стиків трубопроводів виконується такими способами:

- систематичним операційним контролем, здійснюваним у процесі збирання та зварювання трубопроводів;
- візуальним оглядом та обміром зварних з'єднань;
- перевіркою зварних швів неруйнівними методами контролю;

Після виконання зварювальних робіт провести візуально-вимірвальний, ультразвуковий та радіографічний контроль якості зварних з'єднань обсягом 100 %. Якість зварних з'єднань, що виявляється за наслідками неруйнівного контролю фізичними методами, має відповідати вимогам РД-25.160.10-КТН-016-15.

## 2.5 Загальнобудівельні роботи

### 2.5.1 Захист від корозії будівельних конструкцій

Захист сталевих будівельних конструкцій від корозії проводити відповідно до вимог СП 28.13330.2017 "Захист будівельних конструкцій від корозії. Актуалізована редакція СНіП 2.03.11-85", ГОСТ 9.402-2004 "Єдина система захисту металевих поверхонь до фарбування" та матеріалами, дозволеними до застосування".

Технологічний процес захисту металоконструкцій від корозії на будмайданчику включає наступні операції:

1. Підготовка поверхні (очищення поверхні металоконструкції від оксидів, механічних, жирових та інших забруднень). Поверхня має бути сухою, попередньо очищеною від пилу, бруду, жиру, іржі, окалини, старого лакофарбового покриття. Раніше пофарбовані поверхні очистити від забруднень, видалити фарбу, що слабо тримається, металевими щітками, видалити пил, знежирити розчинником.

2. Нанесення шарів ґрунтовки. Ґрунт наносити у два шари пензлем, валиком.

3. Контроль якості виконуваних робіт.

### 2.5.2 Гідравлічні випробування на міцність та герметичність

Трубопровідна обв'язка із підключеним технологічним обладнанням вузлів КПП ЗОД піддається випробуванню на міцність та перевірці на герметичність. Випробування трубопровідної обв'язки вузлів КПП ЗОД проводять гідравлічним способом на міцність та герметичність у два етапи.

На 1 етапі трубопроводи піддають гідравлічному випробуванню спільно з камерою тиском у верхній точці  $1,25 P_{роб}$ , у будь-якій точці - не більше найменшого з  $P_{роб}$  на трубу, арматуру, деталі та обладнання протягом 24 годин.

На 2 етапі відбувається випробування трубопроводів та обладнання дренажної та газоповітряної ліній.

До проведення гідравлічного випробування камери приймання-пуску, до встановлення заглушок внутрішня порожнина трубопроводів має бути продута повітрям для очищення трубопроводів від окалини, а також трубопроводів ґрунту, що випадково потрапили при будівництві, і різних предметів.

Гідравлічні випробування виконуються етапами:

1. Випробування змонтованих камер із технологічними трубопроводами обв'язки до приєднання до магістрального нафтопроводу.

2. Випробування на міцність виконуються тиском, найменшим із заводських випробувальних тисків обладнання (камер), арматури, труб, деталей. Найменший заводський випробувальний тиск для арматури складає 9,45 МПа. Тривалість випробування на міцність 24 години.

3. Випробування на герметичність виконуються тиском 6,3 МПа відповідно до вимог РД-75.180.00-КТН-106-18. Тривалість випробування на герметичність становить час, необхідне огляду, але з менше 12 годин [3].

## **2.6 Модернізація існуючих КПП ЗОД**

На даний момент через запровадження нових стандартів, що пред'являються до пристрою КПП ЗОД, а також постійному розвитку та модернізації засобів очищення та діагностики, багато камер стають ненормативними та потребують реконструкції. Так як процес реконструкції вимагає багато часу і фінансування, і проводити її одноразово на всіх ділянках неможливо, пропонується проектування і спорудження тимчасових конструкцій, для подовження робочої зони КПП ЗОД. Дані конструкції дозволять проводити очищення та діагностику на ділянках МН з ненормативними камерами без проведення їхньої глобальної реконструкції.

Пропонується зробити по одному комплекту тимчасових конструкцій на кожних діаметр труби, які обслуговує підприємство.

З метою проведення очищення ділянки магістрального нафтопроводу від парафінових відкладень та подальшого проведення діагностики з використанням оновлених внутрішньотрубних інспекційних приладів пропонується модернізація існуючих КПП ЗОД шляхом застосування тимчасових конструкцій для збільшення робочої зони КПП ЗОД.

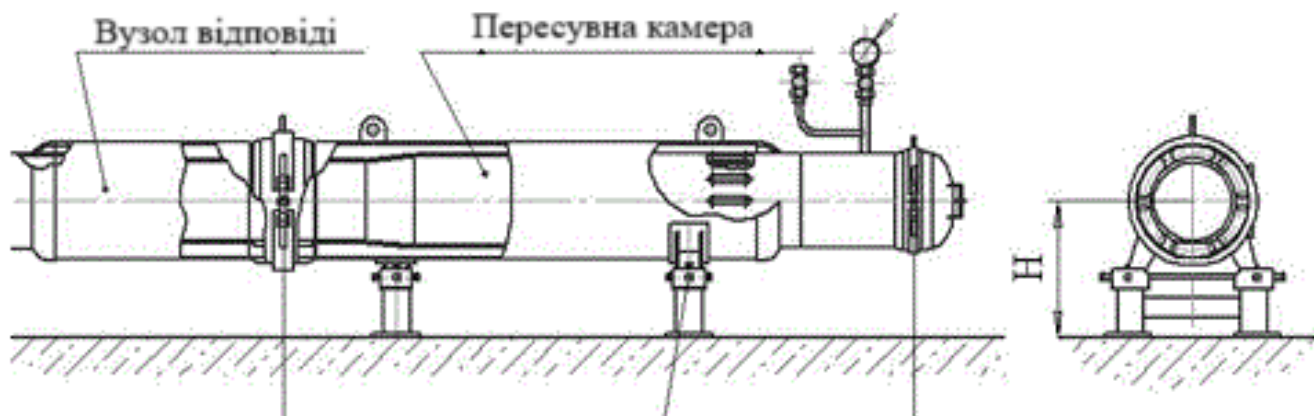


Рис. 2.3 Схема тимчасової конструкції

Дана технологічна схема забезпечить можливість проведення очищення та діагностики із застосуванням оновлених усередині інспекційних приладів на ділянках МН із застарілими КПП ЗОД без проведення масштабної реконструкції. Мобільність тимчасових пристроїв дозволить застосовувати їх на різних діагностованих ділянках МН.

Для використання тимчасової конструкції демонтується штатний лоток і на його місце встановлюють тимчасову конструкцію збільшення робочої зони КПП ЗОД, з допомогою опори рейкового типу. Зовнішній вид опори лотка для прийому ЗОД показано на рис. 2.4.



Рис. 2.4 Опора лотка для прийому ЗОД

Зі штатного затвора демонтується кришка затвора і тимчасова конструкція приєднується до КПП ЗОД, притягується хомутами затвора камери. Схему затвора КПП ЗОД показано на рис. 2.5.

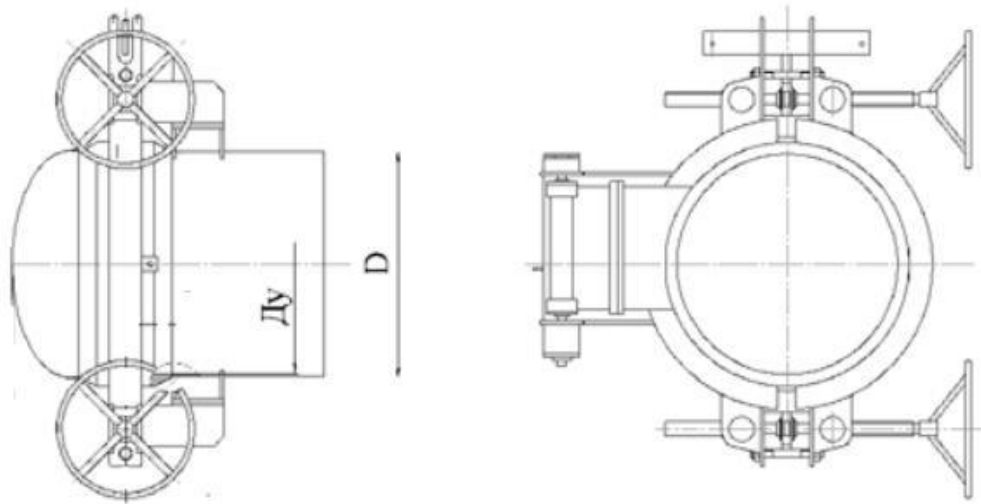


Рис. 2.5 Схема затвора КПП ЗОД

На лицьовій стороні тимчасова конструкція має стандартний затвор, такий же як застосовується на КПП ЗОД. Торцева сторона, що з'єднується зі штатною КПП ЗОД має ідентичну побудову з частиною відповіді, і паз з ущільнювальною гумою.

Опорою для тимчасової конструкції пропонується використовувати рейкову основу, ідентичну основи штатного лотка, та встановлювати конструкцію на місце штатного лотка.

Для зливу та наливу КПП ЗОД на тимчасовій конструкції передбачено патрубков зі зворотним фланцем, на який монтується клинова засувка з робочим тиском 6,3 МПа, для зливу-наливу нафти через шланг високого тиску, який у свою чергу з'єднуватиметься з існуючим дренажним відведенням D159, на який пропонується монтувати трійник із засувкою зі зворотним фланцем.

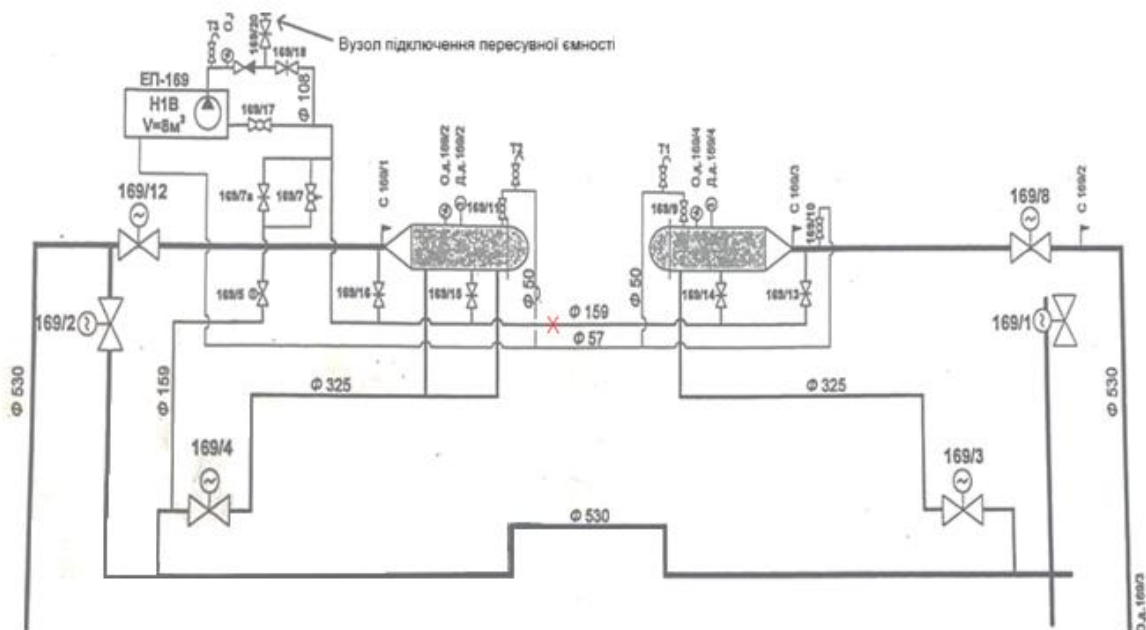


Рис. 2.6 Схема вузла КПП ЗОД

На часовій конструкції також передбачається патрубок для встановлення манометра.

Орієнтовний віст конструкції довжиною 3100 мм, виготовленої з марки сталі 09Г2с, з товщиною стінки 15мм та щільністю сталі та зовнішнім діаметром 630 мм складе 1100 кг. Об'єм внутрішньої порожнини 0.87 м<sup>3</sup>. При щільності нафти 810 кг/м<sup>3</sup> її вага становитиме приблизно 710 кг. Загальна маса тимчасової конструкції заповненою нафтою становитиме приблизно 1900 кг.

## **2.7 Заходи щодо забезпечення контролю якості будівельних та монтажних робіт**

### **2.7.1 Пропозиції щодо забезпечення контролю якості будівельних та монтажних робіт, а також обладнання, конструкцій та матеріалів, що постачають на майданчик та монтують**

Будівельний контроль здійснюється відділом будівельно-монтажних робіт (БМР) підприємства після проходження організаціями процедури допуску до виконання робіт відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Будівельний контроль за якістю виконання робіт на об'єктах підприємства здійснюється протягом усього періоду виконання робіт на підставі договорів (контрактів) між Замовником та регіональним органом будівельного контролю (органом БК).

