

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Інститут матеріалознавства та зварювання ім. Є.О. Патона
Кафедра смарт технологій з'єднань та інженерії поверхні**

"На правах рукопису"
УДК 621.791

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ Ігор СМІРНОВ
«14» грудня 2021 р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
зі спеціальності 131 «Прикладна механіка»
на тему: «Ремонт кільцевих зварних з'єднань трубопроводів в умовах
експлуатації»**

Виконав :
студент II курсу, групи ЗС-301мп

_____ Андрій ОВЧАРЕНКО

Керівник:
доцент кафедри смарт технологій з'єднань та інженерії поверхні, к.т.н.

_____ Сергій МІНАКОВ

Консультант з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях:
завідувач кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки
д.т.н., професор

_____ Олег ЛЕВЧЕНКО

Рецензент:
доцент кафедри лазерної техніки та фізико-технічних технологій, к.т.н.

_____ Михайло БЛОЩИЦІН

Засвідчую, що у цій дисертації
немає запозичень з праць інших авторів
без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2021 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут матеріалознавства та зварювання ім. Є.О. Патона
Кафедра смарт технологій з'єднань та інженерії поверхні

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність (спеціалізація) – 131 «Прикладна механіка»

Освітньо-професійна програма «Технологічні системи інженерії з'єднань і поверхонь»

Затверджую:
Зав. кафедри СТЗІП

Ігор СМІРНОВ
«17» вересня 2021 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИСЕРТАЦІЮ
освітньо-кваліфікаційного рівня «Магістр»

Студенту гр. ЗС-301мп Овчаренко Андрію Анатолійовичу

1. Тема проекту (роботи) **Ремонт кільцевих зварних з'єднань трубопроводів в умовах експлуатації**

затверджено наказом по інституту від " " 2021р. №

2. Термін здачі студентом закінченого проекту (роботи) 14 грудня 2021 р.

3. Вихідні дані роботи:

3.1 Труби зовнішнім діаметром 426 мм та 1020 мм з товщинами стінки 10,0 та 12,0 мм

3.2 Електроди зварювальні з основним типом покриття E42 ДСТУ EN ISO 2560-A (AWS A5.1 E7016(8)) діаметром 3,0 - 3,25 мм; E50 ДСТУ EN ISO 2560-A (AWS A5.5 E8018) діаметром 4,0 мм

3.3 Матеріал деталей конструкції та труби – низьковуглецеві (масова доля вуглецю $C < 0,24\%$) та низьколеговані сталі (сумарною кількістю легуючих елементів до 2,5% (5%)) з перлітного класу, спокійні чи напівспокійні, як звичайної якості, так і якісні

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які повинні бути розроблені додатково до обов'язкових, що визначені в методичних вказівках):

4.1 Провести аналіз типів трубопроводів та дефектів, що впливають на їх експлуатацію, існуючі методи ремонту трубопроводів;

4.2 Розробка нового ремонтного рішення;

4.2.1 Розробка обґрунтування необхідності нових ремонтних рішень;

4.2.2 Розробка схеми нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення;

4.2.3 Розробка технічних умов на виготовлення нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення;

4.2.4 Розробка заходів з безпечного виконання робіт та заходів зі збереження навколишнього середовища

5. Перелік графічного матеріалу (кількість аркушів плакатів у форматах A1)

5.1 Аналіз типів трубопроводів та дефектів, що впливають на їх експлуатацію, існуючі методи ремонту трубопроводів(3)

5.2 Розробка схеми нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення та технологічної інструкції з монтажу(6)

5.4 Впровадження нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення(1)

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Проф., д.т.н., Олег ЛЕВЧЕНКО зав. каф. охорони праці, промислової та цивільної безпеки		

Календарний план-графік виконання дипломної роботи

РЕФЕРАТ

№	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання	Примітка
1.	Аналіз типів трубопроводів та дефектів, що впливають на їх експлуатацію, існуючі методи ремонту трубопроводів	05.11.2021 р.	
2.	Розробка обґрунтування необхідності нових ремонтних рішень	10.11.2021 р.	
3.	Розробка схеми нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення	17.11.2021 р.	
4.	Розробка технічних умов на виготовлення нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення	23.11.2021 р.	
5.	Розробка заходів з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.12.2021 р.	
6.	Оформлення дисертації і передача її на кафедру	14.12.2021 р.	

7. Дата видачі завдання

“ 01 ” листопада 2021 р.

Керівник

(підпис)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

РЕФЕРАТ

Дисертація на тему Ремонт кільцевих зварних з'єднань трубопроводів в умовах експлуатації.

Обсяг пояснювальної записки: 99 сторінок, рисунків: 21, таблиць: 7, плакатів: 10.

Об'єкт дослідження – методи ремонту неприпустимих дефектів кільцевих зварних з'єднань магістральних трубопроводів в умовах експлуатації, при наявності дефектів навколошовної зони та основного металу труб, які мають протяжність більшу за $0,5 D$ трубопроводу.

Мета роботи – розробка ремонтного конструктивно-технологічного рішення, яке дасть змогу оперативно проводити ремонт магістральних трубопроводів в умовах експлуатації силами експлуатуючих служб при наявності неприпустимих дефектів кільцевих зварних з'єднань при наявності дефектів навколошовної зони та тіла труби на відстані від кільцевого зварного з'єднання, що перевищує $0,5 D$ трубопроводу.

Проаналізовано об'єкти дослідження (основні типи трубопроводів та дефектів, що впливають на їх експлуатацію, існуючі методи ремонту трубопроводів).

Проаналізовано існуючі ремонтні конструкції (методи їх виготовлення, переваги та недоліки), обрано прототип та надано його опис.

Визначені критерії вибору способу ремонту дефектів магістральних трубопроводів та послідовність прийняття рішення при виборі методу ремонту.

Виконано розробку конструктивно-технологічного рішення, що вирішує поставлені задачі.

Розроблено методи попередження виникнення холодних та гарячих тріщин.

Розроблено заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: магістральний трубопровід, ремонт, муфта, дефекти, зварювання.

ABSTRACT

Dissertation on Repair of ring welded joints of pipelines in operation.

Volume of explanatory note: 99 pages, figures: 21, tables: 7, posters: 10.

The object of research is the methods of repairing unacceptable defects of annular welded joints of main pipelines in the conditions of operation, in the presence of defects.

The purpose of the work is to develop a repair design and technological solution that will allow to quickly repair the main pipelines in the conditions of operation by the operating services in the presence of unacceptable defects of annular welds in the presence of defects around the seam zone and pipe body at a distance from annular weld, exceeding $0.5 D$ pipeline.

The objects of research are analyzed (the main types of pipelines and defects that affect their operation, existing methods of pipeline repair).

The existing repair constructions (methods of their production, advantages and disadvantages) are analyzed, the prototype is chosen, and its description is given.

The criteria for choosing the method of repairing defects of main pipelines and the sequence of decision-making when choosing a method of repair are determined.

The development of a constructive-technological solution that solves the set tasks was performed.

Methods for preventing the occurrence of cold and hot cracks have been developed.

Measures for labor protection and safety in emergency situations have been developed.

KEYWORDS: main pipeline, repair, coupling, defects, welding.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень, символів, скорочень, термінів	7
ВСТУП	8
1. Аналіз об'єкту дослідження	10
1.1. Класифікація трубопроводів	10
1.2. Класифікація дефектів трубопроводів (наслідки для експлуатації різних типів трубопроводів), причини їх виникнення та методи попередження	12
1.3. Аналіз існуючих ремонтних конструкцій, методи їх виготовлення: переваги та недоліки. Опис прототипу	18
1.4. Постановка мети та задач	42
2. Критерії вибору способу ремонту магістрального трубопроводу під тиском та способи, що застосовуються	44
2.1. Критерії вибору способу ремонту	44
2.2. Методи ремонту, що застосовуються	44
2.3. Послідовність прийняття рішення при виборі методу ремонту	51
3. Конструктивно-технологічне рішення, що пропонується (переваги та недоліки)	54
3.1. Опис конструктивно-технологічного рішення, що пропонується	54
3.2. Розробка конструктивно-технологічного рішення	55
3.3. Поопераційний контроль якості виконання монтажу	74
3.4. Переваги та недоліки конструктивно-технологічного рішення	78
4. Розробка СТАРТАП проекту	80
5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	81
ВИСНОВКИ	90
РЕКОМЕНДАЦІЇ	91
Список використаної літератури	92

Перелік умовних позначень, символів, скорочень, термінів

D – зовнішній діаметр трубопроводу

R – номінальний зовнішній радіус труби

t – номінальна товщина стінки труби

$P_{\text{роб}}$ – робочий тиск трубопроводу

$t_{\text{зал}}$ – залишкова товщина стінки труби з дефектом

$h_{\text{д}}$ – глибина дефекту

$L_{\text{д}}$ – максимальна довжина дефекту

$L_{\text{дн}}$ – максимальна довжина дефекту в повздовжньому напрямку

Секв – еквівалент вуглецю сталі

HCS – Чутливість зварного з'єднання до утворення гарячих тріщин

B – ширина бандажа

L – довжина муфти

H – ширина технологічних кілець муфти

ВТД – внутрішньотрубна діагностика трубопроводів

ГТС – газотранспортна система

ОПН – об'єкт підвищеної небезпеки

ВСТУП

На території України прокладено близько 42 000 км магістральних трубопроводів, значну кількість з яких побудовано та введено в експлуатацію в 1960-1980-их роках, відповідно термін експлуатації таких трубопроводів перевищує нормативний термін служби (33 роки).

Будь яка конструкція в процесі експлуатації зазнає змін, пов'язаних з дією навколишніх факторів. Ці фактори з часом призводять до відхилень робочих параметрів від нормативних значень та спричиняють розвиток різноманітних дефектів.

Магістральний трубопровід є об'єктом підвищеної небезпеки, тому вкрай важливо підтримувати надійну його експлуатацію, в тому числі вчасно виявляти дефекти трубопроводу та проводити відновлювальний ремонт.

Традиційний метод ремонту магістральних трубопроводів передбачає зупинку трубопроводу з наступною заміною його дефектної ділянки. Цей метод ремонту вимагає значних фінансових витрат і пов'язаний з вимушеним простоєм трубопроводу тому його доцільно використовувати при наявності обширних неприпустимих дефектів на протяжних ділянках трубопроводу. Виявлення, в основному, локальних неприпустимих дефектів трубопроводів та неможливість, в багатьох випадках, зупинити транспортування продукту на час, який необхідний для проведення ремонту методом заміни ділянки трубопроводу, призвело до розробки і широкого розвитку ряду методів ремонту під тиском, без виводу їх з експлуатації. Основними методами, що не вимагають припинення транспортування трубопроводами продукту є ремонт за допомогою муфт.

Методи ремонту магістральних трубопроводів викладені в ВБН В.3.1-00013741-08 [1], ВБН В.3.1-00013741-07¹ [2] та ГБН В.3.1-00013741-12 [3].

В [3] найбільш широко викладені існуючі ремонтні конструкції, що передбачають ремонт більшої частини дефектів газопроводів без зупинки транспортування продукту трубопроводом, під тиском. В документі наведено опис

1 – У зв'язку з аналогічністю ремонтних рішень і параметрами дефектів в даній роботі окремо розглядатися не буде

дефектів, ремонт яких допускається кожною конструкцією, технологією виготовлення, монтажу та контролю якості монтажу.

Об'єктом дослідження даної роботи є методи ремонту неприпустимих дефектів кільцевих зварних з'єднань магістральних трубопроводів в умовах експлуатації, при наявності дефектів навколошовної зони та основного металу труб, які мають протяжність більшу за $0,5D$ трубопроводу.

Існуючі методи ремонту подібних комбінованих дефектів трубопроводів ґрунтуються на використанні композитних матеріалів або металевих муфт з заповненням самотвердіючими масами, що, при великих розмірах дефектів, значно збільшує вартість таких ремонтів та потребує залучення до проведення ремонту спеціалізованих організацій.

Дослідження полягає в розробці ремонтного рішення, що дозволить оперативно усувати неприпустимі дефекти кільцевих зварних з'єднань магістральних трубопроводів, при наявності дефектів навколошовної зони та основного металу труб, в тому числі, які мають протяжність більшу за $0,5 D$ трубопроводу при виконанні ремонту на діючих магістральних трубопроводах в умовах експлуатації (під тиском). Весь комплекс робіт передбачається до виконання персоналом служб, які експлуатують трубопровід, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт та оперативність їх проведення

1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Класифікація трубопроводів

Трубопровід – це спорудження з труб, яке включає в себе: труби, різноманітні види деталей (відводи, переходи діаметрів, заглушки, трійники, фланці), які необхідні для монтажу трубопроводу в єдиний об'єкт, трубопровідну арматуру (регулюючі та запірні клапани, вентилі, крани, засувки, тощо) та інші (компенсатори, опори, підвіски, тощо).