Регіональний орган будівельного контролю - підрозділ (філія або ділянка) органу БК, що здійснює будівельний контроль на об'єкті.

Контроль якості ремонтних робіт включає:

- виробничий контроль - виконується власними силами Замовника;
- будівельний контроль - регіональним органом БК.

Органи БК повинні відповідати таким вимогам:

- мати статус юридичної особи та відповідне свідоцтво про допуск, що видається саморегульованою організацією;
- мають бути укомплектовані персоналом, який пройшов навчання, атестацію та сертифікацію в установленому порядку, а також перевірку знань

проектної документації до комісії Замовника із залученням представників проектної організації;

— мати та застосовувати повірене обладнання та засоби інструментального контролю за своїми технічними характеристиками не нижче, ніж в організації, що виконує роботи.

Органи БК здійснюють такі види діяльності:

- узгодження розроблених будівельним підрядником «Технологічних карт контролю видів та етапів БМР на об'єктах ОСТ» (не пізніше, ніж за 7 робочих днів до початку робіт на об'єкті);

- участь у комісії з проведення вхідного контролю якості матеріалів, виробів та обладнання, що надходять на об'єкти;

- перевірка відповідності процесу виконання робіт, якості робіт та виявлення відхилень та невідповідностей вимогам проекту та НТД;

- здійснення поетапного приймання виконаних робіт з видачею дозволу на провадження кожного передбаченого проектом виду робіт;

- здійснення приймання прихованих робіт з оформленням документації та відповідних дозволів;

- проведення в рамках будівельного контролю суцільного або вибіркового контролю якості робіт з будівництва з використанням візуального, інструментальних та фізичних методів контролю;

- підтвердження обсягів та якості робіт, виконаних силами відділу БМР з будівництва, відповідно до вимог проекту та НТД;

- перевірка наявності погодження Замовником змін, що вносяться до проекту;

- участь у роботі робочих та приймальних комісій.

Орган БК протягом усього періоду виконання робіт звітує перед Замовником відповідно до контракту (договору) з будівельного контролю.

Персонал будівельного контролю несе відповідальність відповідно до умов контракту на надання послуг з БК:

- за несвоєчасне та неякісне здійснення будівельного контролю відповідно до нормативних документів та договірних умов;
- за несвоєчасну видачу зауважень та розпоряджень при виявленні відхилень або порушень вимог нормативних документів, допущених підрядними організаціями при виробництві БМР;
- за якість проконтрольованих робіт, виконаних відповідно до вимог проекту та НТД;
- за достовірність та своєчасність надання звітів та відомостей, пов'язаних із веденням БК за встановленими формами та у встановлені строки;
  - за несвоєчасне інформування Замовника про допущені порушення, що знижують надійність об'єкта, що вводиться в експлуатацію, в частині якісного виконання будівельних та монтажних робіт;
  - за обґрунтованість свого рішення про зупинення робіт або відмову в підтвердженні їх якості.

Виробничий контроль якості ремонтних робіт включає:

- вхідний контроль проектної, робочої документації, конструкцій, виробів, матеріалів та обладнання;
- операційний контроль - контролю підлягає якість виконання всіх видів ремонтних робіт;
- приймальний контроль.

При вхідному контролі перевіряється відповідність матеріалів, що використовуються стандартам, наявність сертифікатів, а також перевіряється те, що всі матеріали та обладнання мають відповідну документацію про якість.

При операційному контролі перевіряється:

- дотримання послідовності виконання ремонтних процесів;
- відповідність виконуваних робіт робочим кресленням та стандартам;
- дотримання заданих технологій ремонтних операцій,

## 2.7.2 Перелік заходів щодо забезпечення контролю якості БМР

Прилади та інструменти (за винятком найпростіших щупів, шаблонів), призначені для контролю якості матеріалів та робіт, повинні бути заводського виготовлення та мати паспорти, що підтверджують їх відповідність вимогам Державних стандартів або технічних умов, Марка приладів та інструментів визначається на стадії ППР.

Приймального контролю піддаються приховані роботи, закінчений ремонт об'єкта в цілому, на всі приховані роботи складаються акти:

- акт візуального та вимірювального контролю якості зварних швів у процесі зварювання з'єднань;
- акт про контроль суцільності ізоляційного покриття засипаного трубопроводу;
- акт визначення адгезії ізоляційних покриттів;
- акт на приховані роботи при відновленні контрольно-вимірювальних пунктів (при виконанні цього виду робіт);
- акт на усунення дефекту.

Контроль за дотриманням проектних рішень та якістю виконання робіт має здійснюватися відповідно до ОР-03.120.00-КТН-295-19 «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Порядок здійснення будівельного контролю замовника під час виконання будівельно-монтажних робіт на об'єктах організацій системи "Укртранснафта" та ОР-91.200.00-КТН-018-19 - «Магістральний трубопровідний транспорт нафти та нафтопродуктів. Порядок організації та здійснення будівельного контролю за дотриманням проектних рішень та якістю будівництва лінійної частини магістральних трубопроводів».

При виконанні робіт з контролю якості слід керуватися вимогами СП 86.13330.2014 «Магістральні трубопроводи, Актуалізована редакція СНіП-42-80\*», ВСН 012-88 «Будівництво магістральних та промислових трубопроводів

якості та приймання робіт. Частина та 2», РД 39-00147105-015-98 «Правила капітального ремонту магістральних нафтопроводів».

Кожен робітник має нести відповідальність за весь комплекс виконуваних обсягів ремонтних робіт відповідно до положень укладеного з ним договору.

Кількість фахівців СКК на об'єкті будівництва, що виділяється організацією, розраховується виходячи з безумовного забезпечення контролю послідовності та повноти всіх технологічних операцій при виконанні БМР.

Результати виконання будівельного контролю щоденно фіксуються у журналі будівельного контролю організації, який постійно перебуває та зберігається на місці виконання робіт.

Для кожного спеціаліста служби якості повинні бути розроблені посадові інструкції, зміст: обов'язки, права, відповідальність та підпорядкованість працівників; вимоги до їхньої кваліфікації; посилання на нормативні документи та внутрішні процедури, що регламентують діяльність працівників.

Замовнику необхідно мати лабораторію неруйнівного контролю, атестовану та допущену до робіт на об'єктах підприємства відповідно до «Правил атестації та основні вимоги до лабораторій неруйнівного контролю» та Положення про акредитацію лабораторій контролю, що виконують. Атестація ЛНК та видача дозволів на право проведення робіт з неруйнівного контролю на об'єктах «Укртранснафта».

При виконанні земляних робіт контролюються на відповідність проекту позначки дну котловану та позначки поверхні засипки, при зворотному засипанні необхідно контролювати нормативне заглиблення нафтопроводу після ремонту.

Під час проведення ізоляційних робіт необхідно:

- на стадії підготовки металевої поверхні перед нанесенням покриття здійснювати контроль очищення поверхні згідно з ГОСТ 9.402-2004

«Покриття лакофарбові. Підготовка металевих поверхонь до фарбування» до ступеня очищення 3;

- під час підготовки складів ізоляційних матеріалів здійснюється контроль правильності дозування компонентів суміші, порядок їх введення та якість перемішування;

- при нанесенні покриття здійснювати послідовний операційний контроль за якістю нанесення ізоляції,

Після завершення ізоляційних робіт проводити приймальні випробування, що включають візуальний контроль, визначення товщини покриття, визначення адгезії покриття до сталі. Показники якості покриття повинні відповідати нормам, наведеним у нормативній документації та технічній сертифікації на матеріали, що використовуються.

Дефекти на секції, виявлені під час виробничого чи інспекційного контролю якості робіт, повинні бути обов'язково усунуті. На всі приховані роботи складаються акти.

Вимоги вхідного контролю до матеріалів, що використовуються при ремонтних роботах, а також технологічні карти з включенням схем операційного контролю на всі види робіт, що виконуються в процесі ремонту, а також прилади, що використовуються під час контролю, мають бути представлені у проекті виконання робіт.

На всі основні види робіт у ПВР мають бути розроблені технологічні карти.

## **2.8 Контроль за результатами земляних робіт**

У процесі виконання земляних робіт провадиться контроль відповідності проектному положенню; контроль крутості укосів, позначок дна траншеї, розмірів, ухилів котлованів, ступеня ущільнення ґрунту, товщини шару підсіпки, засіпки; перевірка позначок верху насипу, її ширини та крутості її укосів.

Контроль якості робіт виконується згідно з вказівками СП 45.13330.2012:

- при розробці ґрунту та вертикальному плануванні;
- при зведенні насипів, ущільненні та зворотних засипках.

## **2.9 Монтаж трубопроводів та обладнання**

Контроль якості монтажу технологічних трубопроводів та обладнання (прилягання до дна траншеї, вертикальність встановлення засувки тощо) виконуються відповідно до вимог СП 86.13330.2014, РД-25.160.00-КТН-037-14 та РД-23.4П1000. 3.05.05–84.

## **2.10 Контроль якості зварних стиків**

Контроль якості зварних з'єднань фізичними методами повинен проводитись відповідно до РД-25.160.10-КТН-016-15.

Контроль якості зварних з'єднань нафтопроводу виконати візуально-вимірвальним контролем та неруйнівними методами (радіографічним та ультразвуковим) в обсязі 100%. Зварні стики трубопроводів категорії додатково контролювати 100% радіографічним контролем (дублюючий контроль). Якість зварних з'єднань, що виявляється за наслідками неруйнівного контролю фізичними методами, має відповідати вимогам РД-25.160.10-КТН-016-15. Критерії допустимості дефектів зварних з'єднань за наслідками контролю наведені у РД-25.160.10-КТН-016-15.

Контроль якості кутового зварного з'єднання патрубка газоповітряної лінії з трубопроводом виконати із застосуванням методів візуального та вимірвального, ультразвукового та капілярного контролю в обсязі 100 %.

Зварні з'єднання, в яких за результатами контролю виявлені неприпустимі дефекти (визнані «непридатними») підлягають видаленню або ремонту з подальшим повторним контролем відповідно до вимог РД-25.160.00-КТН-037-14.

Контроль якості швів зварювання технологічних отворів (чопів) проводити візуально-вимірювальним методом та капілярним методом (ПВК) в обсязі 100%.

### **2.11 Ізоляційні роботи**

При виконанні ізоляційних робіт слід керуватися вимогами ВСН 008-88, ГОСТР 51164-98 та ОТТ-25.220.01-КТН-097-16, ОТТ-25.220.01-КТН-113-14.

При виконанні робіт з ізоляції повинні контролюватись: якість очищення, рівномірність шару ґрунтовки, конструкція та параметри ізоляційного покриття; величина нахлеста, відсутність гофр, адгезія, суцільність покриття.

### **2.11 Будівельні роботи**

Контроль якості монтажу сталевих конструкцій та зварювальні роботи – за розділами 4, 8 та табл.14, 15, 16, 41, 42, 43 СП 70.13330.2012.

### **2.12 Пропозиції щодо організації служби геодезичного та лабораторного контролю**

Для виконання геодезичних робіт у будівництві відповідно до СП 126.13330.2017. Виконавець робіт створює геодезичну службу. Геодезична служба здійснює геодезичний контроль відповідно до РД-91.200.00-КТН-189-17.

Для здійснення контролю всіх видів будівельних робіт і випробувань, здійснення вхідного та будівельного контролю замовник виконує візуальний та інструментальний контроль, при необхідності створює (залучає) лабораторію з контролю якості, лабораторію ЛНК. Лабораторії мають бути атестовані та мати реєстрацію у територіальному органі атестації при

Українському товаристві неруйнівного контролю та технічної діагностики (УТ НКТД).

Технічна оснащеність служби будівельного контролю, лабораторії контролю якості, лабораторії неруйнівного контролю (ЛНК) на об'єктах будівництва організацій системи «Укртрансффта» провадиться відповідно до ОР-91.200.00-КТН-284-09.

### **2.13 Перелік основних видів будівельних та монтажних робіт, відповідальних конструкцій, ділянок мереж інженерно-технічного забезпечення, що підлягають огляду**

У процесі проведення будівельного контролю (технічного нагляду) має виконуватися оцінка виконаних робіт, результати яких впливають на безпеку об'єкта, але відповідно до прийнятої технології стають недоступними для контролю після виконання наступних робіт.

Результати приймання робіт, які приховуються наступними роботами, оформлюються актами огляду прихованих робіт.

Проведення наступних етапів робіт без огляду попередніх прихованих робіт на об'єкті заборонено.

Огляд прихованих робіт, приймання відповідальних конструкцій та оформлення актів обстеження прихованих робіт виконувати відповідно до вимог до державних будівельних норм (ДБН), галузевих стандартів, а також відомчих інструкцій, які регламентують технічний нагляд і контроль якості будівництва. До основних нормативних документів відносять:

1) ДБН А.3.1-5:2009 – Організація будівництва. Вони визначають порядок ведення технічного нагляду, оформлення актів огляду прихованих робіт, приймання відповідальних конструкцій; містить форму акту огляду прихованих робіт. Встановлює вимоги до документального супроводу будівельних процесів.

2) ДСТУ-Н Б А.3.1-23:2013 – Настанова з технічного нагляду за будівництвом, яка регламентує дії технічного наглядача при обстеженні прихованих робіт, контролі якості, приймання конструкцій. Визначає обов'язковість складання актів при завершенні етапів робіт, які надалі будуть недоступні для огляду.

3) ДСТУ Б В.2.8-10:2011 – Системи технічної діагностики трубопроводів. Застосовується для обстеження магістральних трубопроводів, включаючи приховані ділянки. Визначає методи неруйнівного контролю, оцінки технічного стану, оформлення результатів обстеження.

4) Відомчі будівельні норми (ВБН) - ВБН В.2.3-218-007:2009 – для об'єктів нафтогазової галузі

5) Інструкції Укртранснафти або Нафтогазу, які містять специфічні вимоги до оформлення актів.

Відповідно до ОР-91.200.00-КТН-028-18 при усуненні дефектів методом заміни ділянки трубопроводу підлягають огляду зі складанням актів на приховані роботи такі основні види робіт.

Загальнобудівельні роботи:

- акт на влаштування основи під фундамент.
- акт на гідроізоляцію підземних конструкцій фундаментів.

Земляні роботи:

- акт на ущільнення ґрунту;
- контроль ущільнення ґрунту в пазухах при зворотному засипанні.

Зварювальні роботи:

- зварювання гарантійного стику (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.7);
- заварювання технологічних отворів (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.8).

Ізоляційні роботи:

- підготовка трубопроводу до виконання ізоляційних робіт. Очищення та ґрунтування. поверхні (дільниці) трубопроводу (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.13);
- ізоляційно-укладальні роботи та ремонт ізоляції (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.14);

- контроль суцільності ізоляційного покриття засипаного трубопроводу (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.16);

- акт визначення адгезії ізоляційних покриттів (ГОСТ Р 51164 Додаток Б; форма Б.1);

Очищення порожнини та випробування змонтованого вузла:

- очищення порожнини та випробування трубопроводів (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.20);

- видалення води після гідравлічних випробувань.

Наведений перелік основних видів будівельних та монтажних робіт, відповідальних конструкцій — ділянок мереж інженерно-технічного забезпечення, що підлягають огляду зі складанням відповідних актів приймання перед виконанням наступних робіт та улаштуванням наступних конструкцій, уточнюється відповідно до складу проекту.

Акти на приховані роботи можуть складатися на інші види робіт, що визначаються в ПВР, вимогами замовника, якщо попередні роботи (приховані наступними роботами) функціонально можуть вплинути на якісні показники будівництва або експлуатації об'єкта на наступних етапах.

## **2.14 Загальна організаційно-технічна підготовка до будівництва**

Ремонтні роботи відповідно до технічного завдання виконуються власними силами Замовника.

Загальна організаційно-технічна підготовка включає:

- забезпечення ремонту відповідно до проектно-кошторисної документації;

- відведення в натурі земельної ділянки під виконання робіт;

- оформлення фінансування;

- оформлення дозволів і допусків на виконання робіт;

- забезпечення місця виконання робіт під'їзними дорогами, системою зв'язку на період виконання робіт;

- забезпечення побутового та медичного обслуговування.

До початку виконання основних робіт необхідно:

- позначити комунікації та передати ділянку робіт виробнику робіт;
- оформити дозвільну документацію на проведення ремонтних робіт;
- доставити технічні засоби, обладнання та будівельні матеріали;
- організувати систему зв'язку;
- облаштувати з'їзди з існуючих доріг (за потреби).

Детальну організацію санітарно-побутових умов працюючих (проживання, доставка гарячого харчування, транспортування та зберігання питної води, медичне обслуговування, призначення відповідальних осіб за організацію санітарно-побутових умов) організація має пропрацювати до початку виконання робіт та відобразити в окремому розділі ППР.

Номенклатура та обсяги підготовчих робіт уточнюються у «Проекті виконання робіт». Забороняється виконання робіт без оформлення необхідних дозвільних документів на право виконання робіт в охоронній зоні МН та інженерних комунікацій, що знаходяться в одному технічному коридорі або перетинають МН.

## **2.15 Діагностика та очищення магістральних нафтопроводів**

### **2.15.1 Внутрішньотрубна діагностика нафтопроводів**

Технічний стан ЛЧ МН характеризується її несучою здатністю, герметичністю та працездатністю запірно-регулюючої та запобіжної арматури. Основними факторами, що впливають на експлуатаційну надійність, є:

- наявність неприпустимих сполучних деталей;
- наявність дефектів на внутрішній та зовнішній поверхні трубопроводу, а також стінці трубопроводу та в місцях заводських та монтажних зварних стиків.

Для виявлення цих дефектів проводиться внутрішньотрубна діагностика. Нині основним способом діагностики трубопроводів, що у експлуатації, є внутрішньотрубна дефектоскопія, здійснювана спеціальними внутрішньотрубними інспекційними приладами (далі – ВІП). Основний принцип такого дослідження полягає в тому, що прилад переміщається по трубі з потоком нафти, що перекачується, і за допомогою ультразвукового або магнітного сканування запам'ятовує повну картину дефектів трубопроводу. Для контролю над рухом ВІП під час пропуску вздовж нафтопроводу (НП) встановлюють електронні маркери. Електронні маркери встановлюють над віссю НП у місцях встановлення кілометрових чи маркерних знаків, і відстань між місцями їх встановлення має становити не більше 2 км. Для визначення місцезнаходження ВІП на трасі НП всі вони забезпечені спеціальними приймачами, за сигналами яких фіксується проходження приладом маркерних позначок. Проведення діагностики сприяє ранньому виявленню дефектів, їх своєчасному усуненню та попередженню аварійних ситуацій, скороченню трудовитрат та часу необхідних ремонтних робіт. Усі роботи, пов'язані з підготовкою та експлуатацією ВІП, проводяться під контролем спеціалістів регіонального відділу неруйнівного контролю і діагностики Укртраснафти. Для проведення внутрішньотрубної діагностики МН існує дві групи пристроїв внутрішньотрубної інспекції:

- калібрувальні пристрої та профілемери;
- ультразвукові та магнітні дефектоскопи.

Пристрої першої групи використовують для перевірки внутрішньої геометрії нафтопроводів. Вони дозволяють з великою точністю виявляти та вимірювати вм'ятини, овальності та інші аномалії геометрії трубопроводу. До цих пристроїв відносять такі типи ВІП:

- профілемер - призначений для вимірювання внутрішнього прохідного перерізу НП, виявлення відводів та визначення їхнього розташування;
- шаблон профілемера – є габаритно-ваговим аналогом профілемера та оснащений механічним вимірювальним блоком;

- скребок-калібр – призначений для оцінки мінімальної величини прохідного перерізу трубопроводу;
- скребок-калібратор – призначений для виявлення неприпустимих звужень НП (менше 85 % номінального зовнішнього діаметра) та оцінки можливості пропуску очисних пристроїв та ВІП магістральними трубопроводами діаметром 159 та 219 мм;
- пристрій контролю якості очищення – для проведення контролю якості очищення внутрішньої порожнини та стін НП.

Пристрої другої групи використовують для виявлення та високоточного вимірювання точкової та суцільної корозії, розшарування, подряпин, сторонніх включень тощо. До цих пристроїв відносять такі типи ВІП:

- ультразвуковий дефектоскоп WM - призначений для визначення дефектів стін методом ультразвукової товщинометрії;
- магнітний дефектоскоп MFL – призначений для оцінки стану стінок трубопроводу та дефектів кільцевих зварних стиків;
- ультразвуковий дефектоскоп «Ультраскан CD» – призначений для виявлення тріщин на стінках трубопроводу та зварних швах імпульсним луною-методом [6].

### **2.15.2 Внутрішньотрубне очищення нафтопроводів**

У процесі експлуатації відбувається поступове зменшення пропускної здатності НП, що призводить до зниження ефективності роботи, суттєве збільшення витрат на прокачування нафти та погіршення її якості через забруднення механічними домішками. Головними причинами, що викликають зменшення пропускної спроможності НП, є:

- накопичення накладень парафіну;
- підвищення шорсткості стінок труб внаслідок їхньої внутрішньої корозії;
- накопичення продуктів корозії та механічних домішок;

- скупчення в низьких місцях трубопроводів води, а у верхніх точках трубопроводів повітряних пробок.

Очищення внутрішній порожнини МН проводиться з метою підтримання їх пропускної спроможності і попередження накопичення води та внутрішніх відкладень. Процес пропуску очисних пристроїв по суті аналогічний пропуску ВІП при діагностиці, але призначений для вирішення задачі очищення НП. Очисні пристрої, звані також скребками, під час руху механічним способом видаляють з внутрішніх стін НП продукти, наявність яких викликає зменшення пропускної здатності.

Для отримання якісної інформації при проведенні внутрішньотрубною діагностики необхідно забезпечити максимальну площу контакту датчиків ВІП зі стінками НП. З цією метою перед проведенням внутрішньотрубною діагностики проводиться переддіагностичне очищення МН. Внутрішньотрубне очищення МН виконується дозволеними до застосування очисними пристроями, що мають повний комплект дозвільної і експлуатаційної документації:

- дозвіл на застосування Державної служби України з питань праці, яка проводить контроль в частині промислової безпеки, охорони праці та технічного нагляду;

- висновок про вибухонебезпечність;
- паспорт;
- формуляр;
- посібник з експлуатації;
- інструкція з монтажу;
- відомість ЗІП;
- відомість експлуатаційних документів.

Усі очисні пристрої оснащуються передавачами у вибухозахисному виконанні, які разом із низькочастотними локаторами дозволяють контролювати проходження очисного пристрою НП.[6]

### 2.15.3 Засоби очищення та діагностики МТ

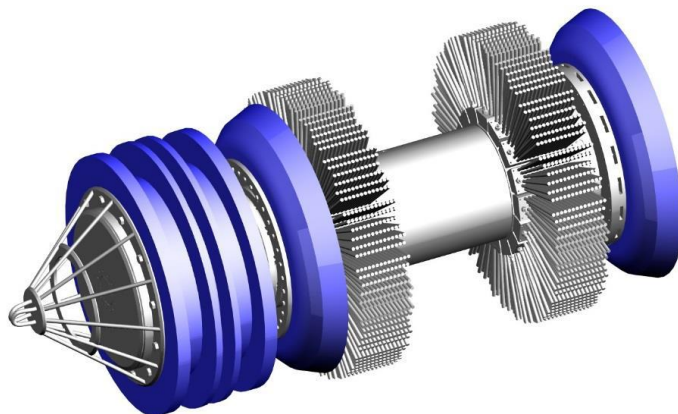
В даний час як ЗОД на МТ застосовують комплект пристроїв, з яких виділяють:

- очисні пристрої типу СКР4;
- скребки магнітні очисні типу СКР.15;
- поршні-розділювачі типу ПРВ1;
- поршні-розділювачі типу ПРВ2;
- скребки-калібри типу СКК;
- пристрої калібрувального типу СКУ;
- пристрої контролю очищення типу ПКО;
- снаряди-шаблони типу СНШ;
- профілемери типу ПРН;
- внутрішньотрубні інспекційні прилади типів WM, MFL, CD, TFI, ОДП,

у тому числі комбіновані.

#### 2.15.3.1 Скребки магнітні очисні типу СКР.15

Скребки магнітні очисні типу СКР.15 призначені для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів від асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПО), феромагнітних предметів та продуктів корозії перед пропуском дефектоскопів, що мають у своєму складі магнітну секцію.



Рису.2.7 Загальний вигляд скребка магнітного очисного типу СКР.15

Основою конструкції є магнітопровід, в передній та задній частині якого встановлені передня та задня опора. На опорах встановлені фланці, які після закріплення на шпильках опор фланців мають можливість переміщатися разом із закріпленими на них манжетами в поперечному напрямку щодо поздовжньої осі скребка.

На магнітопроводі по колу закріплено два пояси пластин щіткових разом із блоками магнітів. Бампер разом із шипованим диском кріпиться на фланці.

Поліуретанові манжети призначені для приведення в рух скребка в трубопроводі потоком продукту, що перекачується, байпасні отвори в манжетах служать для розподілу тиску між ними. Манжети щільно притискаються до внутрішньої поверхні трубопроводу і забезпечують переміщення скребка в потоці продукту, що перекачується. Манжети, у зборі з фланцями, переміщаючись у поперечному напрямку щодо поздовжньої осі скребка при проходженні поворотів у трубопроводі, перекривають переріз труби, значно зменшуючи перетікання нафтопродукту через скребок.

Магнітна система створює в тілі труби магнітне поле (аналогічне за потужністю та напрямом магнітного поля дефектоскопа відповідного типорозміру) та забезпечує збір феромагнітних предметів та продуктів корозії.