1.1.1 Основні типи трубопроводів:

– **магістральний трубопровід** – технологічний комплекс, що функціонує як єдина система і до якого входить окремий трубопровід з усіма об'єктами і спорудами, зв'язаними з ним єдиним технологічним процесом, або кілька трубопроводів, якими здійснюються транзитні, міждержавні, міжрегіональні поставки продуктів транспортування споживачам, або інші трубопроводи, спроектовані та збудовані згідно з державними будівельними вимогами щодо магістральних трубопроводів;

– **промисловий трубопровід (приєднана мережа)** – всі інші немагістральні трубопроводи в межах виробництв, а також нафтобазові, внутрішньопромислові нафто-, газо- і продуктопроводи, міські газорозподільні, водопровідні, теплопровідні, каналізаційні мережі, розподільчі трубопроводи водопостачання, меліоративні системи, тощо;

– **технологічний трубопровід** – комплекс труб та обладнання, які використовуються на виробничих підприємствах та об'єктах для транспортування технологічних речовин та рідин (сировини, напівфабрикатів, реагентів, а також проміжних та кінцевих продуктів, отриманих або таких, що використовуються в технологічному процесі), необхідних для ведення технологічного процесу або експлуатації обладнання.

1.1.2 За продуктом, що транспортується трубопроводи поділяються на: трубопроводи, якими здійснюється транспортування вуглеводнів (газ природний, нафта та нафтопродукти, водень, сірководень);

- трубопроводи, якими здійснюється транспортування хімічних продуктів (аміак та інші);

- трубопроводи, якими здійснюється транспортування води (водогони, каналізаційні, тощо);

- трубопроводи, якими здійснюється транспортування пари та гарячої води (теплові мережі, енергетичні);

- транспортування інших газоподібних або рідких речовин (сировина, напівфабрикати, реагенти, проміжні та кінцеві продукти виробничих підприємств).

1.1.3 За способом прокладання визначають:

- трубопроводи підземного прокладання (прокладений траншейним способом з наступним засипанням ґрунтом);

- трубопроводи підводного прокладання (прокладений нижче поверхні води при перетинанні річок, водойм, озер, морських акваторій);

- трубопроводи надземного прокладання (прокладений на опорах або естакадах на відстані більшій ніж 25 см від рівня ґрунту);

- наземні трубопроводи (незаглиблені і напівзаглиблені трубопроводи бувають відкритими (без обваловування), в насипі і плаваючими);

- трубопроводи прокладені в лотках, тунелях, тощо.

1.1.4 У відповідності до тиску в трубопроводі, продукту, що транспортується та факторам небезпечності трубопроводи розділяються на:

1.1.4.1 Магістральні газопроводи на класи:

- I клас – при робочому тиску більшому ніж 2,5 до 10,0 МПа (включно);

- II клас – при робочому тиску більшому ніж 1,2 до 2,5 МПа (включно).

1.1.4.2 Магістральні нафтопроводи на класи:

- I клас – при умовному діаметрі більшому ніж 1000 до 1200 мм (включно);

II клас – при умовному діаметрі більшому ніж 500 до 1000 мм (включно);

- III клас – при умовному діаметрі більшому ніж 300 до 500 мм (включно);

- IV клас – при умовному діаметрі 300 мм і менше.

1.1.4.3 Газопроводи систем газопостачання у відповідності до тиску газу, який транспортується, поділяються на:

– газопроводи високого тиску I категорії – при робочому тиску газу від 0,6 до 1,2 МПа для природного газу та газоповітряних сумішей та до 1,6 МПа для зріджених вуглеводневих газів;

– газопроводи високого тиску II категорії – при робочому тиску газу від 0,3 до 0,6 МПа;

– газопроводи середнього тиску – при робочому тиску газу від 0,005 до 0,3 МПа;

– газопроводи низького тиску – при робочому тиску газу до 0,005 МПа.

1.1.4.4 Фактори небезпечності трубопроводів:

- високий тиск та/або температура продукту;
- вибухо-пожежонебезпечність продукту;
- токсичність та/або забруднення навколишнього середовища.

Класифікація трубопроводів зазначена на плакаті 2.

ВИСНОВКИ

Дослідження, враховуючи велику протяжність на території України (більше 33 000 км), та високу небезпеку при виникненні відмов, буде загострене на магістральних газопроводах основними факторами небезпеки яких, при виникненні його розгерметизації або аварійної ситуації, є високий тиск продукту, вибухо-пожежонебезпечність продукту та викид в атмосферу та ґрунт небезпечних для екології речовин.

1.2 Класифікація дефектів трубопроводів (наслідки для експлуатації різних типів трубопроводів), причини їх виникнення та методи попередження

Дефект – кожна окрема невідповідність об'єкта встановленим вимогам ДСТУ 2860 [4].

Дефект (недосконалість (зварювання плавленням) imperfection (fusion welding)) – порушення суцільності зварного з'єднання чи відхилення від передбаченої геометрії.

Неприпустимий дефект (defect (fusion welding)) – дефект, який перевищує норму ДСТУ EN ISO 6520 [5].

Дефекти магістральних трубопроводів² розрізняються:

1.2.1 За класами ДСТУ-Н Б В.2.3-21 [6]:

– 1-й клас – дефекти суцільності металу (дефекти матеріалу), що характеризуються локальним порушенням суцільності матеріалу;

– 2-й клас - дефекти форми, що проявляються у локальній зміні геометрії елементів трубопроводу.

1.2.2 За походженням:

– заводські (технологічні), що зумовлені відхиленнями від технології під час виготовлення складових елементів об'єкта (виготовлення сталевого прокату, труб, деталей трубопроводу, тощо);

– будівельні, що виникли при будівництві магістрального трубопроводу;

– експлуатаційні, що виникають під час експлуатації трубопроводу (під впливом дії факторів середовища, механічні пошкодження, корозійні пошкодження, тощо).

1.2.3 За розмірністю дефекти матеріалу поділяють на тріщиноподібні (характеризуються довжиною та глибиною) та тривимірні (характеризуються довжиною, глибиною та шириною). До тріщиноподібних дефектів відносять власне тріщини, а також гострі тривимірні дефекти основного металу (риски, подряпини, тощо), зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення, тощо), для яких ширина $2b$ є малою величиною і задовольняє нерівність:

$$b \leq \max\{0,25t; 6,4 \text{ mm}; \alpha\}, \quad (1)$$

де t – товщина стінки трубопроводу, α – глибина дефекту, b – півширина дефекту.

1.2.4 За розташуванням в тілі труби розрізняють: поверхневі дефекти, що виходять на одну із вільних поверхонь тіла труби; підповерхневі дефекти, що не виходять на вільну поверхню тіла труби; наскрізні дефекти, що виходять на протилежні поверхні тіла труби.

1.2.5 За кількістю та взаємним впливом на надійність трубопроводу розрізняють поодинокі, парні та групові.

1.2.6 За ступенем небезпеки для подальшої експлуатації магістральних

2 – враховуючи більш високі вимоги до надійності магістральних трубопроводів робота буде побудована спираючись на даний тип трубопроводів.

трубопроводів:

- незначний – ремонт такого дефекту не обов'язковий, після виявлення проводиться періодичне спостереження за дефектом;

- помірний – виконуються роботи для переведення дефекту в категорію "дефект незначний" або знижується тиск у трубопроводі до значень $\leq 0,9 P_{\max}$ або нижче, який повинен бути розрахований;

- значний – виконується усунення дефекту або заходи щодо переведення дефекту в категорію "дефект помірний";

- критичний – виконуються ремонтні роботи з усунення дефекту, до проведення ремонту виконати зменшення тиску до безпечних значень або зупинити експлуатацію трубопроводу.

1.2.7 За видами:

- дефекти форми труби (вм'ятини, забоїни, гофри, овальність, викривлення геометрії);

- дефекти стінки труби (втрата металу (корозія), риска, подряпина, задир, розшарування (у пришовній зоні, з виходом на поверхню), тріщина);

- дефекти зварних швів;

комбіновані дефекти (дефекти, які утворені при різних варіантах поєднання дефектів, що наведені вище): дефект форми в сполученні з ризикою, втратою металу, розшаруванням або тріщиною; дефект геометрії, що примикає або перебуває на зварному шві; розшарування, що примикає до дефектного зварного шва, дефект зварного з'єднання та корозійні дефекти в біляшовній зоні, тощо.

1.2.8 Найбільш поширені види дефектів, які зустрічаються на магістральних трубопроводах та призводять до відмов у їх роботі – це корозійні дефекти (експлуатаційні) та дефекти зварних з'єднань (як заводські так і будівельні).

1.2.9 Корозійні дефекти за геометричними розмірами, розташуванням на тілі трубопроводу та чинниками виникнення поділяються на види:

- зовнішня або внутрішня корозія;

- суцільна корозія, яка характеризується рівномірною глибиною і значною площею ураження;

- виразкова корозія, яка локалізується на невеликій площі, але має значну глибину проникнення по товщині стінки труб;

- рівчакова корозія, що утворюється вздовж поздовжніх і кільцевих швів, а також в місцях розходження стиків ізоляційного покриття труб;

- пітінгова корозія – місцева корозія невеликого діаметру, який значно менший за глибину її проникнення у товщину стінки труби;

- корозійне розтріскування під напругою або стрес-корозія, яка характеризується утворенням тріщин при одночасній дії корозійного середовища і постійно діючих механічних напружень;

- корозія під впливом блукаючого струму.

1.2.10 Корозія металів – це процес руйнування металів внаслідок електрохімічної чи хімічної взаємодії їх з корозійним середовищем.

1.2.11 Розділяють наступні види корозії:

- атмосферна корозія трубопроводів, що зумовлена атмосферними чинниками (для трубопроводів надземного та наземного прокладання);

- підземна корозія – це електрохімічна корозія металу трубопроводу, що експлуатується в підземних умовах, при взаємодії з ґрунтовим електролітом;

зовнішня корозія трубопроводів – це корозія зовнішньої поверхні стінки трубопроводу під впливом навколишнього середовища;

- внутрішня корозія трубопроводу, обумовлена дією продукту, що транспортується або побічними домішками продукту (вода, хімічні сполуки, тощо);

- корозійне розтріскування під напругою або стрес-корозія – це корозійне руйнування трубопроводу, яке обумовлене утворенням в його стінці тріщин під дією середовища та зовнішніх або внутрішніх розтягувальних напружень;

- корозія під впливом блукаючого струму – це корозія металу, зумовлена дією блукаючого електричного струму. Джерелами блукаючих струмів є різні технологічні процеси і виробництва, електрифіковані постійним струмом (в основному залізничний та міський електротранспорт).

1.2.12 Дефекти зварювання поділяються на шість основних груп:

- тріщини (зовнішні, внутрішні, гарячі, холодні);

- порожнини, пори;
- тверді включення (шлакові, оксидні);
- несплавлення та непровар;
- порушення форми та розміру (підріз, перевищення опуклості, перевищення проплаву, наплив, натікання, кутове або лінійне зміщення зварених крайок, пропалювання, неповне заповнення розкриття (крайок), угнутість кореня шва, невідповідність розмірів зварного шва);
- інші дефекти, які не включені в перераховані вище групи (опіки та пропали, бризки металу, зменшення товщини металу при механічній обробці, тощо).

1.2.13 Класифікація дефектів магістральних трубопроводів наведена на плакаті 3.

1.2.14 Наслідки розвитку дефектів, які призводять до розгерметизації магістральних трубопроводів можна поділити на декілька груп:

- пов'язані з небезпекою для життя та здоров'я оточуючих при відмовах, враховуючи високий тиск продукту в магістральних трубопроводів і здатність його до загорання чи вибуху або високу токсичність;
- пов'язані з погіршенням екології, при попаданні продукту в атмосферу, ґрунтові води, тощо;
- пов'язані з необхідністю припинення або зменшення подачі продукту споживачеві (припинення опалення в зимовий період, зупинка неперервних виробничих процесів, інші наслідки, що призводять до значних фінансових збитків);
- пов'язані з фінансовими збитками на проведення ремонтно-відновлювальних робіт в плановому або аварійному режимах.

1.2.15 Фотоматеріали стосовно наслідків розгерметизації магістральних газопроводів наведені на плакаті 4.

1.2.16 Причинами розвитку експлуатаційних дефектів є навантаження та впливи на трубопровід, які поділяють на дві групи:

1.2.16.1 Функціональні навантаження визначають конструктивною схемою трубопроводу та режимами експлуатації. До функціональних навантажень

належать: внутрішній тиск (максимальний робочий тиск), регульовані температурні впливи, власна вага, конструктивні особливості ділянки трубопроводу, що зумовлюють додаткові навантаження конструкції (пружний згин), тощо;

1.2.16.2 Природно-кліматичні навантаження виникають у процесі взаємодії трубопроводу з середовищем. Дані про тип та рівень природно-кліматичних навантажень можна отримати з аналізу конструктивних рішень, інформації про схему прокладання траси, району проходження траси та його природно-кліматичних характеристик.

1.2.17 Для підземних трубопроводів можна виділити наступні фактори, які впливають на розвиток дефектів тіла труби та зварних з'єднань в ході експлуатації:

- контакт з ґрунтовим електролітом;
- внутрішній тиск;
- температурні навантаження;
- навантаження від викривлення осі трубопроводу;
- навантаження від осьового стиску або розтягу;
- навантаження від ваги ґрунту або води;
- навантаження від зсувів та просідань ґрунтів, привантажень, виштовхувальної сили водного середовища, сейсмічні;
- дія течії води на розмитій ділянці трубопроводу;
- для трубопроводів, які прокладені в межах автодоріг, залізниць і переходів з інтенсивним рухом транспорту, слід враховувати вібраційні навантаження окремим розрахунком.

1.2.18 Перелічені фактори можуть призвести до наступних аварійно-небезпечних наслідків (граничних станів):

- зміни кривизни поздовжньої осі трубопроводу;
- втрата поздовжньої стійкості (за рахунок значних осьових напружень);
- втрата локальної стійкості форми (овалізація);
- корозійного пошкодження;
- корозійного розтріскування;

– зародження та розвитку тріщин у зварних з'єднаннях та основному металі труб.