Очищаючими елементами скребка є намагнічені щітки пластин щіткових. Під впливом пружних сил та магнітного поля щітки постійно контактують із внутрішньою стінкою труби. Таке поєднання елементів скребка, що чистять, дозволяє ефективно здійснювати очищення трубопроводу від асфальтосмолопарафінових відкладень, феромагнітних предметів і продуктів корозії.

Очисні скребки типу СКР.15 мають типорозміри під діаметр трубопроводів від 159 до 1220 мм, довжину від 900 до 2700 мм, масу від 30 до 3400 кг (залежно від діаметра трубопроводу).

#### 2.15.3.2 Магнітні дефектоскопи серії МСК (з носіями датчиків TFI)

Магнітні дефектоскопи серії МСК (з носіями датчиків TFI) призначені для контролю трубопроводів методом визначення витoku магнітного потоку при поперечному намагнічуванні в матеріалі трубопроводу та поздовжніх зварних швах при русі дефектоскопа в потоці продукту, що перекачується.



Рис. 2.8 Загальний вигляд внутрішньотрубного інспекційного приладу типу TFI

Дефектоскоп МСК (TFI) визначає дефекти поздовжніх зварних швів (несуцільності, тріщини, аномалії, пори, утяжини, підрізи, усунення, непровари). ВВП МСК має типорозміри під діаметр трубопроводів від 159 до 1220 мм, довжину 6062мм (для МН D530 до 5694мм), масу від 100 до 4600 кг (залежно від діаметра трубопроводу).

#### 2.15.3.3 Комбіновані магнітно-ультразвукові дефектоскопи (MFL+WM+CD)

Комбіновані магнітно-ультразвукові дефектоскопи (MFL+WM+CD) призначені для неруйнівного контролю трубопроводів методом ультразвукового (WM+CD) та магнітного (MFL) сканування матеріалу труби та зварних швів при русі дефектоскопа в потоці продукту, що перекачується.



Рис. 2.9 Загальний вигляд внутрішньотрубного інспекційного комбінованого магнітно-ультразвукового дефектоскопа

Комбіновані магнітно-ультразвукові дефектоскопи (MFL+ WM+CD) поєднують переваги окремих ультразвукових та магнітних дефектоскопів. Дозволяють за один пропуск ВІП провести діагностику різними видами неруйнівного контролю (ультразвуковий та магнітний) для пошуку дефектів матеріалу труби, поперечних та поздовжніх зварних швів.

2.15.3.4 Внутрішньотрубні інспекційні ультразвукові дефектоскопи для виявлення довільно-орієнтованих дефектів (WM+CD)

Внутрішньотрубні інспекційні ультразвукові дефектоскопи для виявлення довільно-орієнтованих дефектів (WM+CD) призначені для неруйнівного контролю трубопроводів методом ультразвукового сканування (з різним кутом введення ультразвукового променя) матеріалу труби під час руху дефектоскопа в потоці продукту, що перекачується.



Рис. 2.10 Загальний вид внутрішньотрубного інспекційного ультразвукового дефектоскопа виявлення довільно-орієнтованих дефектів

Внутрітрубні інспекційні ультразвукові дефектоскопи виявлення довільно-орієнтованих дефектів (WM+CD) призначені виявлення довільно орієнтованих тріщин і рисок переважно металі труби і зварних швах.[7]

## **2.16 Організація, підготовка та проведення очищення та діагностики магістральних трубопроводів**

Для збереження пропускної спроможності МТ та підготовки ділянки МТ до внутрішньотрубного діагностування проводять очищення ділянок МТ. Встановлюють такі види очищення ділянок МТ:

- періодична (планова);
- позачергова (позапланова);
- переддіагностична.

Періодичне (планове) очищення ділянок МТ виконують при поточній експлуатації з метою видалення відкладень для забезпечення планових показників пропускної здатності МТ та енерговитрат на перекачування нафти/нафтопродукту, видалення скупчень води, з метою запобігання розвитку внутрішньої корозії трубопроводу.

Позачергове (позапланове) очищення ділянок МТ виконують при збільшенні енерговитрат, зменшенні пропускної спроможності та зменшенні ефективного діаметра трубопроводу порівняно з плановими.

Перед діагностичну очистку ділянок МТ виконують для забезпечення необхідного ступеня очищення внутрішньої порожнини МТ для внутрішньотрубного діагностування.

Періодичність планового очищення ділянок МТ визначається в залежності від вмісту в продукті, що перекачується парафінів, асфальтенів, смол, в'язкості нафти, діаметра ділянки, швидкості перекачування.

Максимальний період між пропусками ОУ на МН становить 90 днів, МНВП – 6 місяців [8].

Перед діагностичну очистку ділянок МН, ускладнених парафіновідкладенням, проводять із застосуванням ОУ та введенням інгібітору парафіно відкладення на ділянки МН. Внутрішньотрубне діагностування ділянок МН, ускладнених парафіновідкладенням, проводять у період з 01 травня по 30 вересня при температурі навколишнього середовища не нижче 15 ° С і позитивній температурі ґрунту, що встановилася. Періодичність внутрішньотрубної діагностики визначається виходячи з декількох факторів. Первинне внутрішньотрубне діагностування проводять у термін трохи більше 3 років із дня введення ділянки трубопроводу в експлуатацію. Далі періодичність ВТД повинна відповідати періодичності ВТД в строк до 6 років. При цьому періодичне ВТД ВІП ДКК (комбінований діагностичний прилад з носіями датчиків WM, CD та MFL) проводять у термін 6 років і ВІП ДМК (комбінований прилад з носіями датчиків MFL та TFI) у термін 3 роки від дати попереднього ВТД [9].

Очищення та діагностика магістральних трубопроводів виконується силами персоналу лінійних аварійно-експлуатаційних служб із залученням персоналу діагностичної організації. Для виконання робіт на кожен ділянку внутрішньотрубної діагностики розробляється окрема «Інструкція з організації та проведення робіт з очищення внутрішньої порожнини та внутрішньотрубної діагностики», яка враховує конструктивні особливості конкретних вузлів пуску та прийому ЗОД. Такі інструкції містять такі розділи [10]:

- технологічні перемикання, перевірка повне відкриття/закриття засувки КПЗОД під час підготовки ділянки МТ до проведення очищення;
- технологічні перемикання, промивання внутрішньої порожнини засувки КПЗОД у разі їх негерметичності;
- порядок допуску ЗОД до проведення очищення;
- режими роботи нафтопроводу при пропуску ЗОД;

- вимоги до технологічних перемикань запірної арматури;
- заходи щодо запобігання гідравлічному удару;
- технологічні перемикання при пуску ЗОД;
- контроль проходження ЗОД за ділянкою нафтопроводу;
- порядок дії у разі застрягання ЗОД на ділянці;
- технологічні перемикання при прийомі ЗОД;
- порядок взаємодії у разі неспрацьовування сигналізатора проходження ЗОД;

- безпека виконання робіт та охорона праці під час проведення робіт;
- вантажно-розвантажувальні роботи.

Для підготовки до пропуску ЗОД в обов'язковому порядку необхідно:

- перевірити справність усіх вузлів та пристроїв КПП ЗОД, положення засувки та сигналізатора;

- перевірити працездатність та закриття засувки на дренажній лінії КПП ЗОД;

- перевірити наявність патрубків для видалення повітря на КПП ЗОД і в кінці прямолінійної ділянки до засувки;

- зробити випробування засувки КПП ЗОД на повне відкриття та закриття;

- перевірити працездатність сигналізаторів на КПП ЗОД;

- переконатися у відсутності нафти у камері пуску через дренажну засувку;

- перевірити герметичність засувки на обвідних лініях камер пуску, прийому ЗОД;

- перевірити роботу засобів телемеханіки;

- провести контрольне обстеження ділянки траси з метою перевірки стану готовності нафтопроводу до пропуску;

- перевірити працездатність передавача, низькочастотного та акустичного локатора, маглоггерів, магнітометра;

- перевірити наявність зв'язку з диспетчером РНУ трасою резервної нитки;
- закрити всі засувки трубопроводів обв'язування камери пуску;
- звільнити камеру запуску від продукту.

Засіб очищення та діагностики запасується в камеру запуску підйомним краном за допомогою троса, що проходить через запасовочний прилад.

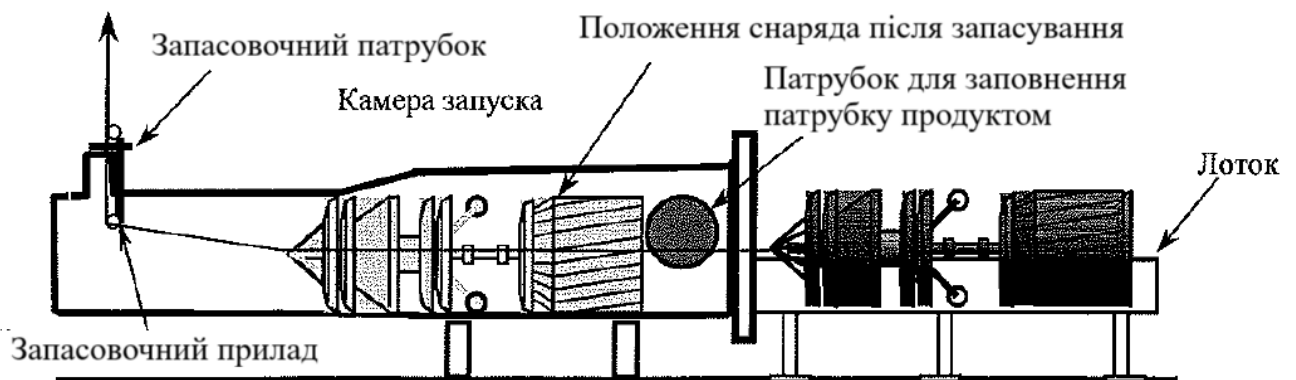


Рис. 2.11 Схема запасавання засобу очищення та діагностики у камеру запуску. Передня манжета провідної секції увійшла до номінальної частини камери

Запасування ЗОД здійснюється таким чином, щоб манжети або диски переднього блоку ущільнюючих елементів першої секції ЗОД або перша секція ЗОД повністю (залежно від типу ЗОД та типорозміру трубопроводу) були введені в частину камери з номінальним діаметром. Тільки таке положення ЗОД забезпечує початок руху потоком продукту, що перекачується з КПП ЗОД в трубопровід.

Заповнення КПП ЗОД продуктом перекачування з МТ до початку пуску ОУ і ВП проводиться через систему дренажних і допоміжних трубопроводів. Прийом ОУ і ВП в стаціонарні вузли прийому ЗОД виконується заповнену продуктом перекачування КП ЗОД, з дотриманням послідовності операцій, викладеної у вищевказаній «Інструкція з організації та проведення робіт з очищення внутрішньої порожнини та внутрішньотрубною діагностики».

## **2.16 Розрахунок технологічних параметрів КПП ЗОД**

Для розрахунку було використано наступні вихідні дані, представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

## Вихідні дані для розрахунку

Найменування показника	Умовне позначення, одиниця виміру	Значення показника
1	2	3
Розрахунковий тиск	$p$ , МПа	9,45
Номінальний діаметр КПП ЗОД	$D_n$ , мм	500
Номінальний діаметр розширеної частини камери	$D_{нр}$ , мм	600
Номінальний діаметр технологічних патрубків	$D_{нп}$ , мм	300
Номінальний діаметр патрубків дренажних трубопроводів	$D_{ндр}$ , мм	150
Номінальний діаметр патрубка газоповітряної лінії	$D_{нпг}$ , мм	50
Номінальний діаметр днища камери	$D_{нд}$ , мм	600
Марка сталі		09Г2С
Межа плинності	$\sigma_T$ , Н/мм <sup>2</sup>	305
Тимчасовий опір	$\sigma_B$ , Н/мм <sup>2</sup>	460
Коефіцієнт умов роботи трубопроводу	$m$	0,825

Продовження табл. 2.2

1	2	3
Коефіцієнт надійності за матеріалом	$k_1$	1,47
	$k_2$	1,15
Коефіцієнт надійності щодо відповідальності трубопроводу	$k_n$	1,1
Коефіцієнт надійності за навантаженням – внутрішньому робочому тиску	$n$	1.1

Характеристики сталі згідно з ГОСТ 5520-79 «Прокат листової з вуглецевої, низьколегованої та легованої сталі для котлів та судин, що працюють під тиском. Технічні умови» [11].