ВИСНОВКИ

Підсумовуючи викладене вище виділимо найбільш поширені види дефектів, які зустрічаються на магістральних трубопроводах та призводять до відмов у їх роботі – це корозійні дефекти (експлуатаційні), дефекти зварних з'єднань (як заводські так і будівельні) та можливі комбінації цих дефектів між собою або з іншими дефектами. Розвиток в часі дефектів в ході впливу на трубопровід зовнішніх факторів може призвести до відмов у роботі магістрального газопроводу, що потребує завчасного їх виявлення і оперативного ремонту.

1.3 Аналіз існуючих ремонтних конструкцій, переваги та недоліки. Опис прототипу

1.3.1 Способи ремонтів магістральних трубопроводів, які регламентовані до використання на магістральних трубопроводах діючими в Україні нормативними документами, можна розділити на такі основні групи ³:

1.3.1.1 Спосіб ремонту дефектів магістральних трубопроводів, що потребує зупинки транспортування продукту;

1.3.1.2 Способи ремонту дефектів магістральних трубопроводів, які виконуються без зупинки магістральних трубопроводів, під тиском, які в свою чергу можна поділити на такі види:

– спосіб ремонту дефектів магістральних трубопроводів методом безвогневого врізування відводів та байпасної лінії;

– способи ремонту дефектів магістральних трубопроводів, які виконуються з застосуванням процесу зварювання (зварювання виконується безпосередньо на тілі труби або з використанням ремонтних конструкцій, які приварюється до тіла труби, в тому числі з заповненням міжтрубного простору (підмуфтового простору) клейовою сумішшю);

– способи ремонту дефектів магістральних трубопроводів, які використовують

³ – в роботі не розглядаються конструкції, які передбачені для ремонту наскрізних дефектів

металеві ремонтні конструкції, що не приварюються до тіла труби;

– способи ремонту дефектів магістральних трубопроводів, які застосовують композитні матеріали.

1.3.2 Традиційний спосіб ремонту дефектів магістральних трубопроводів, що потребує зупинки транспортування продукту

Спосіб передбачає зупинку транспортування продукту (перекриття лінійної запірної арматури з обох боків ділянки), його спрацювання та часткове стравлювання (зливання), після чого ремонтна ділянка від'єднується від основного трубопроводу. Виконуються земляні роботи з вскриття трубопроводу та підйом його на бровку траншеї. Після зняття захисного покриття проводиться очистка тіла труби, виконується обстеження, діагностування та дефектування окремих труб, зварних з'єднань, деталей трубопроводу, тощо. Метод передбачає вирізання дефектних труб, виконання ремонту окремих локальних дефектів методами заплавлення, шліфування, в разі обґрунтованої необхідності можливе встановлення ремонтних конструкцій. Відбраковані дефектні труби замінюються новими з аналогічними проектним рішенням параметрами. На ремонтну ділянку наноситься нове захисне покриття, проводиться випробування трубопроводу тиском, виконується засипання траншеї та підключення до основного трубопроводу.

1.3.2.1 Даний спосіб ремонту застосовується при наявності протяжних ділянок лінійної частини трубопроводу, значно пошкоджених корозією та з тріщинами в металі труби або зварних з'єднаннях, а також механічними пошкодженнями, розміри яких перевищують припустимі будівельними нормами і правилами.

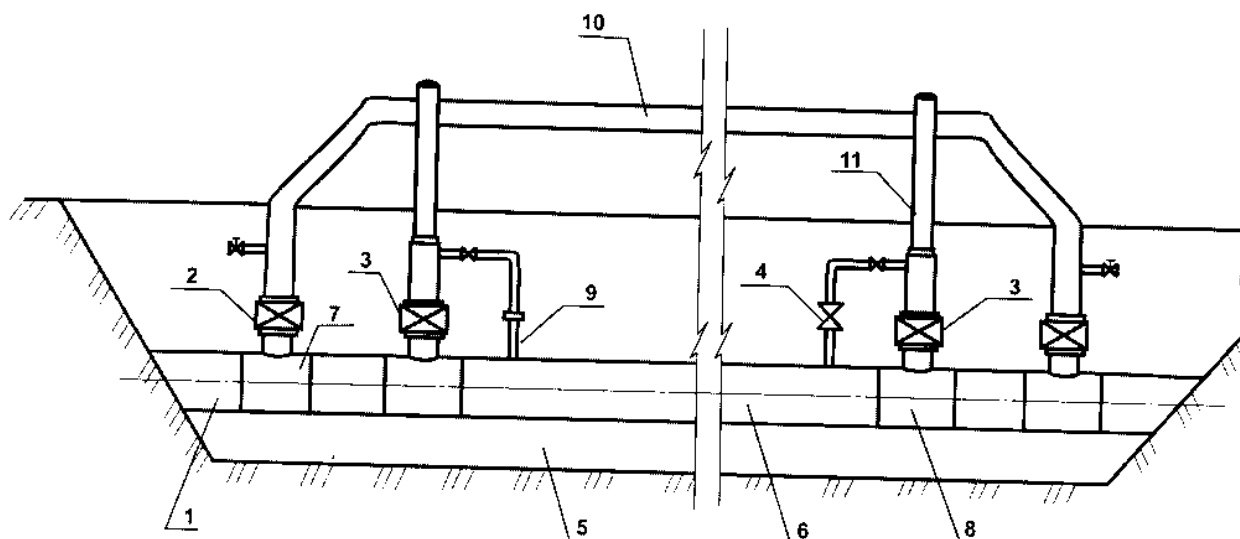
Основними перевагами даного способу ремонту є відновлення ділянки магістрального трубопроводу до стану новозбудованого, значне підвищення надійності подальшої експлуатації та терміну служби.

Недоліки способу ремонту є значні фінансові витрати за рахунок вимушеної зупинки транспортування продукту, стравлення або зливання продукту, великого обсягу земляних та будівельно-монтажних робіт, вартості матеріалів, а також строк

реалізації, який пов'язаний з підготовкою до ремонту та безпосередньою реалізацією.

1.3.3 Спосіб ремонту дефектів магістральних трубопроводів методом безвогневого врізування відводів та байпасної лінії

1.3.3.1 У разі виявлення протяжних ділянок лінійної частини трубопроводу, значно пошкоджених корозією та з тріщинами в металі труби або зварних з'єднаннях, а також механічними пошкодженнями, розміри яких перевищують припустимі будівельними нормами і правилами, доцільна заміна таких ділянок. При неможливості виконати зупинку транспортування продукту на час, який необхідний для проведення ремонту, роботи з ремонту виконуються без випорожнення трубопроводу за рахунок встановлення байпасної лінії, що врізають в трубопровід під тиском (рисунок 1).



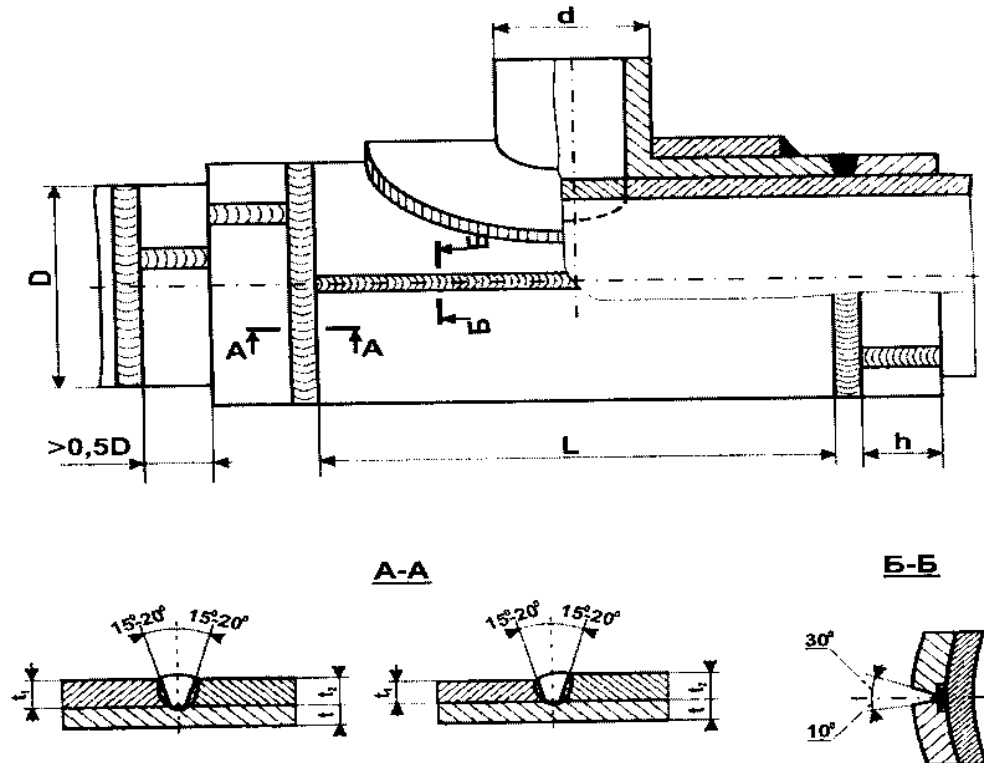
1 – магістральний трубопровід; 2 – запірна арматура байпасної лінії; 3 – запірна арматура запірного обладнання; 4 – запірна арматура перепускного патрубку; 5 – котлован; 6 – ділянка трубопроводу, що підлягає ремонту; 7 – трійник байпасної лінії; 8 – трійник запірного обладнання; 9 – перепускний патрубок; 10 – байпасна лінія; 11 – запірне обладнання

Рисунок 1 – Схема відключення ділянки трубопроводу, яка підлягає ремонту, приєднанням байпасної лінії

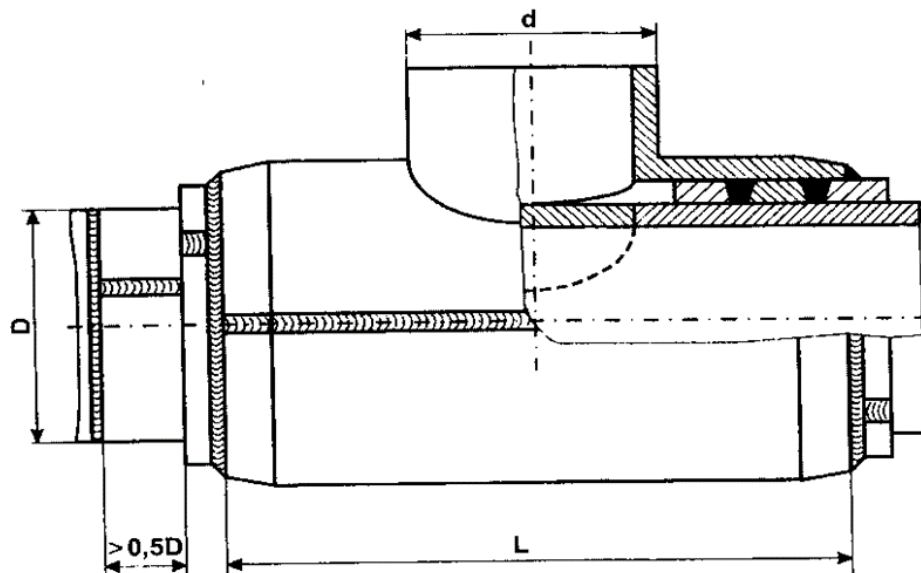
1.3.3.2 Спосіб ремонту реалізується шляхом прокладання нової нитки частини трубопроводу паралельно (або на заміну) діючій, із наступним відключенням та вийманням старої нитки. Технологія виконання робіт із прокладання нової нитки трубопроводу паралельно діючій аналогічна технології

будівництва нового трубопроводу. Підключення новозбудованої байпасної лінії до діючого магістрального трубопроводу виконується під тиском із застосуванням дугового зварювання та розрізних трійників (рисунок 2).

а) перехідний трійник



б) рівнопрохідний трійник



d – зовнішній діаметр відводу; D – зовнішній діаметр трубопроводу; L – довжина розрізного трійника; h – ширина технологічного кільця; t , t_1 , t_2 – товщина стінки трубопроводу, келець, розрізного трійника

Рисунок 2 – Конструктивно-технологічні схеми дугового зварювання розрізних трійників на газопроводі під тиском

Основними перевагами даного способу ремонту є відновлення ділянки магістрального трубопроводу до стану новозбудованого, значне підвищення надійності подальшої експлуатації та терміну служби, виконання ремонту без обмежень по транспортуванню продукту споживачам, відсутні витрати пов'язані зі стравлюванням або зливанням продукту.

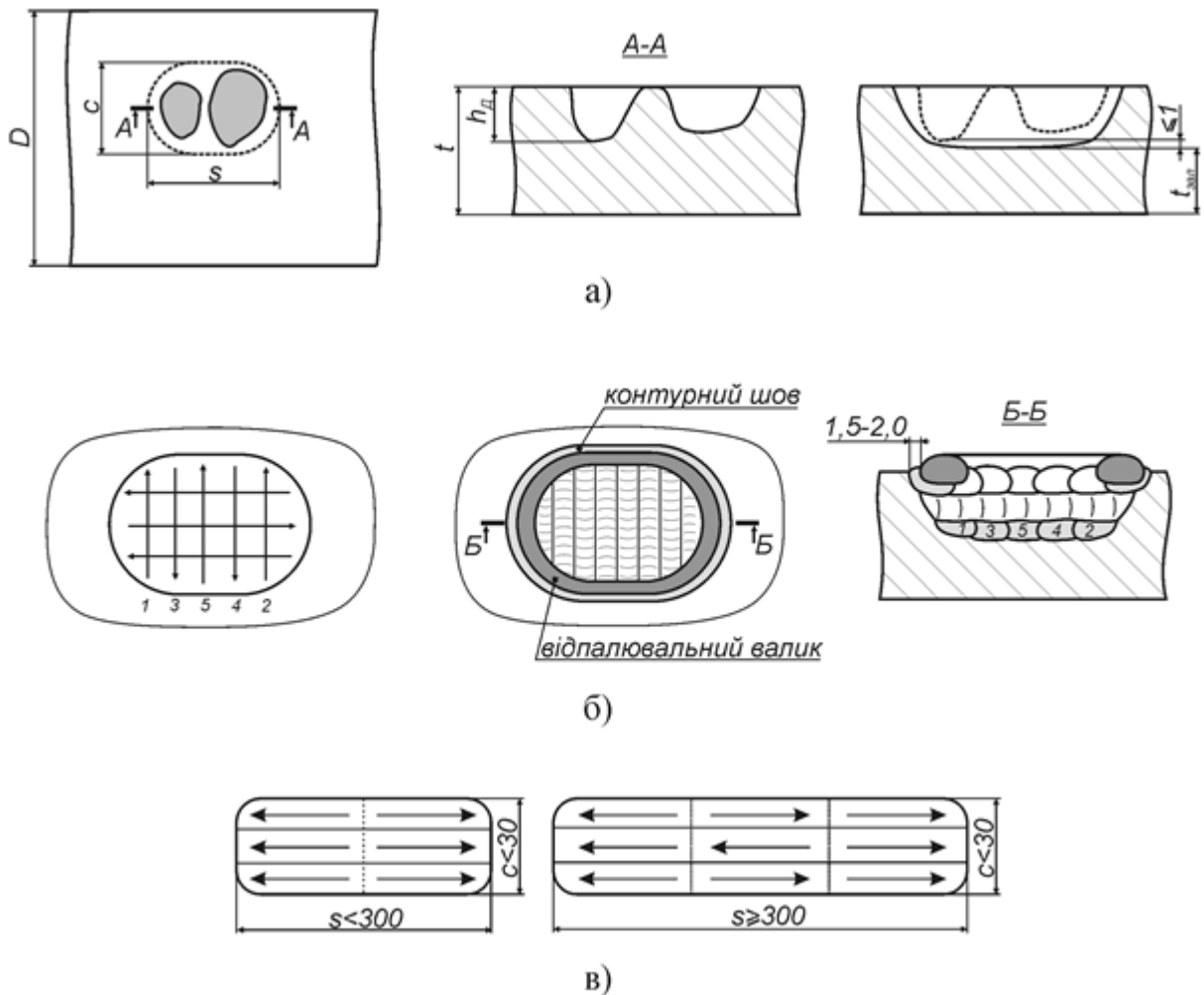
Недоліки способу ремонту є значні фінансові витрати за рахунок великого обсягу земляних та будівельно-монтажних робіт, вартості матеріалів, а також строк реалізації, який пов'язаний з підготовкою до ремонту та безпосередньою реалізацією.

1.3.4 Способи ремонту дефектів магістральних трубопроводів, які виконуються з застосуванням процесу зварювання (зварювання виконується безпосередньо на тілі труби або з використанням ремонтних конструкцій, які приварюється до тіла труби, в тому числі з заповненням міжтрубного простору (підмуфтового простору) клейовою сумішшю).

1.3.4.1 При наявності локальних корозійних дефектів невеликих розмірів та в залежності від їх розташування на тілі труби допускається їх усунення шляхом шліфування та виправлення дуговим зварюванням (заплавлення). Технологію проведення заплавлення дефектів наведено на рисунку 3.

Перевагою способу ремонту є відносно низька вартість проведення таких ремонтів, спосіб дає можливість оперативно усувати дефекти силами експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт. Персонал, який виконує роботи повинен пройти попереднє навчання та атестацію на право виконання ремонтних робіт на газопроводах під тиском, відсутня необхідність застосовувати додаткові конструкції.

Недоліком способу є значні обмеження по геометричним розмірам та типам дефектів, які можливо усунути даним способом.



D – діаметр трубопроводу; s , c – геометричні параметри розроблення; h_d – глибина дефекту; t – номінальна товщина стінки труби; $t_{зал}$ – залишкова товщина стінки труби під дном дефекту; 1, 2, 3, 4, 5 – черговість накладання валиків при заплавленні

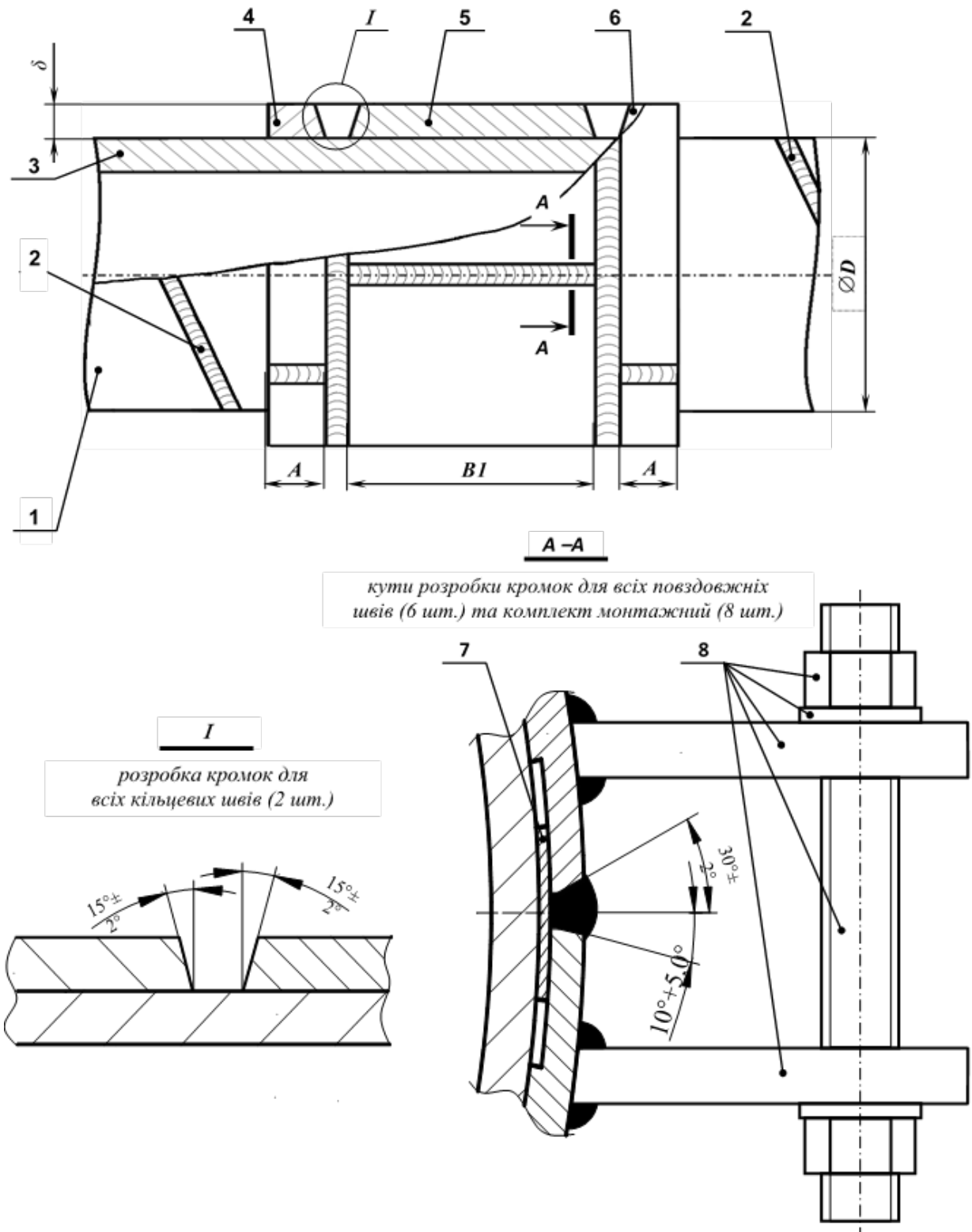
Рисунок 3 – Послідовність підготування та заплавлення корозійних пошкоджень

1.3.4.2 Спосіб ремонту, який описано в [3] (КТР5) передбачає монтаж на ділянку трубопроводу з дефектами тіла труби, дефектів повздовжніх та спіральних зварних швів герметичної муфти з технологічними кільцями (рисунок 4).

Герметичну муфту з технологічними кільцями застосовують для дефектів, протяжність яких перевищує $10t$. При встановленні муфти повинна забезпечуватися така умова: перекриття дефекту муфтою – не менше ніж 50 мм, відстань від краю технологічного кільця до кільцевого зварного шва – не менше ніж 100 мм. Якщо довжина дефекту перевищує D , допускається встановлення декількох муфт з послідовним зварюванням між собою.

Товщина стінки герметичної муфти і технологічних кілець повинна

Муфта герметична з розрізними кільцями



1 – трубопровід; 2 – спіральні/повздожні зварні шви трубопроводу; 3 – стінка труби трубопроводу; 4, 6 – стінки напівоболонки розрізних кілець, деталі гнуті; 5 – стінка напівоболонки муфти, деталь гнута; 7 – стрічка підкладна; 8 – комплект монтажний; A – ширина розрізних кілець; BI – ширина муфти; δ – товщина стінки елементів муфти; D – зовнішній діаметр труби трубопроводу

Рисунок 4 – Схема змонтованої на трубопровід муфти герметичної з розрізними кільцями

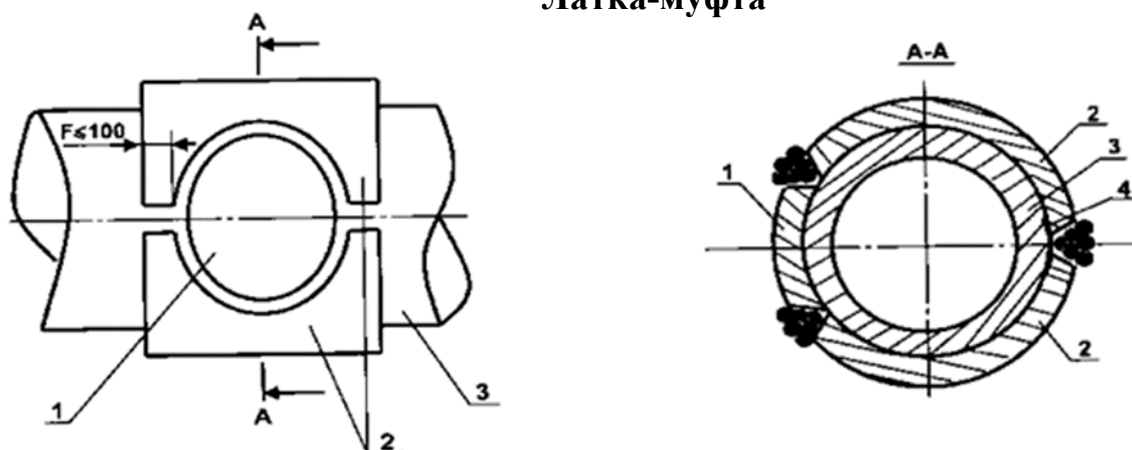
перевищувати товщину стінки трубопроводу, що ремонтується, не менше ніж на 1,5 мм. При цьому в одній напівоболонці муфти (технологічного кільця) треба виконати паз під поздовжній зварний шов трубопроводу. Паз повинен мати плавний обрис. Глибина пазу – не більше ніж 2,0 мм. З обох сторін від герметичної муфти треба встановлювати технологічні кільця із зазором $0,01D$, але не менше ніж 7,0 мм для трубопроводів діаметром менше ніж 720 мм.

Перевагою способу ремонту є відносно низька вартість проведення таких ремонтів та обсягів земляних і будівельно-монтажних робіт, спосіб дає можливість оперативно усувати дефекти тіла труби трубопроводу, повздовжніх та спіральних зварних швів труби протяжність яких не більша $L_{Дп} \leq (L_{труби} - 600 \text{ мм})$ силами експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт. Персонал, який виконує роботи повинен пройти попереднє навчання та атестацію на право виконання ремонтних робіт на газопроводах під тиском.

Недоліком способу це обмеження на виконання ремонту даним способом дефектів кільцевих зварних з'єднань.

1.3.4.3 Спосіб ремонту, який описано в [3] (КТР14) передбачає монтаж на ділянку трубопроводу з локальними поодинокими дефектами тіла труби, латки-муфти (рисунок 5).

Латка-муфта



1 – латка; 2 – технологічні елементи; 3 – трубопровід; 4 – металева підкладка

Рисунок 5 – Схема змонтованої на трубопровід латки-муфти

Латки можуть бути витягнуті вздовж окружності труби або круглі. Мінімальний діаметр латки або її ширина при овальній формі – від 100 мм, максимально довжина – не більше ніж $0,5D$ (але не більше ніж 350 мм). Радіус закруглення латок повинен бути не менше ніж 60 мм.

Латка-муфта застосовується, коли дефекти розташовані не ближче ніж за 100 мм до поздовжнього шва трубопроводу і 200 мм – до кільцевого шва.