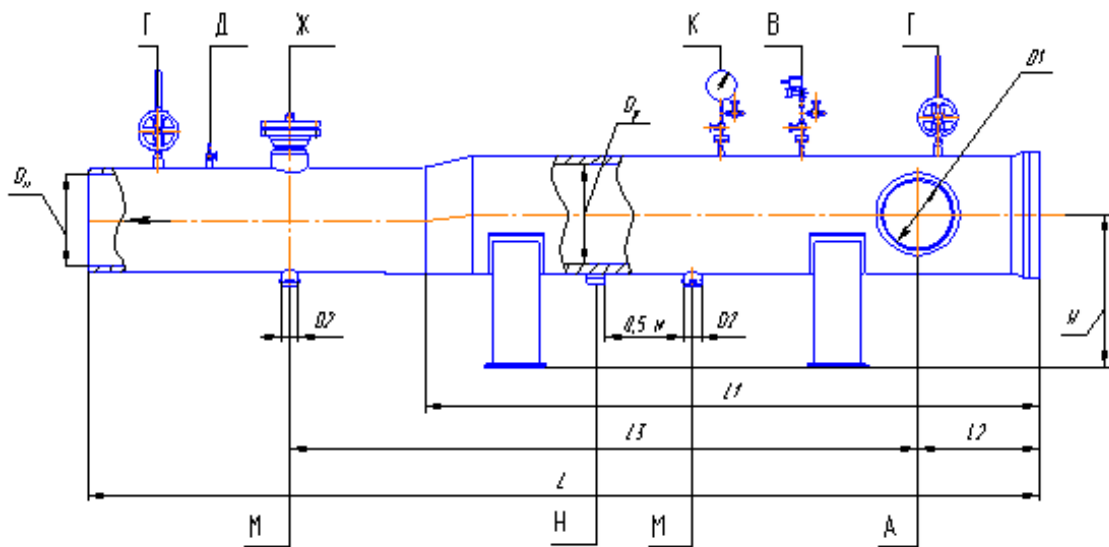


Рис. 2.12 Камера запуску ЗОД:

А - патрубок підведення продукту; В – патрубок для датчика тиску; Г – патрубки для приєднання трубопроводів газоповітряної лінії; Д – патрубок для подачі пари чи інертного газу; Ж – патрубок для встановлення запасного пристрою;

К – патрубок для встановлення манометра; М – патрубки для приєднання дренажних трубопроводів; Н – датчик контролю герметичності.

Коефіцієнт умов роботи трубопроводу та коефіцієнти надійності згідно СП 36.13330.2012 «Магістральні трубопроводи» [1].

### 2.16.1 Розрахунок опорів розтягуванню та стиску

Розрахункові опори розтягуванню та стиску визначаються за формулами:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_2 \cdot k_H}, \quad (2.2)$$

де  $R_1, R_2$  – розрахункові опори металу розтягуванню та стиску відповідно, МПа;

$R_{1H}$  - нормативний опір розтягуванню металу труб і зварних з'єднань, що дорівнює мінімальній межі міцності, МПа;

$R_{2H}$  - нормативний опір стиску металу труб і зварних з'єднань, що дорівнює мінімальній межі плинності, МПа;

$m$  – коефіцієнт умов роботи трубопроводу;  $m$

$k_1, k_2$  – коефіцієнти надійності за матеріалом;

$k_H$ -коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу.

Розрахунковий опір розтягуванню за формулою (2.1)

$$R_1 = \frac{460 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 234,7 \text{ МПа}$$

Розрахунковий опір стиску за формулою (2.2)

$$R_1 = \frac{305 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 198,9 \text{ МПа}$$

### 2.16.2 Розрахунок товщини стінки камери

Визначимо розрахункову товщину обичайки за формулою

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (2.3)$$

де  $n$ , коефіцієнт надійності за навантаженням - внутрішньому робочому тиску в трубопроводі;

$P$ , МПа – робочий тиск у трубопроводі МПа;

$D_H$ , мм – зовнішній діаметр обичайки, мм;

$R_1$  – те саме, що у формулі (2.2).

Розрахункова товщина обичайки за формулою (2.3)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,530}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 11,2 \text{ мм.}$$

З урахуванням надбавки для компенсації корозії (2 мм) отримуємо значення  $\delta_p = 13,2$  мм.

Вибираємо найближче значення за сортаментом, тоді  $\delta_p = 14$  мм.

Виконаємо перевірку за величиною нормативного тиску, що визначається за формулою

$$P_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_H - 2 \cdot \delta} \geq P \quad (2.4)$$

де  $\delta$  - те саме, що і у формулі (2.3);

$R_2^H$  – те саме, що у формулі (2.2);

$D_H$  – те саме, що у формулі (2.3);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3).

Величина нормативного тиску за формулою (2.4)

$$P_H = \frac{2 \cdot 14 \cdot 0,95 \cdot 305}{530 - 2 \cdot 14} = 16,1 \text{ МПа,}$$

$16,1 \geq 9,45$  МПа – умова виконується.

### 2.16.3 Розрахунок товщини стінки розширеної частини камери

Визначимо розрахункову товщину обичайки розширеної частини камери за формулою

$$\delta_p = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{Нр}}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (2.5)$$

де  $n$  – те саме, що у формулі (2.3);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3);

$D_{\text{Нр}}$ -зовнішній діаметр обичайки розширеної частини камери, мм;

$R_1$  – те саме, що у формулі (2).

Розрахункова товщина обичайки розширеної частини камери за формулою (2.5)

$$\delta_p = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 13,4 \text{ мм,}$$

З урахуванням надбавки для компенсації корозії (2 мм) отримуємо значення  $\delta_p = 15,4$  мм.

Вибираємо найближче значення за сортаментом, тоді  $\delta_p = 16$  мм.

Виконаємо перевірку за величиною нормативного тиску, що визначається за формулою

$$P_{\text{Нр}} = \frac{2 \cdot \delta_p \cdot 0,95 \cdot R_2^{\text{H}}}{D_{\text{Нр}} - 2 \cdot \delta_p} \geq p \quad (2.6)$$

де  $\delta_p$  - те саме, що і у формулі (2.5);

$R_2^{\text{H}}$  – те саме, що у формулі (2.2);

$D_{\text{Нр}}$ - те саме, що і у формулі (2.5);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3).

Величина нормативного тиску за формулою (2.4):

$$P_n = \frac{2 \cdot 16 \cdot 0.95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 16} = 15,5 \text{ МПа,}$$

#### 2.16.4 Розрахунок технологічних патрубків КПП ЗОД

Розрахункова товщина патрубків підведення-відведення нафти визначається за формулою:

$$\delta_n = \frac{n \cdot P \cdot D_{нп}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (2.7)$$

де  $n$  – те саме, що у формулі (2.3);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3);

$D_{нп}$ -зовнішній діаметр стінки технологічних патрубків, мм;

$R_1$  – те саме, що у формулі (2.2).

Розрахуємо товщину стінок для патрубка підведення-відведення нафти за формулою (2.7)

$$\delta_n = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,325}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 6,9 \text{ мм,}$$

З урахуванням надбавки для компенсації корозії (2 мм) отримуємо значення  $\delta_n = 8,9$  мм.

Вибираємо найближче значення за сортаментом, тоді  $n = 9$  мм.

Виконаємо перевірку за величиною нормативного тиску, що визначається за формулою

$$P_{нп} = \frac{2 \cdot \delta_{п} \cdot 0.95 \cdot R_2^H}{D_{нп} - 2 \cdot \delta_{п}} \geq p \quad (2.8)$$

де  $\delta_{п}$  - те саме, що і у формулі (2.7);

$R_2^H$  – те саме, що у формулі (2.2);

$D_{нп}$  - те саме, що і у формулі (2.7);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3).

Величина нормативного тиску за формулою (2.8)

$$P_{нп} = \frac{2 \cdot 9 \cdot 0.95 \cdot 305}{325 - 2 \cdot 9} = 16,9 \text{ МПа}$$

$16,9 \geq 9,45 \text{ МПа}$  – умова виконується.

### 2.16.5 Розрахунок товщини стінки патрубків газоповітряної лінії

Розрахункова товщина стінки патрубків газоповітряної лінії визначається за такою формулою:

$$\delta_{гп} = \frac{n \cdot P \cdot D_{н гп}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (2.9)$$

де  $n$  – те саме, що у формулі (2.3);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3);

$D_{н гп}$  -зовнішній діаметр стінки патрубків газоповітряної лінії, мм;

$R_1$  – те саме, що у формулі (2).

Розрахуємо товщину стінок для патрубка газоповітряної лінії за формулою (2.9)

$$\delta_n = \frac{1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,05}{2 \cdot (218,6 \cdot 10^6 + 1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 1 \text{ мм,}$$

З урахуванням надбавки для компенсації корозії (2 мм) отримуємо значення  $\delta_n = 3 \text{ мм}$

Згідно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Норми проектування вузлів запуску, пропуску та прийому засобів очищення та діагностики магістральних нафтопроводів», мінімальна розрахункова товщина стінки труби номінальним діаметром  $D_H = 50 \text{ мм}$ , виготовленої зі сталі 09Г2С, при  $p = 8 \text{ МПа}$  для I категорії трубопроводів становить  $\delta_{\min} = 4 \text{ мм}$ .

Так як розрахункове значення товщини стінки вийшло менше мінімально допустимого, приймаємо  $\delta_{гп} = 4 \text{ мм}$ .

Виконаємо перевірку за величиною нормативного тиску, що визначається за формулою

$$P_{н гп} = \frac{2 \cdot \delta_{гп} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{н гп} - 2 \cdot \delta_{гп}} \geq p \quad (2.10)$$

де  $\delta_n$  - те саме, що і у формулі (2.9);

$R_2^H$  – те саме, що у формулі (2.2);

$D_{нр}$  - те саме, що і у формулі (2.9);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3).

Величина нормативного тиску за формулою (2.10)

$$P_{н гв} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0,95 \cdot 305}{50 - 2 \cdot 9} = 55,2 \text{ МПа}$$

$55,2 \geq 9,45 \text{ МПа}$  – умова виконується

### 2.16.6 Розрахунок товщини стін днища камери

Визначимо розрахункову товщину обичайки розширеної частини камери за формулою

$$\delta_d = \frac{n \cdot P \cdot D_{нд}}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (2.11)$$

де  $n$  – те саме, що у формулі (2.3);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3);

$D_{нд}$  – зовнішній діаметр стінки днища камери, мм;

$R_1$  – те саме, що у формулі (2.2).

Розрахункова товщина обичайки розширеної частини камери за формулою (2.11):

$$\delta_d = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 13,4 \text{ мм},$$

З урахуванням надбавки для компенсації корозії (2 мм) набуваємо значення  $\delta_p = 15,4$  мм.

Вибираємо найближче значення за сортаментом, тоді  $\delta_p = 16$  мм.

Виконаємо перевірку за величиною нормативного тиску, що визначається за формулою

$$P_{нд} = \frac{2 \cdot \delta_d \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{нд} - 2 \cdot \delta_d} \geq P$$

де  $\delta_p$  – те саме, що і у формулі (2.5);

$R_2^H$  – те саме, що у формулі (2.2);

$D_{нд}$  – те саме, що і у формулі (2.5);

$p$  – те саме, що у формулі (2.3).

Величина нормативного тиску за формулою (2.4)

$$P_{нд} = \frac{2 \cdot 16 \cdot 0.95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 16} = 15,5 \text{ МПа,}$$

$15,5 \geq 9,45 \text{ МПа}$  – умова виконується.

### 2.16.7 Гідравлічний розрахунок магістрального нафтопроводу

Метою гідравлічного розрахунку магістрального нафтопроводу є визначення сумарних втрат напору у магістральному нафтопроводі та повного натиску, який буде необхідний перекачування нафти магістральним нафтопроводом, тобто. гідравлічного опору нафтопроводу

Пропускна спроможність магістрального нафтопроводу – це максимальна кількість нафти, яка може бути перекачана нафтопроводом при економічно оптимальному використанні прийнятих розрахункових параметрів і режимі, що встановився.

Дані для розрахунку:

Річна пропускна спроможність нафтопроводу – 4,13 млн. т/рік;

Щільність нафти, що перекачується –  $870 \text{ кг/м}^3$ ;

Протяжність траси – 397 км;

Різниця позначок початку та кінця трубопроводу – 25 м.

Зовнішній діаметр трубопроводу-530 мм.

$$Q_c = \frac{Q_p}{N_p \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с}$$

де  $Q_p$  – річна пропускна спроможність нафтопроводу, млн. т/рік;

$N_p$  - розрахункова кількість діб роботи нафтопроводу (350 діб);

24 – число годин на добу;

$\rho$  – щільність нафти, що перекачується,  $\text{кг/м}^3$ .

$$Q_c = \frac{4130000}{350 \cdot 24 \cdot 0,870 \cdot 3600} = 0,16 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутрішній діаметр трубопроводу:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 8 = 514 \text{ мм} = 0,514 \text{ м}$$

Середня швидкість течії нафти трубопроводом розраховується за формулою:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,16}{3,14 \cdot 0,514^2} = 0,77 \text{ м/с}$$

Перевірка режиму перебігу

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{0,77 \cdot 0,514 \cdot 10^4}{0,55} = 7196$$

$Re > Re_{кр} = 2320$ , режим перебігу нафти турбулентний. Знаходимо  $Re_I$  та  $Re_{II}$ .