Розміри латок вибираються за умови перекриття пошкоджених ділянок труби на ширину не менше ніж 20 мм по периметру. Довжина муфт корегується з умов забезпечення розмірів перемичок F більшими за 100 мм. Муфту виготовляють з двох напівболонок, в одній із яких виконують отвір, розмір якого перевищує розмір латки на дві товщини її стінки.

Перевагою способу ремонту є відносно низька вартість проведення таких ремонтів та обсягів земляних і будівельно-монтажних робіт, спосіб дає можливість оперативно усувати локальні поодинокі дефекти тіла труби силами експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт. Персонал, який виконує роботи повинен пройти попереднє навчання та атестацію на право виконання ремонтних робіт на газопроводах під тиском.

Недоліком способу є значні обмеження по геометричним розмірам та типам дефектів, які можливо усунути даним способом.

1.3.4.4 Спосіб ремонту, який описано в **патенті України на винахід № 36426** (опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 17.02.2003 р., на цей час Патент не діє) «Спосіб монтажу підсилюючої муфти на дефектний стик діючого трубопроводу». В основу винаходу поставлена задача розробити такий спосіб монтажу підсилюючої муфти на дефектні стики трубопроводу за допомогою нової послідовності технологічних операцій, який забезпечить безпечні умови зварювання і надійну герметизацію міжтрубного простору, а також сумісне і рівномірне навантаження муфти трубопроводу.

Спосіб передбачає монтаж підсилюючої муфти на дефектний стик діючого трубопроводу, яка включає установку технологічних кілець, які приварюють до

трубопроводу з частковим проплавленням його стінки, і розрізної муфти, виготовленої із двох частин і розміщеної на кільцях, заповнення порожнини між трубою і муфтою газонепроникною самотвердіючою масою, з двох сторін дефектного стику трубопроводу встановлюють по два технологічних кільця із зазором між ними.

Розрізну муфту збирають на технологічних кільцях і приварюють до них кутовими швами, розташованими від зовнішніх торців кілець на відстані $(0,3-0,5) t_1$ товщин стінки кілець, при цьому самотвердіючу масу подають в порожнину, утворену дефектним стиком і муфтою.

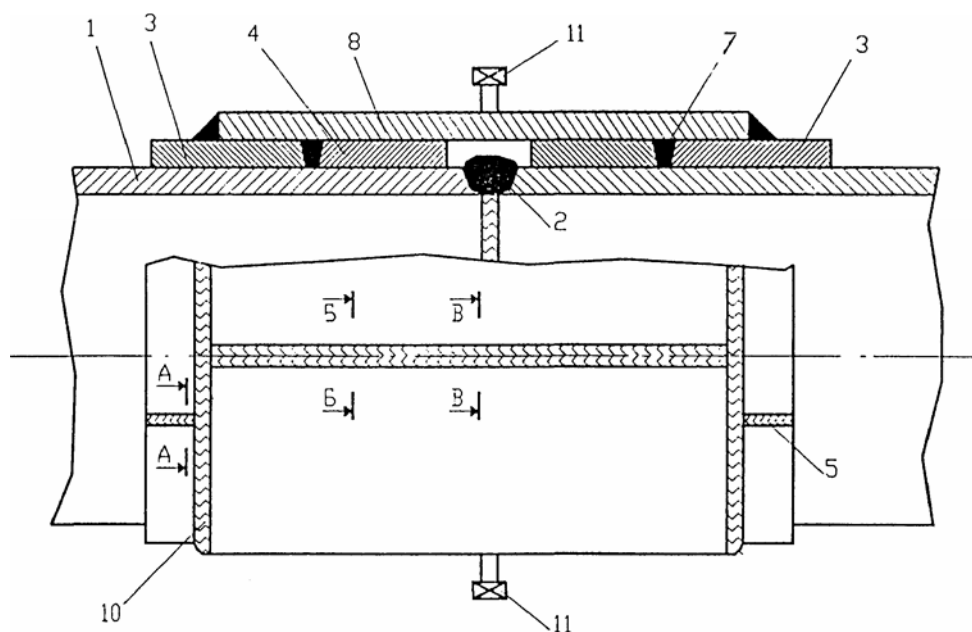
Розрізну муфту виготовляють із добре зварюваної сталі меншої міцності ніж метал трубопроводу, товщина листа якої дорівнює $0,56 t_1 \cdot K$, де t_1 - товщина стінки труби, K - співвідношення границь міцності металу труби і муфти.

Товщину стінки технологічних кілець вибирають рівною $(0,5-1,0)$ товщини стінки труби. Схему ремонтної конструкції наведено на рисунку 6.

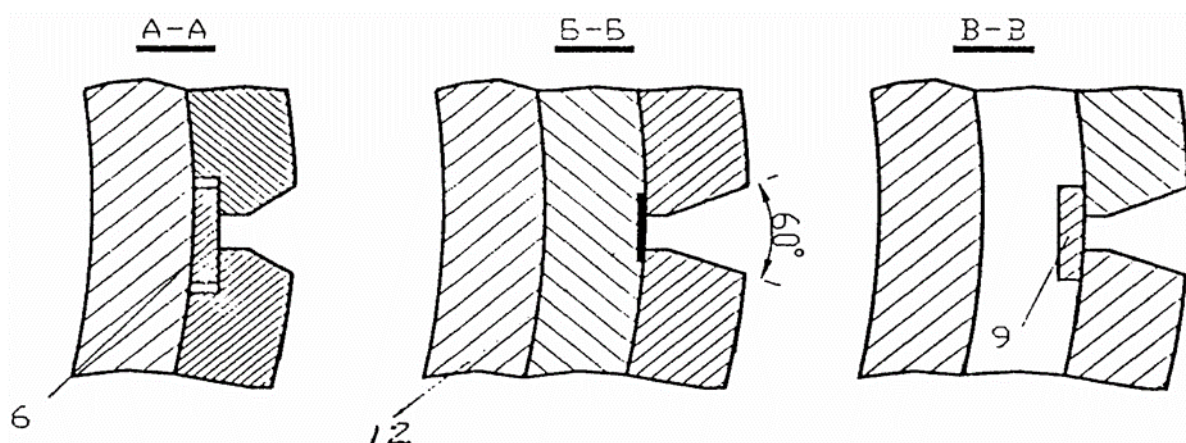
Спосіб застосовується для ремонту наступних дефектів: непровари у шві до 20% його висоти, значна протяжність пор і шлакових вкраплень по периметру шва.

Аналогічний спосіб ремонту трубопроводів під тиском описаний в [3] (КТР7). КТР7 передбачає ремонт наступних дефектів магістральних трубопроводів: неприпустимих дефектів кільцевих зварних стиків (непровари, ланцюжки пор та шлакових включень, несплавлення кромки), а також в прилеглій до нього зоні – корозійні пошкодження глибиною, що перевищує 40 % від номінальної товщини стінки труби, розшарування в пришовній зоні кільцевого зварного стику, розшарування з випинанням, гофрів висотою до 26 мм та великих корозійних пошкоджень, більше орієнтованих в окружному напрямку труби. КТР7 складається із двох пар технологічних кілець та герметичної муфти. Довжина муфти повинна забезпечувати перекриття дефектної ділянки по 100 мм з кожного боку. На відміну від способу, який описано вище, КТР7 допускає максимальну довжина муфти, що не перевищує $2D$. При цьому допускається збільшення величини відступу технологічних кілець від шва при ліквідації дефектів у пришовній зоні та основного металу труби. Якщо технологічні кільця ставляться не впритул до кільцевого стику

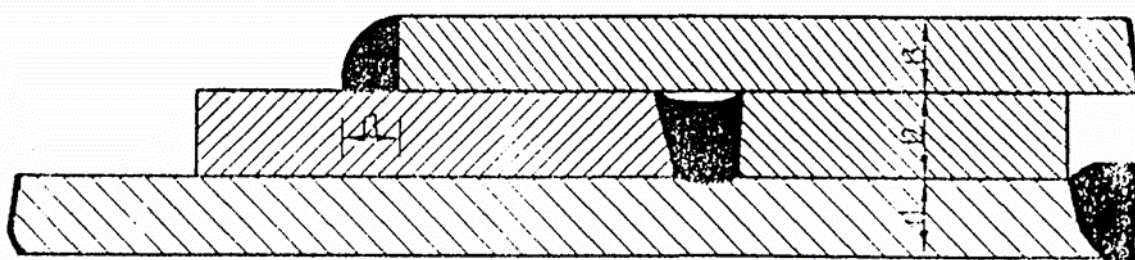
а) трубопровід у з'єднанні з конструктивними елементами



б) Розрізи А-А, Б-Б та В-В рисунку 6 а



в) Зварні з'єднання технологічних елементів на трубі



1 – трубопровід; 2 – кільцеве зварне з'єднання з дефектом; 3, 4 – дві пари технологічних кілець; 5 – повздовжній шов технологічних кілець 4; 6, 9 – залишкові металеві підкладки; 7 – кільцеві напустково-стикові з'єднання; 8 – розрізна муфта; 10, 13 – кутові шви; 11 – штуцери або отвори для закачування самотвердіючої маси; 12 – теплоізолююча підкладка із склотканини.

Рисунок 6 – Схема змонтованої на трубопровід ремонтної конструкції у відповідності до патенту № 36426

трубопроводу то після повної герметизації розрізної муфти в порожнину між зовнішньою поверхнею труби та внутрішньою поверхнею муфти через штуцер знизу подається клеєвий розчин на базі епоксидної смоли.

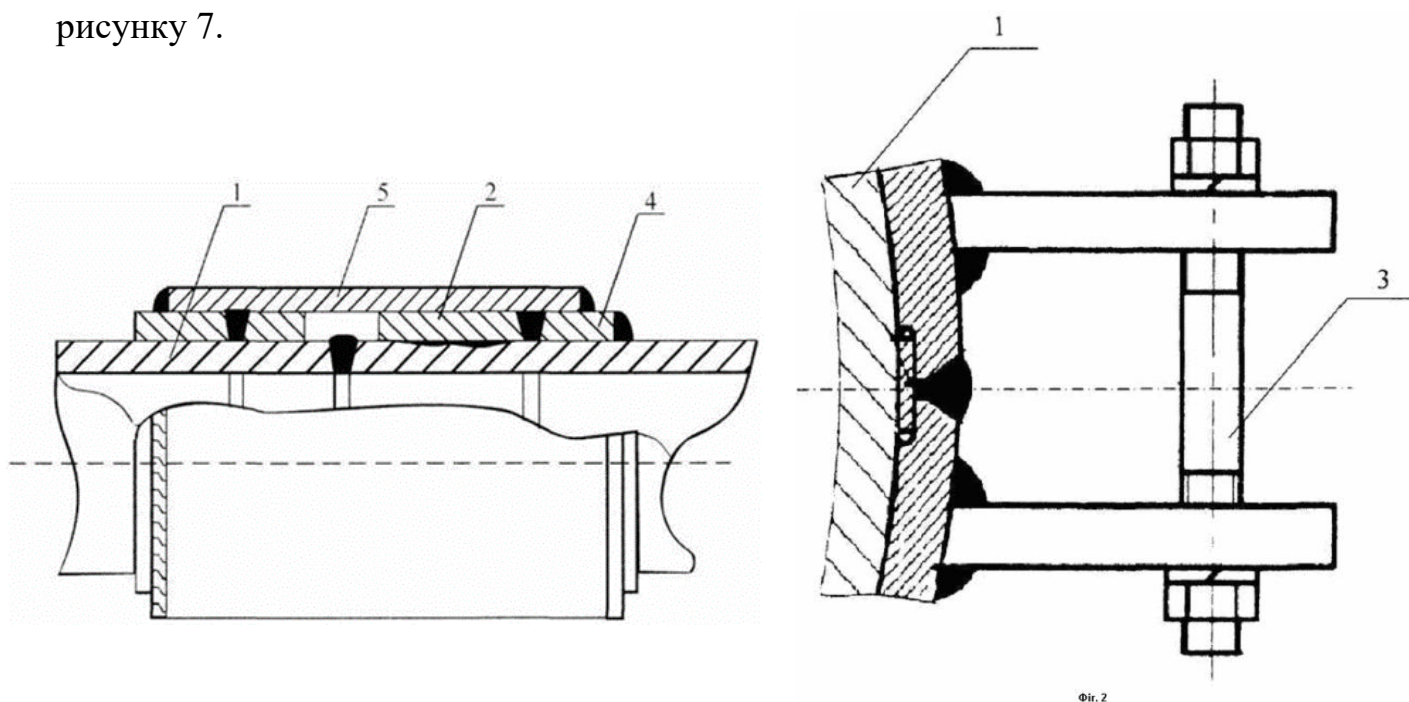
Перевагами способу ремонту є відносно низька вартість проведення таких ремонтів та обсягів земляних і будівельно-монтажних робіт, можливість усувати значну кількість дефектів, в тому числі дефектів кільцевих зварних з'єднань, навколошовної зони та прилеглих до кільцевого з'єднання ділянках трубопроводу. Конструкція має невелику металоємність при виконанні ремонту дефектів кільцевого з'єднання, при цьому весь комплекс робіт виконується персоналом експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт. Персонал, який виконує роботи повинен пройти попереднє навчання та атестацію на право виконання ремонтних робіт на газопроводах під тиском.

Основним недоліком є необхідність використання самотвердіючих мас при ремонті дефектів, які розміщені на віддалі більшій за 150 мм від кільцевого зварного шва, що призводить до значного здороження конструкції за рахунок вартості матеріалів (при великих об'ємах, що потребують заповненню, враховуючи товщину стінок муфти) та потреби у залученні спеціалізованих організацій, за рахунок чого втрачається і оперативність проведення робіт з монтажу.

1.3.4.5 Спосіб ремонту, який описаний в **патенті на корисну модель № 39368** (опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 25.02.2009 р., на цей час Патент не діє) «Спосіб ремонту корозійних дефектів, розміщених поблизу зварного шва та на зварному шві трубопроводу». Прототипом ремонтної конструкції являється конструкція, яку описано в п. 1.3.4.4.

В основу корисної моделі поставлена задача розробити такий спосіб ремонту корозійних дефектів, розміщених поблизу зварного шва та зварному шві трубопроводу, за допомогою нової послідовності технологічних операцій, який забезпечить надійний ремонт дефектів, які розміщені на ділянках, що прилягають до нього, а також на певній віддалі від шва. Це завдання вирішується тим, що технологічні бандажні кільця, які встановлюються безпосередньо до зварного шва

виготовляються шириною, достатньою для перекриття корозійної ділянки на 50 мм, але не більше половини діаметра трубопроводу і після встановлення на трубопроводі проварюються повздовжніми швами, після чого виконують монтаж та зварювання поздовжніх швів технологічних кілець, які приварюють до бандажів та трубопроводу напустково-стиковим зварним швом, а потім встановлюють зовнішню оболонку, яку проварюють поздовжнім швом та приварюють до технологічних кілець кутовим швом. Схему ремонтної конструкції наведено на рисунку 7.



1 – трубопровід; 2 – бандажне кільце; 3 – кріплення у вигляді скоб та шпильок;
4 – технологічне кільце; 5 – зовнішня оболонка.

Рисунок 7 – Схема змонтованої на трубопровід ремонтної конструкції у відповідності до патенту № 39368

Перевагами способу ремонту є відносно низька вартість проведення таких ремонтів та обсягів земляних і будівельно-монтажних робіт, спосіб дає можливість виконати ремонт корозійних дефектів без зупинки перекачки продукту; дає можливість підсилити корозійні дефекти, розміщені як на тілі труби, так і на кільцевому зварному шві в тому числі в пришовній зоні; значно знижує небезпеку виконання вогневих робіт по ремонту корозійних дефектів на зварному шві, оскільки в першу чергу виконується підсилення корозійної ділянки на трубі; весь комплекс робіт виконується персоналом експлуатаційних служб, без залучення

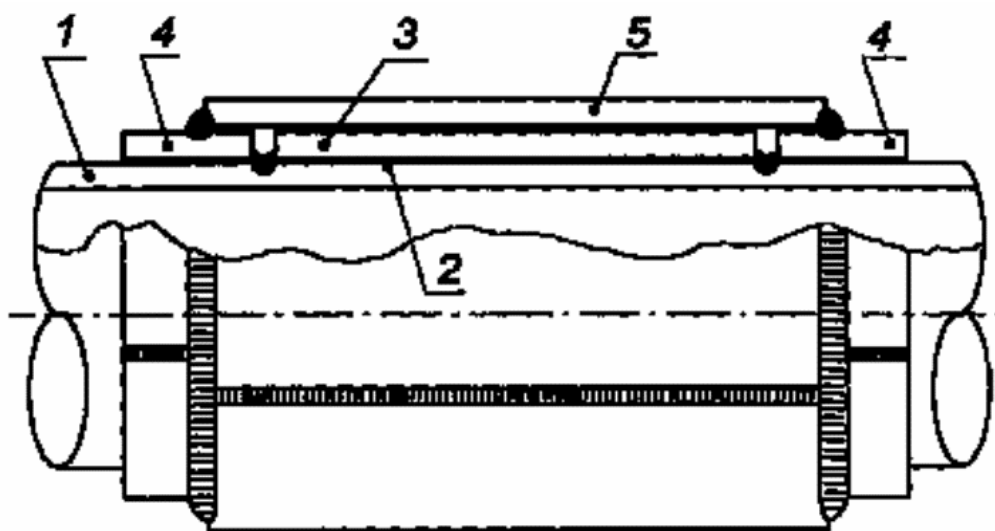
сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт. Персонал, який виконує роботи повинен пройти попереднє навчання та атестацію на право виконання ремонтних робіт на газопроводах під тиском.

Основним недоліком способу є обмеження по геометричним параметрам дефектів, які дозволяється ремонтувати, довжина муфти не повинна перевищувати діаметра трубопроводу (D), який ремонтується.

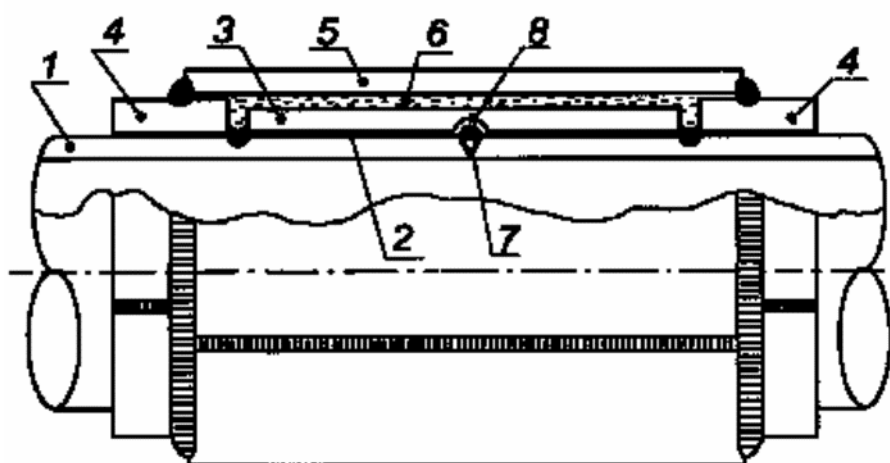
1.3.4.6 Спосіб ремонту, який описаний в патенті України на винахід № 76390 (опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 17.07.2006 р., на цей час Патент діє) «Спосіб ремонту дефектних ділянок діючого газопроводу». Винахід відноситься до техніки ремонту трубопровідного транспорту, переважно магістральних газопроводів великого діаметра. Схему ремонтної конструкції наведено на рисунку 8. В основу винаходу покладене завдання підвищення якості ремонту дефектних ділянок діючих трубопроводів, що вимагають значного зниження рівня напружень у трубопроводі, шляхом установки подвійної посилюючої муфти. Це дозволить домогтися заданого зниження рівня напружень у трубопроводі без істотного зниження внутрішньотрубного тиску й використання технологічних елементів великої товщини. Завдання вирішується за рахунок того, що в способі ремонту дефектних ділянок діючих трубопроводів, який включає установку з обох сторін дефектної ділянки технологічних кілець, які приварюються внутрішніми торцями до трубопроводу із частковим проплавленням його стінки, складання посилюючої муфти з декількох частин, розташування їх на кільцях, зварювання цих частин між собою й кільцями і заповнення підмуфтового простору газонепроникною самотверднучою масою, відповідно до винаходу, спочатку на дефектну ділянку встановлюють частини додаткової муфти, які притискають до трубопроводу й зварюють одна з одною поздовжніми швами, після чого із двох сторін додаткової муфти на трубопровід встановлюють технологічні кільця, забезпечуючи зазор між торцями додаткової муфти й внутрішніми торцями технологічних кілець, після чого торці додаткової муфти й внутрішні торці технологічних кілець приварюють до трубопроводу. Для запобігання розвитку корозійних процесів, простір під

додатковою муфтою може бути заповнений відомими методами самотверднучою герметизуючою термостійкою масою перед установкою підсилювальної муфти.

а) в зоні дефектної ділянки відсутні кільцеві зварні з'єднання



б) в зоні дефектної ділянки наявне кільцеве зварне з'єднання



1 – трубопровід; 2 – дефектна ділянка; 3 – додаткова муфта; 4 – технологічні кільця;
5 – підсилювальна розрізна муфта; 6 – газонепроникна самотверднуча маса; 7 – зварний шов;
8 – проточка.

Рисунок 8 – Схема змонтованої на трубопровід ремонтної конструкції у відповідності до патенту № 76390

Переваги способу: дозволяє здійснити ремонт трубопроводів, характер дефектів яких вимагає великого зниження рівня кільцевих напружень. При цьому забезпечується висока якість ремонту за рахунок можливості послідовної установки відносно тонких технологічних елементів.

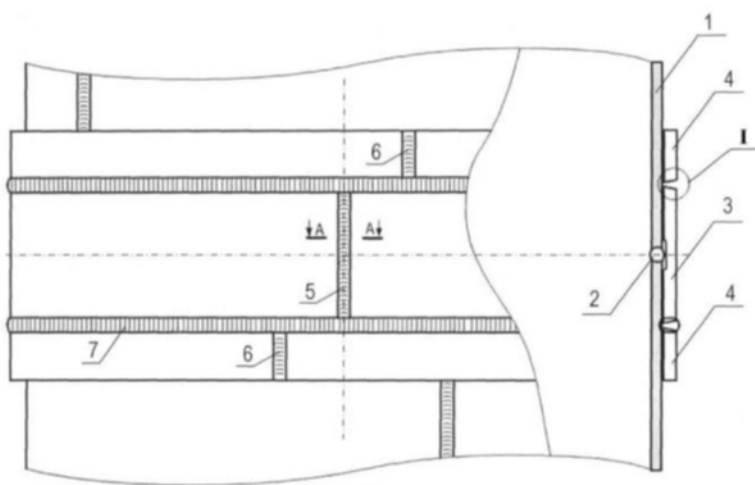
Недоліки способу: застосування самотвердіючих мас призводить до значного здороження конструкції за рахунок вартості матеріалів (при великих об'ємах, що потребують заповненню) та потреби у залученні спеціалізованих організацій, за рахунок чого втрачається і оперативність проведення робіт з монтажу.

1.3.4.7 Спосіб ремонту, який описаний в **патенті на корисну модель № 55653** (опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 27.12.2010 р., на цей час Патент не діє) «Спосіб монтажу зварної муфти на дефектний кільцевий стик діючого трубопроводу». Корисна модель відноситься до способів зварювання підсилюючих конструктивних елементів на трубопроводах, які знаходяться під тиском і підлягають ремонту з метою відновлення їх несучої здатності без зупинки транспорту продукту. Корисна модель може бути використана для ремонту трубопроводів різного призначення, які мають недопустимі дефекти в кільцевих зварних стиках, недопустимі корозійні пошкодження стінки труби на прилеглих до кільцевих стиків ділянках, також може бути застосована для ремонту поперечно-орієнтованих дефектів стінки труби, дефектів геометрії. У основу пропонованого способу поставлена задача розробити такий спосіб монтажу муфти на дефектні стики трубопроводу, який шляхом нової послідовності технологічних операцій забезпечить безпечні умови зварювання, надійну герметизацію простору між трубою та муфтою, сумісне і рівномірне навантаження муфти і трубопроводу. Поставлена задача монтажу зварної муфти на дефектний кільцевий стик трубопроводу, що включає установку півоболонок муфти та технологічних кілець, які приварюють до трубопроводу з частковим проплавленням його стінки вирішуються тим, що на внутрішній поверхні півоболонок муфти заздалегідь виготовляють виточку (паз), призначену для розташування в ній дефектного кільцевого стика трубопроводу після монтажу на ньому зварної муфти. Призначення муфти полягає в тому, щоб в до статній мірі розгрузити ділянку основної труби, що містить дефект. Схему муфти наведено на рисунку 9.

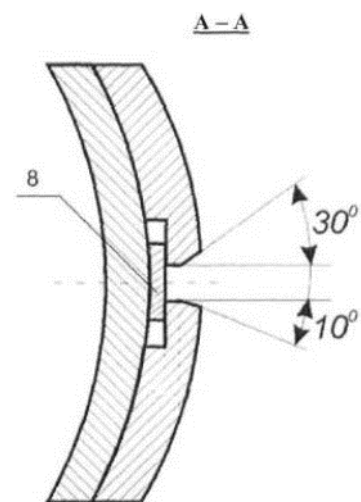
Зварну муфту виготовляють в заводських умовах з добре зварюваної сталі, яка за своїми властивостями відповідає металу труби, товщиною t_1 в найменшому перерізі, рівною чи більшою товщині стінки трубопроводу t , або із сталей, які

мають меншу/більшу міцність, ніж матеріал трубо-проводу, але мають добру здатність до зварювання ($C_{\text{екв}} \leq 0,46\%$). У такому випадку товщина стінки зварної муфти коригується через коефіцієнт співвідношення границь міцності металу трубопроводу муфти. Для ремонту дефектів кільцевих стиків достатньо використати пропоновану муфту довжиною лише $250 \pm 20 \text{ мм}$, технологічні кільця виготовляють товщиною рівною товщині муфти та шириною $80 \div 100 \text{ мм}$ для трубопроводу діаметром до 720 мм включно, і $120 \div 140 \text{ мм}$ – для трубопроводу діаметром більше ніж 720 мм .