Якщо  $Re < 2300$ , режим течії ламінарний.

Якщо  $Re > 2300$ , то режим перебігу турбулентний.

Оскільки  $Re > 2300$  режим перебігу рідини у нафтопроводі турбулентний.

Ламінарний рух - це рух рідини, що спостерігається при малих швидкостях, при якому окремі струмки рідини рухаються паралельно один одному і осі потоку. Турбулентний рух - це рух рідини при великих

швидкостях, при якому в русі рідини немає видимої закономірності і окремі частинки, що перемішуються між собою, рухаються хаотично.

$$\text{Re}_I = \frac{10}{\varepsilon}; \text{Re}_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d},$$

де  $\varepsilon$  - відносна шорсткість труб.

Визначаємо зону тертя за турбулентного режиму.

Визначаємо перше перехідне число Рейнольдса

$$\varepsilon = \frac{0,2}{514} = 0,0003891; \text{Re}_I = \frac{10}{0,0003891} = 25700;$$

Оскільки  $\text{Re} < \text{Re}_{\text{пер}}$ , то перебіг рідини відбувається у зоні гідравлічно гладких труб.

$2320 < \text{Re} < \text{Re}_I$  – зона гідравлічно гладких труб (зона Блазіуса).

Коефіцієнт гідравлічного опору визначається для зони гідравлічно гладких труб за формулою Блазіуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{25700^{0,25}} = 0,025.$$

Гідравлічний ухил знаходимо за формулою

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,025 \cdot 0,77^2}{0,514 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0015$$

Втрати напору на тертя у трубопроводі:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,0015 \cdot 397 \cdot 10^3 = 595,5 \text{ м}$$

Втрати напору на місцеві опори:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 2300 = 11,9 \text{ м}$$

Повні втрати напору у трубопроводі:

Обчислимо гідравлічний опір нафтопроводу (повну втрату натиску):

$$H_0 = h_{тр} + h_M + h_{Г} + h_{И}$$

де  $h_{И}$  - геодезична висота, м.

Геодезична висота дорівнює різниці нівелірних позначок між кінцевою та початковою точками траси:

$$h_{Г} = \Delta z$$

де  $h_{Г}$  - необхідний надлишковий напір наприкінці магістрального нафтопроводу, м.

Для магістральних нафтопроводів величина надлишкового напору часто дуже мала порівняно з іншими доданками, тоді нею можна знехтувати, тобто прийняти  $h_{Г} = 0$ .

$$H_0 = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 595,5 + 11,9 + 25 = 632,4 \text{ м}$$

Гідравлічний опір нафтопроводу  $H_0$  дорівнює повному натиску, необхідному для перекачування нафти магістральним нафтопроводом.

## Висновки до розділу 2

У другому розділі кваліфікаційної магістерської роботи проведено огляд нормативно-технічних документів у галузі проектування КПП ЗОД, забезпечення контролю якості та приймання робіт, проведення внутрішньотрубною діагностики. Здійснено аналіз енерго- та ресурсоефективності технологічних процесів.

Розробка переліку організаційних та технічних заходів щодо оптимізації процесу реконструкції КПП ЗОД для проведення очищення та діагностики із застосуванням модернізованих ВІП. Розробка переліку організаційних та технічних заходів щодо забезпечення контролю якості БМР з реконструкції КПП ЗОД.

Обґрунтовано запропонований методи оптимізації реконструкції та забезпечення контролю якості БМР.

Технологічна ефективність результатів досліджень, викладених в даному розділі полягає у обґрунтуванні можливості запуску та прийому засобів очищення та діагностики через КПП ЗОД невідповідної довжини та отриманих результатах проектного технологічного розрахунку обладнання, за допомогою якого технологія може бути реалізованою.

Було отримано результати, які можна буде застосувати у рамках оптимізації процесу реконструкції та забезпечення контролю за виконанням робіт на реальному виробництві на підприємствах АТ «Укртранснафта».

## РОЗДІЛ 3

### ВИМОГИ ДО КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПІДПРИЄМСТВА

Теперішній технологічний рівень об'єктів нафтогазової галузі, а також досвід, накопичений фахівцями на сьогоднішній день дозволяють вирішувати комплексні завдання, які стоять перед робітничим колективом, що забезпечує експлуатацію трубопроводів у системі трубопровідного транспорту.

У попередньому розділі роботи було розглянуто технічні та організаційні рішення, які дозволяють відновити роботу трубопроводів, якими перекачують нафту, а також підготувати робітничий персонал до досягнення високих результатів по очищенню і діагностуванню стану трубопроводів при мінімальних термінах виконання поставлених завдань. Забезпечення безперебійної та надійної роботи системи нафтопроводів дозволяє організувати постійний вантажопотік товарного продукту між вантажовідправником та вантажоодержувачем. Тому важливість дотримання нормативних вимог до проведення технологічних операцій є стратегічно важливим завданням будь-якого підприємства нафтогазової галузі.

Своєчасне обстеження та очищення трубопроводів є дуже важливим заходом, при реалізації якого робітничому персоналу на місцях необхідно керуватися галузевою нормативною документацією та розробити та врахувати всі технічні моменти.

Важливість володіння навичками проведення внутрішньотрубною діагностики визначення дефектів інженерно-технічним персоналом підприємства обумовлена наступними факторами. Технічний стан лінійної частини магістральних нафтопроводів залежить від таких характеристик, як її несуча здатність, герметичність та працездатність запірно-регулюючої та запобіжної арматури.

Саме за проведення внутрішньотрубної діагностики використовують для виявлення цих дефектів.

Не менш важливим для фахівців, які забезпечують діагностику та очищення магістральних нафтопроводів, є володіння вмінням отримання якісної діагностичної інформації при проведенні внутрішньотрубної діагностики, зокрема вміння застосовувати сучасні очисні пристрої.

Кадровий склад підприємства нафтогазової галузі при застосуванні КПП ЗОД має вирішувати наступні завдання:

- 1) Виробляти технологічні рушення щодо забезпечення безперебійної роботи підприємства;
- 2) Організовувати проведення земляних робіт;
- 3) Розробляти та узгоджувати проекти робіт;
- 4) Організовувати відкачування нафти з заміної ділянки;
- 5) Виконувати зварювально-монтажні (демонтажні) роботи;
- 6) Виконувати загально будівельні роботи;
- 7) Виконувати захист від корозії будівельних конструкцій;
- 8) Проводити гідравлічні випробування на міцність та герметичність;
- 9) Виконувати модернізацію існуючих КПП ЗОД;
- 10) Розробляти та впроваджувати заходи щодо забезпечення контролю якості будівельних та монтажних робіт;
- 11) Проводити контроль за результатами земляних робіт;
- 12) Виконувати монтаж трубопроводів та обладнання;
- 13) Проводити контроль якості зварних стиків;
- 14) Розробляти та впроваджувати пропозиції щодо організації служби геодезичного та лабораторного контролю;
- 15) Проводити розрахунок технологічних параметрів КПП ЗОД, зокрема:
  - розрахунок опорів розтягуванню та стиску;
  - розрахунок товщини стінки камери;
  - розрахунок товщини стінки розширеної частини камери;

- розрахунок технологічних патрубків КПП ЗОД;
- розрахунок товщини стінки патрубків газоповітряної лінії;
- розрахунок товщини стін днища камери;
- гідравлічний розрахунок магістрального нафтопроводу.

### **Висновки до розділу 3**

У третьому розділі роботи сформульовано вимоги до персоналу підприємства нафтогазової галузі, яке має виконувати очистку та діагностування трубопроводів

.

## РОЗДІЛ 4

### **РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ОЧИЩЕННЯ ТА ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ФАХІВЦІВ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПІДПРИЄМСТВА**

#### **4.1 Вихідні дані**

Розробка ефективної програми підвищення кваліфікації персоналу газотранспортного підприємства має ґрунтуватися на комплексному аналізі виробничих умов, професійного досвіду слухачів та їхніх компетентностей, а також можливостей навчальної бази підприємства або спеціалізованого освітнього центру. Урахування цих параметрів дозволяє створити навчальний процес, що забезпечує формування практичних і теоретичних навичок, необхідних для якісного виконання завдань з очищення та діагностики магістральних трубопроводів.

Цільова аудиторія навчання включає інженерно-технічний персонал підприємства та фахівців сервісних організацій, що здійснюють:

- проведення очищення магістральних трубопроводів від відкладень та забруднень;
- технічну діагностику стану трубопровідної системи з використанням сучасних методів неруйнівного контролю;
- аналіз дефектів та прогнозування залишкового ресурсу трубопроводів;
- підготовку технічних висновків і рекомендацій щодо планування ремонтів та профілактичних робіт.

Категорії слухачів охоплюють:

- інженерів середньої та вищої кваліфікації, які відповідають за експлуатацію та технічний контроль обладнання;

- спеціалістів, що займаються збором, аналізом і верифікацією технічних даних для оцінки стану трубопроводів;
- молодих інженерів, які мають базовий практичний досвід і потребують поглибленого навчання для самостійного виконання професійних функцій.

Рівень попередньої підготовки слухачів включає знання:

- принципів роботи магістральних трубопроводів, насосних установок та систем автоматизації;
- основ експлуатаційної документації, регламентів планово-попереджувальних робіт і звітів про технічний стан обладнання;
- методів ідентифікації дефектів, а також правил промислової безпеки і охорони праці.

Місце роботи слухачів – це, як правило, підприємства газотранспортного комплексу, включаючи:

- магістральні газопроводи та їх експлуатаційні підрозділи;
- компресорні та регулювальні станції;
- сервісні та експертні організації, що надають послуги з діагностики та оцінки технічного стану трубопроводів.

Місце проведення підвищення кваліфікації може включати:

1. корпоративні навчальні центри підприємств з відповідним обладнанням для демонстрацій та практичних занять;
2. технічні університети та інститути післядипломної освіти, які проводять спеціалізовані програми з діагностики та безпеки обладнання;
3. центри промислової безпеки та сертифікації, де враховуються міжнародні стандарти та процедури;
4. лабораторії та випробувальні центри, що надають практичні модулі з роботи на сучасному діагностичному обладнанні.

Тривалість навчальних програм варіюється залежно від складності матеріалу та рівня підготовки слухачів і може становити від одного до чотирьох місяців. Для просунутих курсів, спрямованих на отримання статусу

експерта з технічного оцінювання магістральних трубопроводів, термін навчання може бути подовжений.

Форми організації навчального процесу передбачають змішаний формат, що включає:

- лекційні заняття з теорії роботи трубопроводів та методів діагностики;
- практичні роботи з аналізу результатів неруйнівного контролю та оцінки дефектів;
- лабораторні заняття на тренувальних стендах та демонстраційних установках;
- моделювання аварійних та нестандартних ситуацій для відпрацювання практичних навичок;
- роботу з цифровими симуляторами для прогнозування залишкового ресурсу трубопровідних систем;
- самостійну роботу з нормативною документацією та аналізом технічних звітів.

Таким чином, вихідні дані для організації підвищення кваліфікації формують цілісну основу для підготовки компетентного та відповідального персоналу, здатного забезпечувати надійну, безпечну і ефективну експлуатацію магістральних трубопроводів.