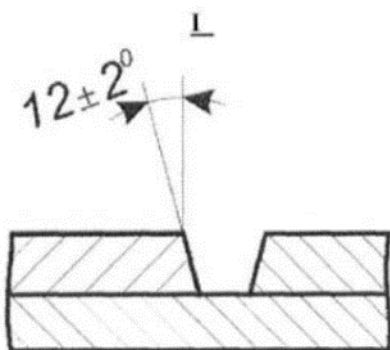
а) загальний вигляд муфти змонтованої на трубопровід



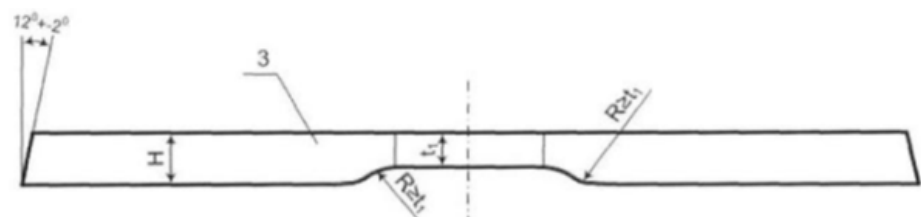
б) розріз А-А рисунку 9 (а)



в) підготовка кромки зварного з'єднання І рисунку 9 (а)



г) виготовлення пазу оболонки муфти



1 – трубопровід; 2 – дефектний стик; 3 – оболонки муфти; 4 – технологічні кільця;
5 – поздовжні зварні з'єднання півоболонки муфти; 6 – поздовжні зварні з'єднання технологічних кілець; 7 – кільцеві напустково-стикові з'єднання; 8 – залишкові металеві підкладки.

Рисунок 9 – Схема змонтованої на трубопровід ремонтної конструкції у відповідності до патенту № 55653

Паз виготовляють з плавними абрисами (радіус кромки повинен бути більшим або рівним товщині муфти в мінімальному перерізі), як це показано на рисунку 9 (г), шириною 50 ± 5 мм, глибиною $(H-t_1)$, але не менше 4 мм, з забезпеченням залишкової товщини муфти, що забезпечує міцність рівнозначну міцності трубопроводу, який ремонтується. Розділку кромки в окружному напрямку (повздовжні кромки листа) муфт та технологічних кілець виконують з кутом скосу $12 \pm 2^\circ$, як показано на рисунку 9 (в). Розділку кромки півоболонок муфти та технологічних кілець у поздовжньому напрямку шва (поперечні кромки листа) виконують з кутом скосу: для верхньої – $(30 \pm 2)^\circ$ і для нижньої – $(10 \pm 2)^\circ$ при горизонтальній стиковці півоболонок (див. рисунок 9 (б)); або $25 \pm 2^\circ$ для двох – при вертикальній стиковці півоболонок, в кромках виготовляють паз під металеву підкладку 8. Потім оболонки 3 муфти та технологічних кілець вальцюють із внутрішнім діаметром, рівним зовнішньому діаметру трубопроводу.

Зварну муфту встановлюють на трубопровід 1 наступним чином. Дефектний стик 2 і примикаючі до нього ділянки трубопроводу 1 шириною 250 - 300 мм зачищають від ізоляційного покриття, іржі і бруду, на дефектний стик 2 трубопроводу 1 щільно встановлюють півоболонки 3 муфти з попередньо виготовленою виточкою (пазом). Півоболонки зварюються між собою поздовжніми швами 5 не торкаючись стінки трубопроводу 1 на залишкових металевих підкладках 8. З двох сторін півоболонок 3 щільно встановлюють два технологічних кільця 4 з визначеним зазором $0.01 D_z$ (зовнішній діаметр трубопроводу) між муфтою та кільцями. Кожне кільце 4 складається із двох частин, які зварюються між собою поздовжніми швами 6 на аналогічних залишкових металевих підкладках 8, не торкаючись стінки трубопроводу 1. Після чого виконують зварювання кільцевих напустково-стикових з'єднань 7 з регулюванням глибини проплавлення стінки трубопроводу 1, для чого на краю муфти та технологічних кілець виконані зрізи під кутом $12 \pm 2^\circ$ і встановлюють зазор між ними, рівний $0.01 D_z$, але не менше 6 мм.

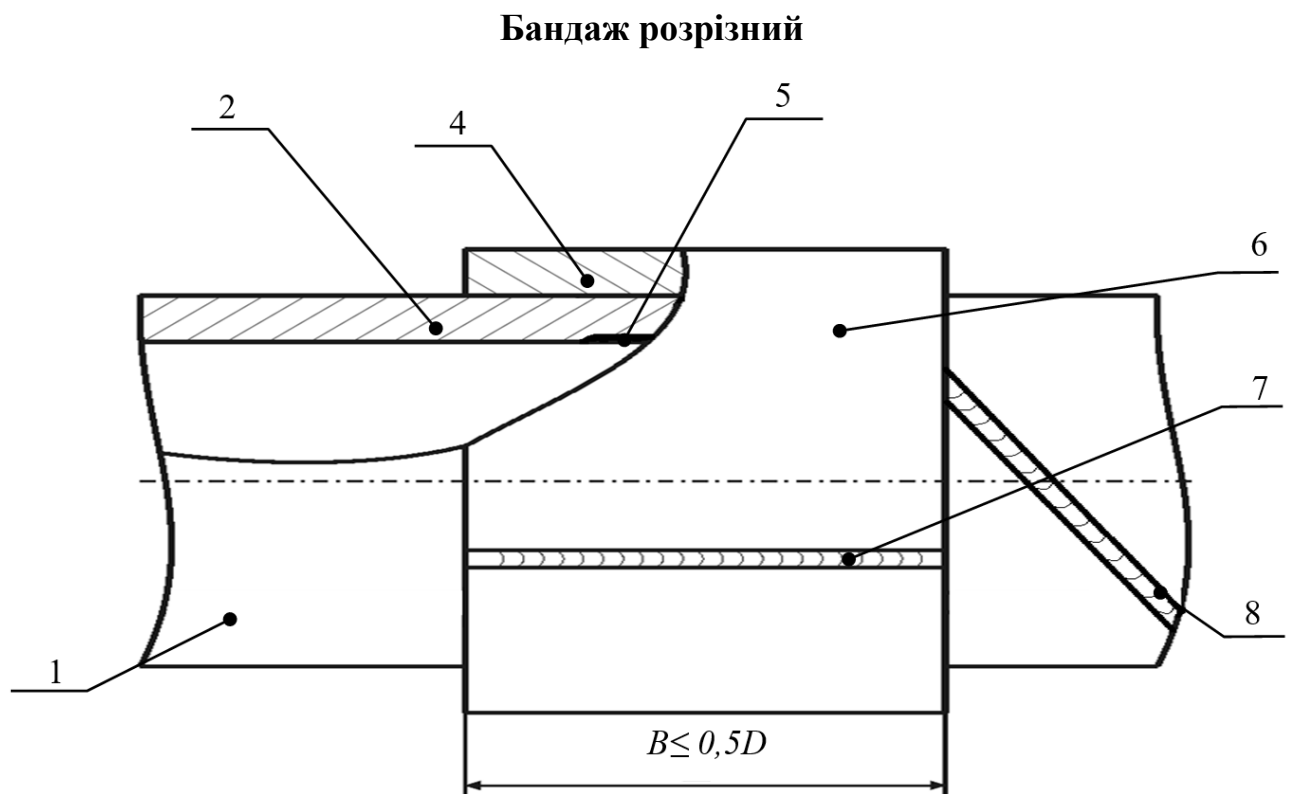
Переваги способу ремонту: Для ремонту дефектів кільцевих стиків достатньо використати пропоновану муфту довжиною лише 250 мм. Це, окрім суттєво меншої

металоємкості конструкції пропонованої муфти, дозволяє значно спростити процес її монтажу на трубопроводі, оскільки ділянка установки муфти входить до ділянки калібрування труб по зовнішньому діаметру - 200 мм від торця труб.

Основним недоліком є обмеження по геометричним параметрам дефектів, які дозволяється ремонтувати, неможливість проведення ремонту при наявності комбінованих дефектів (зварного з'єднання та обширних корозійних дефектів в навколошовній зоні та прилеглих ділянках).

1.3.5 Способи ремонту дефектів магістральних трубопроводів, які використовують металеві ремонтні конструкції, що не приварюються до тіла труби.

1.3.5.1 Розрізний бандаж (КТР4 [3]) – це сталева неприварна ремонтна конструкція, що складається з двох напівоболонок, при монтажі яких виконується обтиснення дефектної ділянки трубопроводу з наступним зварюванням поздовжніх швів напівоболонок (рисунок 10).



- 1 – газопровід; 2- стінка труби газопроводу; 4 – стінка напівоболонки бандажу;
 5 – пошкодження; 6 – бандаж; 7 – повздовжнє зварне з'єднання бандажу;
 8 – повздовжнє/спіральне зварне з'єднання газопроводу; B – довжина бандажу не більше $0,5D$,
 де D – діаметр газопроводу

Рисунок 10 – Схема змонтованої на трубопровід бандажу розрізного

В одній з напівоболонок бандажу виконують паз, із плавними обрисами в перетині під поздовжній зварний шов трубопроводу, місцеположення якого, заздалегідь уточнюють. Глибина пазу – не більше ніж 2,0 мм. При встановленні бандажу відстань між монтажним кільцевим стиком трубопроводу і краєм бандажа повинна бути не менше ніж 100 мм. За потреби установлення бандажу на відстані, що становить менше ніж 100 мм від зварного кільцевого шва, потрібно установити симетрично аналогічний бандаж з іншого боку зварного шва. З метою забезпечення щільного примикання напівоболонок, ширина бандажу B не повинна перевищувати $0,5 D$ трубопроводу. Якщо зазначених розмірів бандажу недостатньо для перекриття пошкоджених ділянок не менше, ніж на 50 мм, дозволяється встановлювати декілька бандажів із технологічним зазором між ними від 6 мм до 10 мм (зазор після зварювання поздовжніх швів заповнюють герметиком, а внутрішню проточку торців бандажів не виконують).

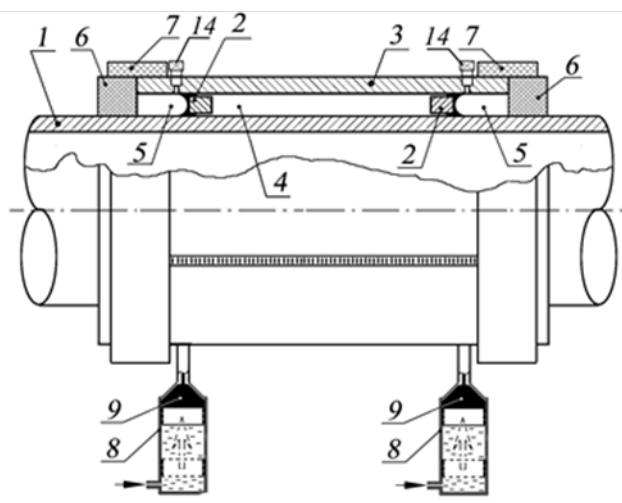
Перевагою способу ремонту є відносно низька вартість проведення таких ремонтів та обсягів земляних і будівельно-монтажних робіт, мала металоємність конструкції, спосіб дає можливість виконати ремонт окремих незначних за розмірами типів дефектів тіла труби трубопроводу без зупинки перекачки продукту; весь комплекс робіт виконується персоналом експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт. Персонал, який виконує роботи повинен пройти попереднє навчання та атестацію на право виконання ремонтних робіт на газопроводах під тиском.

Недоліком способу є значні обмеження по геометричним розмірам та типам дефектів, які можливо усунути даним способом.

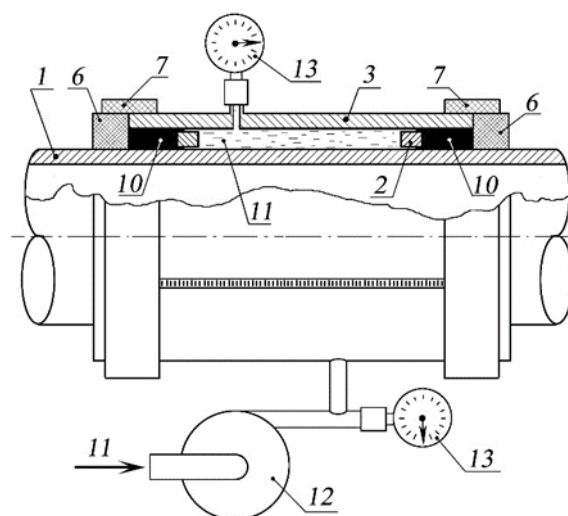
1.3.5.2 Клеєзварна муфта з попереднім формуванням ущільнювачів під тиском (КТР19 [3]). Із двох сторін дефектної ділянки трубопроводу встановлюють технологічні кільця на відстані не менше ніж 50 мм від границь розташування дефекту. На кільцях монтують завчасно виготовлені частини ремонтної муфти, які у загальному випадку представляють собою дві напівоболонки. Максимальна довжина муфти не повинна перевищувати $2D$. Товщина стінки оболонок може

дорівнювати або перевищувати товщину стінки трубопроводу. Схему муфти наведено на рисунку 11.