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

Аналіз професійної діяльності фахівців газотранспортного підприємства наведений в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

## Аналіз професійної діяльності фахівця

Вид діяльності	Функції діяльності	Процес діяльності
Експлуатаційно-технічна діяльність у сфері обслуговування та контролю магістральних трубопроводів.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Організація та проведення очищення внутрішньої поверхні трубопроводів від осадів, корозійних продуктів та інших забруднень;</li> <li>– Проведення технічної діагностики трубопровідних систем з використанням методів неруйнівного контролю (ультразвуковий, магнітний, візуальний та інші);</li> <li>– Оцінка технічного стану труб та обладнання, виявлення дефектів і прогнозування залишкового ресурсу;</li> <li>– Планування та координація ремонтно-профілактичних робіт;</li> <li>– Підготовка технічних звітів, висновків та рекомендацій щодо безпечної експлуатації магістральних трубопроводів;</li> <li>– Забезпечення дотримання правил охорони праці, промислової безпеки та екологічних норм.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Підготовчий етап: збір і аналіз даних про технічний стан трубопроводу, оцінка історії експлуатації, складання плану робіт;</li> <li>– Діагностичний етап: проведення інспекцій, використання спеціального діагностичного обладнання, неруйнівного контролю та цифрових систем моніторингу;</li> <li>– Аналітичний етап: обробка отриманих даних, визначення типу та критичності дефектів, оцінка залишкового ресурсу системи;</li> <li>– Коригувально-профілактичний етап: розробка заходів щодо очищення трубопроводів, проведення ремонтних робіт та профілактики аварійних ситуацій;</li> <li>– Звітно-документальний етап: оформлення технічних висновків, рекомендацій та пропозицій щодо оптимізації режимів роботи, підготовка документації для контролю та подальшого аналізу;</li> <li>– Моніторинговий етап: спостереження за ефективністю впроваджених заходів, оновлення планів експлуатаційної діяльності, коригування процедур на основі отриманих результатів.</li> </ul>



### 4.3 Кваліфікаційні вимоги до фахівців газотранспортного підприємства

Кваліфікаційні вимоги до фахівців газотранспортного підприємства представлені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

#### Кваліфікаційні вимоги до фахівця

Фахівець повинен уміти	Фахівець повинен знати
1	2
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Виконувати технічну діагностику магістральних трубопроводів та допоміжного обладнання, використовуючи методи неруйнівного контролю;</li> <li>– Організовувати та здійснювати очищення внутрішньої поверхні трубопроводів від осадів, корозійних продуктів та інших забруднень;</li> <li>– Проводити аналіз технічного стану обладнання, оцінювати критичність дефектів і прогнозувати залишковий ресурс трубопровідної системи;</li> <li>– Планувати та контролювати ремонтно-профілактичні роботи, коригувати графіки технічного обслуговування;</li> <li>– Працювати з цифровими системами моніторингу, датчиками контролю та іншими інструментами автоматизованої діагностики;</li> <li>– Готувати технічні звіти, висновки та рекомендації щодо експлуатації обладнання та трубопроводів;</li> <li>– Забезпечувати виконання правил охорони праці, промислової безпеки та екологічних норм;</li> <li>– Реагувати на аварійні та нестандартні ситуації, приймати оперативні рішення для запобігання аваріям.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Конструктивні особливості магістральних трубопроводів, насосних станцій, запірної арматури та допоміжного обладнання;</li> <li>– Основи гідравліки, матеріалознавства та корозійного процесу трубопроводів;</li> <li>– Сучасні методи неруйнівного контролю, очищення та діагностики трубопровідних систем;</li> <li>– Технологічні процеси транспортування газу та особливості його експлуатації;</li> <li>– Основи промислової безпеки, охорони праці та екологічного законодавства;</li> <li>– Правила планування, організації та контролю ремонтно-профілактичних робіт;</li> <li>– Методи збору, обробки та аналізу технічних даних для підготовки експертних висновків;</li> <li>– Принципи роботи цифрових систем моніторингу та автоматизованих діагностичних комплексів.</li> </ul>

#### 4.4 Постановка цілей вивчення навчальної теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів»

Навчальна тема спрямована на формування у фахівців газотранспортного підприємства знань та практичних навичок для підвищення ефективності очищення і діагностики магістральних трубопроводів, забезпечення надійності та безпеки експлуатації трубопровідних систем.

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
Рівень знань (Remembering)	Вивчити класифікацію методів очищення трубопроводів (механічні, гідродинамічні, хімічні); Ознайомитися з видами дефектів трубопроводів та їх впливом на експлуатацію; Знати нормативні вимоги та стандарти безпеки при проведенні діагностики.
Рівень розуміння (Understanding)	Пояснити вплив забруднень на ефективність транспортування газу; Описати основні принципи роботи обладнання для неруйнівного контролю; Аналізувати причинно-наслідкові зв'язки між дефектами трубопроводу та можливими аварійними ситуаціями.
Рівень застосування (Applying)	Виконувати очищення магістральних трубопроводів відповідно до технологічних регламентів; Проводити первинну діагностику та оцінку стану трубопроводів із застосуванням сучасних методів неруйнівного контролю; Використовувати цифрові системи моніторингу для збору та аналізу технічних даних.

Продовження табл. 4.3

1	2
Рівень аналізу (Analyzing)	Виявляти та класифікувати дефекти та їх критичність; Порівнювати ефективність різних методів очищення та діагностики; Аналізувати результати вимірювань та прогнозувати ризики виникнення аварійних ситуацій.
Рівень синтезу (Creating)	Розробляти оптимальні схеми очищення трубопроводів для конкретних ділянок; Створювати плани проведення діагностики з урахуванням ресурсів та безпеки; Пропонувати методи інтеграції цифрових технологій для підвищення ефективності контролю.
Рівень оцінки (Evaluating)	Оцінювати якість проведеної діагностики та очищення; Визначати відповідність технологічних процесів стандартам безпеки; Приймати рішення щодо впровадження нових технологій та оптимізації існуючих процедур.

#### 4.5 Перелік літературних джерел з теми

1. Іваненко, С. П. Технології очищення та діагностики магістральних трубопроводів. – Київ: Вид-во «Нафтогаз», 2020. – 320 с.
2. Петренко, О. В. Неруйнівний контроль та оцінка технічного стану трубопровідних систем. – Харків: Технічна книга, 2019. – 256 с.
3. Smith, J., & Brown, L. Pipeline Integrity Management: Methods and Practices. – London: Engineering Press, 2018. – 410 p.
4. Коваленко, М. І. Цифрові системи моніторингу та безпека експлуатації трубопроводів. – Дніпро: Промислова безпека, 2021. – 288 с.

#### **4.6 Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів»**

Розробка дидактичних матеріалів з даної теми передбачає системний підхід, який забезпечує формування у слухачів комплексних професійних компетентностей, необхідних для ефективного очищення та діагностики магістральних трубопроводів. Основною метою є створення навчального контенту, що поєднує теоретичні знання з практичними навичками, дозволяє моделювати аварійні та нестандартні ситуації, а також застосовувати сучасні методи контролю технічного стану трубопроводів.

Першим кроком при конструюванні дидактичних матеріалів є визначення цільової аудиторії. До неї належать: інженери з експлуатації трубопроводів, спеціалісти з технічного контролю, фахівці з безпеки виробництва, молоді інженери, які потребують поглибленого навчання для роботи з сучасними технологіями очищення та діагностики.

Дидактичні матеріали повинні включати кілька блоків:

1. Теоретичний блок – охоплює конструктивні особливості трубопровідних систем, принципи роботи магістральних насосних станцій, методи очищення та діагностики, а також основи промислової безпеки і нормативно-технічні вимоги.

2. Практичний блок – передбачає роботу з тренажерами, стендами для моделювання дефектів, використання цифрових систем моніторингу та сучасних інструментів неруйнівного контролю (ультразвуковий, вібраційний, термографічний контроль).

3. Аналітичний блок – забезпечує розвиток навичок оцінки технічного стану трубопроводів, аналізу дефектів, прогнозування залишкового ресурсу, формування експертних висновків і прийняття рішень щодо оптимізації експлуатації.

Для забезпечення ефективності навчання рекомендується застосовувати різноманітні методи і засоби: лекції, інтерактивні презентації,

відеодемонстрації, практичні та лабораторні заняття, кейс-методи, групові дискусії, моделювання аварійних ситуацій та самостійну роботу з нормативними документами і технічними звітами.

Структуру дидактичних матеріалів доцільно будувати за логікою від простого до складного, забезпечуючи поступове ускладнення завдань та інтеграцію теоретичних знань із практичними навичками. Особлива увага приділяється безпечному виконанню технологічних операцій, дотриманню стандартів і використанню сучасного цифрового обладнання.

Таким чином, правильно розроблені дидактичні матеріали забезпечують формування компетентного, висококваліфікованого персоналу газотранспортного підприємства, здатного ефективно проводити очищення та діагностику магістральних трубопроводів, підвищувати надійність систем і мінімізувати ризики аварійних ситуацій.

#### **4.7 Аналіз базових умов навчання з теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів»**

Аналіз базового навчального матеріалу з теми представлений в таблиці табл. 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
Конструктивні особливості магістральних трубопроводів	<p>Методи: усне опитування.            Форми: фронтальна.            Засоби: контрольні питання.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Які основні матеріали застосовуються для виготовлення магістральних трубопроводів і чим вони відрізняються?</li> <li>– Назвіть основні вузли трубопровідної системи та їх функції.</li> <li>– Як експлуатаційні умови впливають на вибір конструктивних рішень для трубопроводів?</li> </ul>
Методи очищення трубопроводів	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Які механічні методи очищення застосовуються на магістральних трубопроводах і як вони працюють?</li> <li>– В чому полягають переваги гідродинамічного та хімічного очищення?</li> <li>– Як оцінюється ефективність проведеного очищення трубопроводу?</li> </ul>
Методи діагностики магістральних трубопроводів	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Які види неруйнівного контролю застосовуються для діагностики трубопроводів?</li> <li>– Які переваги дистанційного контролю у порівнянні з традиційним візуальним оглядом?</li> <li>– Яким чином цифрові системи моніторингу підвищують точність діагностики?</li> </ul>
Аналіз технічного стану трубопровідних систем	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Як визначається критичність виявлених дефектів трубопроводів?</li> <li>– Які методи прогнозування залишкового ресурсу використовуються у практиці газотранспортних підприємств?</li> <li>– Як результати аналізу технічного стану впливають на планування ремонтних робіт?</li> </ul>
Промислова безпека та управління ризиками	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Які основні ризики пов'язані з експлуатацією магістральних трубопроводів?</li> <li>– Які заходи забезпечують безпеку персоналу під час очищення та діагностики трубопроводів?</li> </ul>

Продовження табл. 4.4

1	2
Цифрові технології та автоматизація контролю	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Як системи SCADA допомагають контролювати стан магістральних трубопроводів?</li> <li>– В чому полягає роль цифрового моделювання у підготовці персоналу та плануванні робіт?</li> <li>– Які переваги використання автоматизованих датчиків та цифрових симуляторів?</li> </ul>
Планування та організація робіт з очищення та діагностики	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Які основні етапи планування робіт з очищення та діагностики трубопроводів?</li> <li>– Як забезпечується взаємодія між технічними та експлуатаційними підрозділами?</li> <li>– Які критерії використовуються для оцінки ефективності проведених робіт?</li> </ul>

#### 4.8 Проектування мотиваційних технологій

Проектування мотиваційних технологій навчання з теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів», 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, мотивуючий вступ	<p>Доброго дня, шановні слухачі! Ефективне функціонування магістральних трубопроводів є ключовим елементом безпечного та безперервного транспортування газу, що впливає на економічну стабільність підприємства та енергетичну безпеку країни. Водночас сучасна інфраструктура трубопроводів зазнає впливу старіння матеріалів, накопичення внутрішніх відкладень і корозійних процесів, що створює ризики аварійних ситуацій.</p> <p>Тема «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» є надзвичайно актуальною, оскільки підвищення ефективності цих процесів безпосередньо впливає на надійність роботи систем, зменшує ймовірність технологічних порушень та скорочує витрати на ремонт і обслуговування. Системне використання сучасних методів очищення, цифрових технологій моніторингу та неруйнівного контролю дозволяє своєчасно виявляти дефекти, прогнозувати їхній розвиток і запобігати аварійним ситуаціям.</p> <p>Освоєння даної теми сприяє формуванню у фахівців комплексних компетентностей: від розуміння конструктивних і технологічних особливостей трубопровідної системи до практичних навичок очищення, діагностики та оцінки технічного стану обладнання. Це дозволяє підвищити рівень професійної підготовки, оптимізувати виробничі процеси та забезпечити безпечну експлуатацію магістральних трубопроводів.</p> <p>Таким чином, вивчення та застосування знань і навичок, пов'язаних з удосконаленням процесів очищення та діагностики, є не лише необхідністю для підтримання безпеки та надійності систем, а й можливістю підвищити власну професійну</p>

	компетентність та ефективність діяльності підприємства в цілому.
--	--

#### 4.9. Проектування технології формування орієнтовної основи діяльності

Проектування технології формування орієнтовної основи діяльності при вивчені теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» (табл. 4.6).

Таблиця 4.6

##### Способи формування ООД з теми

Рівні засвоєння (Блум)	Форми навчання	Методи та засоби навчання
Знання (Knowledge)	Лекції, семінари	Презентації, навчальні посібники, відео-демонстрації
Розуміння (Comprehension)	Інтерактивні семінари, обговорення кейсів	Схемні моделі трубопроводів, технічні карти, групові дискусії
Застосування (Application)	Лабораторні та практичні заняття	Моделі трубопроводів, цифрові симулятори, вимірювальні прилади
Аналіз (Analysis)	Практикуми, кейс-аналіз	Протоколи діагностики, програмне забезпечення для аналізу даних, графіки та діаграми
Синтез (Synthesis)	Групові проекти, інтегровані практичні заняття	Робота в команді, проєктні завдання, цифрові моделюючі системи
Оцінювання (Evaluation)	Тренінги, дискусії, контрольні роботи	Аналітичні таблиці, кейс-методи, порівняльний аналіз результатів діагностики

#### 4.10 Проектування технології формування виконавчих дій

Проектування технології формування виконавчих дій при вивченні теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» (табл. 4.7).

Таблиця 4.7

## Способи формування виконавчих дій з теми

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми	Методи, засоби закріплення
1	2	3
I, II, III, IV	Колективна-групова	<p>1. Вивчення технології очищення трубопроводів</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ознайомлення з різними методами механічного та хімічного очищення магістральних трубопроводів.</li> <li>• Практична демонстрація роботи пігінгових систем і використання очисних пристроїв.</li> <li>• Вправа: розробка алгоритму вибору методу очищення залежно від діаметра, довжини та типу магістралі.</li> </ul> <p>2. Оцінка технічного стану трубопроводу</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Аналіз основних параметрів експлуатації: тиск, температура, швидкість потоку.</li> <li>• Вправа: складання таблиці дефектів, їх причин та можливих наслідків для різних ділянок трубопроводу.</li> <li>• Використання контрольних приладів для вимірювання корозійних ушкоджень та відкладень.</li> </ul> <p>3. Неруйнівний контроль (NDT) магістральних трубопроводів</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Практичне застосування ультразвукового, магнітопорошкового та вібраційного контролю.</li> <li>• Вправа: визначення типів дефектів на навчальних макетах труб, складання звітів за результатами контролю.</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Симуляція аварійних дефектів та оцінка їх критичності для безпечної експлуатації.</li> </ul>
--	--	---

Продовження табл.4.7

1	2	3
		<p>4. Моделювання аварійних та нестандартних ситуацій</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Робота з цифровими симуляторами трубопроводів для відпрацювання дій у разі закоксування, витоків або корозійних ушкоджень.</li> <li>• Вправа: прогнозування наслідків аварії та розробка плану дій для локалізації дефекту.</li> <li>• Аналіз причин аварій на прикладі реальних кейсів, підготовка пропозицій щодо запобігання повторним випадкам.</li> </ul> <p>5. Обробка та аналіз даних діагностики</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Збір інформації з приладів, сенсорів та систем моніторингу.</li> <li>• Вправа: складання аналітичних графіків, оцінка залишкового ресурсу трубопроводу.</li> <li>• Розробка рекомендацій щодо проведення профілактичних заходів, планування очищення та ремонту.</li> </ul> <p>6. Розробка інженерних рішень для удосконалення процесу очищення та діагностики</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Використання отриманих результатів для оптимізації технологічних процесів.</li> <li>• Вправа: підготовка проєктних пропозицій щодо модернізації обладнання та впровадження нових методів контролю.</li> <li>• Презентація рішень у групі, обговорення та корекція з урахуванням безпекових та економічних аспектів.</li> </ul>

#### 4.11 Проектування контрольних дій

Проектування контрольних дій з теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» (табл. 4.8).

Таблиця 4.8

Засоби контролю по темі

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми	Методи, засоби
1	2	3
I, II, III	Колективно-індивідуальні	<p><u>Контрольні питання.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Які основні методи очищення магістральних трубопроводів застосовуються на сучасних газотранспортних підприємствах?</li> <li>2. Які фактори впливають на вибір методу очищення трубопроводу?</li> <li>3. Що таке неруйнівний контроль трубопроводів і які його основні види?</li> <li>4. Які типові дефекти магістральних трубопроводів можна виявити під час діагностики?</li> <li>5. Як оцінюється технічний стан трубопроводу на основі даних діагностики?</li> <li>6. Які ризики виникають при несвоєчасному очищенні або діагностиці трубопроводу?</li> <li>7. Які переваги використання цифрових систем моніторингу та симуляторів у процесі діагностики?</li> <li>8. Як моделювання аварійних ситуацій допомагає підвищити безпеку експлуатації трубопроводів?</li> </ol>

		<p>9. У чому полягає роль аналітичної обробки даних для прогнозування залишкового ресурсу магістральних трубопроводів?</p> <p>10. Які заходи можна запропонувати для удосконалення процесу очищення та діагностики трубопроводів на підприємстві?</p>
--	--	---

#### **4.12 Розробка програми курсів підвищення кваліфікації**

Програма курсів підвищення кваліфікації викладання теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» представлено в табл. 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 технології очищення та діагностики трубопроводів	2	Ознайомити слухачів із сучасними підходами та стандартами очищення і діагностики магістральних трубопроводів	Лекція	Пояснювальна, демонстрація, мультимедійна презентація
2	Методи механічного та хімічного очищення трубопроводів	3	Розкрити принципи та особливості застосування різних методів очищення	Лекція + Практика	Аналіз прикладів, демонстрація обладнання, дискусія
3	Неруйнівний контроль та інструментальна діагностика	4	Ознайомити з видами неруйнівного контролю та принципами роботи діагностичних систем	Лекція + Практика	Візуалізація, робота з приладами, лабораторні вправи
4	Оцінка технічного стану та прогнозування ресурсу трубопроводів	3	Навчити аналізу даних діагностики для оцінки залишкового ресурсу	Практика	Робота з цифровими симуляторами, кейс-методи, груповий аналіз
5	Моделювання аварійних та нестандартних ситуацій	4	Відпрацювання дій у кризових ситуаціях та формування навичок прийняття рішень	Практика	Симуляції, рольові ігри, тренажери
6	Інтеграція технологічних і безпекових знань	2	Формування комплексного розуміння взаємозв'язку технології очищення та безпеки робіт	Лекція + Дискусія	Групові обговорення, аналіз реальних кейсів

Продовження табл. 4.9

1	2	3	4	5	6
7	Підсумкове заняття: комплексна діагностика трубопроводу	4	Закріплення знань і навичок шляхом проведення повного циклу діагностики	Практика	Робота на тренажерах та стендах, моделювання, тестування знань

### 4.13 Розробка сценарію заняття «Оцінка технічного стану та прогнозування ресурсу трубопроводів»

Таблиця 4.10

## Сценарій заняття

№ з/п	Структурні елементи заняття	Зміст структурних елементів
1	Організаційна частина (5 хвилин)	Привітання учасників, перевірка присутності, ознайомлення з планом заняття та очікуваними результатами.
2	Вступна частина (10 хвилин)	Короткий огляд важливості оцінки технічного стану магістральних трубопроводів, актуальні проблеми експлуатації та значення прогнозування залишкового ресурсу для безпечної роботи. Мотивація слухачів через демонстрацію прикладів реальних аварій та наслідків.
3	Теоретична частина (30 хвилин)	1. Основні параметри та критерії оцінки технічного стану трубопроводів.2. Методи збору та аналізу даних: неруйнівний контроль, інспекції, цифрові системи моніторингу.3. Алгоритми визначення залишкового ресурсу та прогнозування ризиків відмов.4. Вплив експлуатаційних факторів та забруднень на ресурс трубопроводу.
4	Практична частина (45 хвилин)	1. Робота з реальними або змодельованими даними діагностики трубопроводів. 2. Розрахунок залишкового ресурсу на основі отриманих параметрів. 3. Використання цифрових симуляторів для моделювання деградації матеріалів та оцінки ймовірності відмов. 4. Аналіз кейсів реальних аварійних ситуацій та вироблення рекомендацій щодо технічного обслуговування.
5	Заключна частина (10 хвилин)	Підведення підсумків заняття, обговорення основних висновків та типових помилок. Відповіді на запитання слухачів. Домашнє завдання: підготувати короткий звіт з аналізом технічного стану трубопроводу на основі отриманих практичних даних.

## Висновки до розділу 4

Розробка дидактичного проєкту викладання теми «Удосконалення процесу очищення та діагностики магістральних трубопроводів» у процесі підвищення кваліфікації фахівців газотранспортного підприємства дозволяє забезпечити комплексний та системний підхід до професійної підготовки персоналу. В основу проєкту покладено інтеграцію теоретичних знань з практичними навичками, що необхідні для ефективного проведення очищення та діагностики магістральних трубопроводів. Програма передбачає врахування сучасних технологічних та безпекових вимог, зокрема моделювання аварійних та нестандартних ситуацій, що дає змогу слухачам здобути навички швидкого та обґрунтованого прийняття рішень у реальних виробничих умовах. Особлива увага приділяється використанню цифрових інструментів моніторингу та методів неруйнівного контролю, що дозволяє фахівцям набути компетентності у роботі з сучасними системами діагностики та оцінки технічного стану трубопроводів, підвищуючи їхню надійність і безпеку експлуатації.

Проєкт передбачає поетапне досягнення навчальних цілей за рівнями Блума, починаючи від засвоєння базових знань та розуміння технологічних процесів до їх практичного застосування, аналітичної обробки інформації та синтезу даних для вирішення складних професійних завдань. Практичний компонент програми включає виконання кейс-стаді, розрахунки залишкового ресурсу трубопроводів, оцінку технічного стану обладнання та моделювання аварійних ситуацій, що сприяє формуванню навичок аналізу та прийняття експертних рішень у виробничих умовах. Такий підхід забезпечує закріплення теоретичних знань і їхню трансформацію у практичні компетентності, необхідні для ефективного та безпечного виконання робіт на магістральних трубопроводах.

Реалізація розробленого дидактичного проєкту у програмах підвищення кваліфікації сприяє зниженню ризику аварійних ситуацій, оптимізації технічного обслуговування та ремонту трубопроводів, підвищенню ефективності

виробничих процесів і загальної безпеки експлуатації об'єктів газотранспортного підприємства. Крім того, комплексний підхід до навчання персоналу дозволяє забезпечити гармонійне поєднання знань у сфері експлуатації, промислової безпеки, управління ризиками та використання сучасних технологій діагностики. В результаті, підвищення кваліфікації за такою програмою формує високопрофесійний кадровий склад, здатний ефективно підтримувати надійність та безпеку магістральних трубопроводів, що має безпосередній вплив на стабільність функціонування газотранспортного підприємства та мінімізацію техногенних ризиків.

## ВИСНОВКИ

Роботу присвячено дослідженню процесу професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, які забезпечують очищення та діагностику магістральних трубопроводів для підтримки їхньої надійності та безпечної експлуатації.

Теоретично обґрунтовано та розроблено комплексну систему професійної підготовки фахівців газотранспортного підприємства, спрямовану на формування компетентностей, необхідних для достовірного проведення очищення та діагностики магістральних трубопроводів, а також прийняття обґрунтованих рішень щодо планування технічного обслуговування та профілактичних робіт.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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

7. Семенова А.В. Професійна педагогіка: Підручник. / Авт. : О.В. Грабовський, Л.В. Коломієць, О.С. Савельєва, А.В. Семенова, В.Ф. Яні; за заг. ред. А.В. Семенової. – Одеса: Бондаренко М.О., 2020. – 575 с.
8. Сайт дистанційної освіти Університету – Режим доступу: <https://moodle.karazin.ua>
9. EdEra – студія онлайн-освіти [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ed-era.com/>
10. Український освітній онлайн-портал для вчителів «На Урок» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://naurok.com.ua/>
11. «Освіторія Медіа» – онлайн медія про освіта та виховання [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://osvitoria.media/>
12. Освіта.UA [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://osvita.ua>
13. Всеосвіта – освітня платформа для професійного зростання педагогічних працівників та підвищення їх педагогічної майстерності [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://vseosvita.ua/>
14. ДБН В.1.1-27:2021 «Кліматологія».
15. ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи».
16. ДСТУ–Н Б В.2.5–40:2011 «Настанова з проектування магістральних трубопроводів».
17. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Будівлі та споруди. Визначення категорій приміщень за вибухопожежною та пожежною небезпекою».
18. ВСН 011-88 «Будівництво магістральних і промислових трубопроводів. Очищення порожнини і випробування».
19. ВБН В.2.3-00013741-09:2009.
20. ДСТУ–Н Б В.2.5–40:2011 «Настанова з проектування магістральних трубопроводів».

21. ДСТУ Б В.2.8-10:2011 «Системи технічної діагностики трубопроводів. Загальні вимоги».
22. ВБН В.2.3-00013741-09:2009 Відомчі будівельні норми для нафтогазової галузі.
23. ДСТУ 8804:2018 «Прокат товстолистовий з нелегованої та легованої сталі для котлів і посудин, які працюють під тиском. Технічні умови»
24. ДБН А.3.1-5:2009 «Організація будівництва».
25. ДСТУ-Н Б А.3.1-23:2013 «Настанова з технічного нагляду за будівництвом».
26. ВБН В.2.3-218-007:2009 Відомчі будівельні норми (для нафтогазової галузі).
27. ДСТУ Б А.2.4-4:2009 Вимоги до проєктної та робочої документації.
28. НПАОП 0.00-1.15-07 Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті (актуальні для монтажу трубопроводів).
29. ДБН А.3.1-5:2009 Організація будівництва»
30. ДСТУ-Н Б А.3.1-23:2013 «Настанова з технічного нагляду».
31. ВБН В.2.3-218-007:2009 внутрішні регламенти «Укртранснафти».
32. ДСТУ 8804:2018 Прокат для посудин під тиском.
33. ДСТУ 7234:2011 «Безпека промислового обладнання. Загальні ергономічні вимоги»
34. ВСН 012-88 «Будівництво магістральних і промислових трубопроводів. Контроль якості і приймання робіт»
35. ДСТУ ГОСТ 12.1.012:2008 «Система стандартів безпеки праці. Вібраційна безпека. Загальні вимоги».