а) формування ущільнювачів



б) заповнення підмуфтового простору



- 1 – трубопровід; 2 – технологічні кільця; 3 – муфта; 4 – підмуфтовий простір; 5 – кільцеві камери; 6 – манжета; 7 – бандажне кільце; 8 – шприц; 9 – герметизуючий склад;
10 – сформовані ущільнювачі; 11 – самотверднуча маса; 12 – насос; 13 – манометри;
14 – вентилі

Рисунок 11 – Схема змонтованої на трубопровід клесварної муфти з попереднім формуванням ущільнювачів під тиском

Довжина муфти повинна бути більше від розміру між зовнішніми торцями технологічних кілець на 40 мм з кожного боку. Напівоболонки муфти притискають до технологічних кілець і зварюють між собою поздовжніми швами. З боку торців муфти встановлюють герметизуючі манжети з герметика, що швидко твердіє. Установлюють бандажні кільця, розміщуючи їх на поверхні відповідних манжет і муфти шляхом навивки. Для виготовлення манжет і бандажних кілець застосовують відомі матеріали й технології, що використовуються для виготовлення склопластиків, наприклад, ровінг зі скла і (або) базальту з полімерним єднальним компонентом на основі епоксидної смоли і (або) поліуретану. Після затвердіння полімерного компоненту бандажів, із зовнішньої сторони муфти через додатково виконані отвори, в ізольовані кільцеві камери, обмежені технологічними кільцями та манжетами, під тиском 1 МПа вводять герметизуючий склад. Герметизуючий склад може вводитися за допомогою шприца або насоса через отвори в нижній частині муфти. У верхній частині муфти

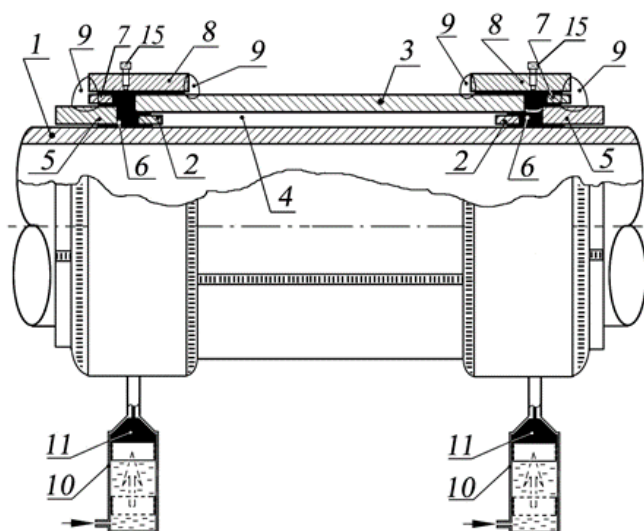
над кільцевими камерами роблять дренажні отвори, які у подальшому закривають заглушками. У якості герметизуючої речовини вибирають матеріал, що твердіє без доступу повітря і має еластичність після затвердіння, наприклад, поліуретановий двокомпонентний герметик.

Перевагою способу ремонту є можливість усувати різноманітні дефекти тіла труби трубопроводу, повздовжніх та спіральних зварних з'єднань та біляшовної зони кільцевих зварних з'єднань, відсутність необхідності проводити зварювальні роботи на трубопроводі під тиском. Спосіб дозволяє відремонтувати дефектну ділянку трубопроводу, знизивши як окружні, так і осьові напруження.

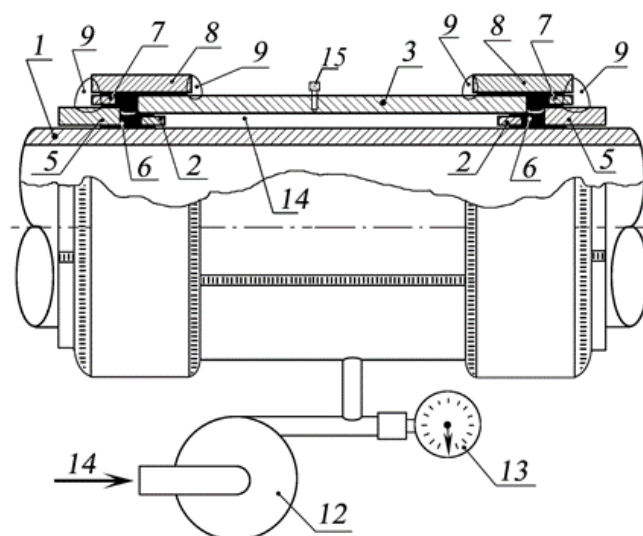
Недоліки способу: не дозволяє проводити ремонти кільцевих зварних з'єднань, застосування самотвердіючих мас призводить до значного здороження конструкції за рахунок вартості матеріалів (при великих об'ємах, що потребують заповненню) та потреби у залученні спеціалізованих організацій, за рахунок чого втрачається і оперативність проведення робіт з монтажу.

1.3.5.3 Муфта з додатковими кільцевими камерами герметизації (КТР21 [3]). З двох сторін дефектної ділянки трубопроводу встановлюють тонкостінні кільця на відстані по 50 мм від границь дефекту, на яких складають частини розрізної муфти (рисунок 12). Ремонтна муфта складається з двох напівоболонок завдовжки, що дорівнює відстані між дальніми торцями тонкостінних додаткових кілець (або перевищує на 10 мм в кожен бік). Частини ремонтної муфти щільно притискують до тонкостінних додаткових кілець, після чого частини ремонтної муфти зварюють між собою поздовжніми швами, не торкаючись дугою стінки трубопроводу (з неповним проваром). З боку зовнішніх торців муфти із зазором встановлюють технологічні кільця, що складаються з декількох частин, які зварюють поздовжніми швами без торкання дугою тіла труби. Після цього зазори заповнюють термостійкою самотверднучою речовиною, що зберігає еластичність після твердіння. На кожне технологічне кільце встановлюють по додатковому тонкостінному кільцю. Додаткові тонкостінні кільця виконують з маловуглецевого металу або порошкової зварювальної стрічки. Після установки додаткових тонкостінних кілець на них вмонтовують бандажні кільця.

а) заповнення простору під
бандажними кільцями



б) заповнення підмуфтового простору



1 – трубопровід; 2 – тонкостінні кільця; 3 – муфта; 4 – простір під муфтою; 5 – технологічні кільця; 6 – термостійка самотверднуча речовина; 7 – додаткові тонкостінні кільця; 8 – бандажні кільця; 9 – кільцеві зварні шви; 10 – шприц; 11 – герметизуючий склад; 12 – насос; 13 – манометри; 14 – самотверднуча маса; 15 – вентилі

Рисунок 12 – Схема змонтованої на трубопровід муфти з додатковими кільцевими камерами герметизації

Внутрішні торці бандажних кілець розташовують на поверхні муфти, а зовнішні торці суміщають із зовнішніми торцями додаткових тонкостінних кілець. Після монтажу, зовнішні торці бандажних кілець разом із зовнішніми торцями додаткових тонкостінних кілець зварюють з зовнішньою поверхнею відповідних технологічних кілець кільцевими швами. Внутрішні торці бандажних кілець за допомогою зварювання кріплять до поверхні муфти.

Перевагою способу ремонту є можливість усувати різноманітні дефекти тіла труби трубопроводу, повздовжніх та спіральних зварних з'єднань та біляшовної зони кільцевих зварних з'єднань, відсутність необхідності проводити зварювальні роботи на трубопроводі під тиском.

Недоліки способу: не дозволяє проводити ремонти кільцевих зварних з'єднань, застосування самотвердіючих мас призводить до значного здороження конструкції за рахунок вартості матеріалів (при великих об'ємах, що потребують заповненню) та потреби у залученні спеціалізованих організацій, за рахунок чого втрачається і оперативність проведення робіт з монтажу.

1.3.6 Способи ремонту дефектів магістральних трубопроводів, які застосовують композитні матеріали.

1.3.6.1 Прагнучі виключити з процесу ремонту трубопроводів участь важкої техніки, розробники ремонтних конструкцій звернули свою увагу на композиційні матеріали. Щільність склопластику в 4 рази нижче щільності сталі, але при цьому межа міцності вище межі міцності сталі в 2 рази.

1.3.6.2 Першою конструкцією для ремонту із застосуванням рулонного склопластику запропонувала компанія «Аргус Лімітед» (США). Її фахівці розробили спосіб ремонту за допомогою манжети «Clock Spring» («часова пружина»). Суть його полягає в тому, що на дефектну ділянку встановлюється бандаж з склопластику в рулоні шляхом намотування через клейовий склад (рисунок 13).



Рисунок 13. Нанесення на дефектну ділянку трубопроводу манжети «Clock Spring»

1.3.6.3 Стрічка склопластику виготовлена з односпрямованого високомодульного склоровінга, що дозволяє наблизити її по модулю пружності до сталі. Однак і цей спосіб не виключає участі техніки в проведенні земляних робіт, так як

для намотування стрічки потрібно вільний (відповідне діаметру труби) простір в зоні ремонту.

Переваги способу: мала вага конструкції, висока міцність матеріалу, можливість виконання ремонту під водою. Незалежність від діаметрів і відповідно оперативність реагування, при наявності матеріалу на складі експлуатаційних служб.

Недоліки способу: неможливість забезпечити рівномірність по натягу, в результаті чого механічні властивості ремонту мають досить великий розкид значень і насилу піддаються контролю, оскільки дуже сильно залежать від кваліфікації персоналу і залежать від того, як оператор натягнув тканину; для забезпечення передбачуваною міцності ремонту доводиться наносити багато шарів, що при великих діаметрах сильно здорожує вартість ремонту; плетена структура, як дренаж, вбирає вологу, викликаючи зниження міцності ремонтної конструкції і викликає розвиток поверхневої корозії металу труби, неможливо ідентифікувати ВТД.

1.3.6.4 Застосування таких конструкцій в Україні регламентується ДСТУ ISO 24817 [8].

ВИСНОВКИ

За прототип для розробки ремонтного конструктивно-технологічного рішення, взято спосіб ремонту корозійних дефектів, розміщених поблизу зварного шва та на зварному шві трубопроводу, що описаний в п. 1.3.4.5 даної роботи. Даний спосіб дає можливість оперативно проводити ремонт дефектів кільцевого зварного з'єднання трубопроводу та навколошовної зони силами експлуатаційних служб, але має обмеження по геометричним розмірам – довжина муфти не повинна перевищувати діаметра трубопроводу (D).

1.4 Постановка мети та задач

1.4.1 Метою даної роботи є розробка ремонтного конструктивно-технологічного рішення, яке дасть змогу оперативно проводити ремонт магістральних трубопроводів в умовах експлуатації силами експлуатуючих служб при наявності неприпустимих дефектів (непровари, ланцюжки пор та шлакових включень, несплавлення кромки) кільцевих зварних з'єднань, розшарування в

пришовній зоні кільцевого зварного стику, розшарування з випинанням, гофрів висотою до 26 мм, але з перевищенням стінки труби не більше товщини стінки напівоболонки муфти, корозійних пошкоджень глибиною, що перевищує 40 % від номінальної товщини стінки, у тому числі обширних, навколошовної зони та тіла труби, що розповсюджуються від кільцевого зварного з'єднання на відстані, що перевищує $0,5 D$.

1.4.2 На основі аналізу об'єкту дослідження та існуючих методів ремонту поставлені наступні задачі:

1.4.2.1 Розробити алгоритм вибору ремонтного рішення в умовах експлуатації у відповідності до існуючих дефектів;

1.4.2.2 Розробити схему нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення;

1.4.2.3 Розробити технічні умови на виготовлення нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення;

1.4.2.4 Розробити технологічні інструкції з монтажу та поопераційного контролю нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення;

1.4.2.5 Розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

ВИСНОВКИ

За результатами проведеного аналізу об'єктом дослідження визначено магістральні газопроводи з неприпустимими комбінованими дефектами зварних з'єднань при наявності корозійних дефектів навколошовної зони та основного металу труб, які мають повздовжню протяжність більшу за $0,5 D$ трубопроводу.

За прототип для розробки ремонтного конструктивно-технологічного рішення, взято спосіб ремонту корозійних дефектів, розміщених поблизу зварного шва та на зварному шві трубопроводу, що описаний в п. 1.3.4.5 даної роботи. Даний спосіб дає можливість оперативно проводити ремонт дефектів кільцевого зварного з'єднання трубопроводу та навколошовної зони силами експлуатаційних служб, але має обмеження по геометричним розмірам – довжина муфти не повинна перевищувати діаметра трубопроводу (D).

2 КРИТЕРІЇ ВИБОРУ СПОСОБУ РЕМОНТУ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ ПІД ТИСКОМ ТА СПОСОБИ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ

2.1 Критерії вибору способу ремонту

Основними критеріями при виборі способу ремонту магістральних трубопроводів є:

- тип дефекту та його розміри;
- розташування на трубопроводі відносно кільцевих та повздовжніх зварних з'єднань;
- ступінь небезпеки для подальшої експлуатації магістральних трубопроводів;
- можливість зупинки постачання продукту споживачеві на час проведення ремонтних робіт;
- економічна доцільність проведення того чи іншого способу ремонту.

2.2 Методи ремонту, що застосовуються

Основні методи ремонту магістральних газопроводів в умовах експлуатації (під тиском) були регламентовані [1]. Згодом, цей перелік було перередагровано та розширено [3]. До цього, ремонт під тиском проводився за розробленими ІЕЗ ім. Патона О.Є. технологічними інструкціями [9]. Залежно від виду, розмірів та взаємного розміщення дефектів трубопроводу вибирають один із наступних методів відновлення тримкості труб та зварних стиків:

2.2.1 Шліфування поверхні з дефектом – це метод ремонту труби, який полягає в тому, що під час його виконання в зоні дефекту знімається шар металу для зниження концентрації напружень.

Зачищення поверхні шляхом шліфування допускається у випадках, коли глибина (h_d) поодиноких (дефекти, відстань між якими перевищує довжину найбільшого дефекту) корозійних пошкоджень не перевищує 20 % номінальної товщини стінки труби (t), а максимальна довжина дефекту (L_d) не перевищує значення:

$$L_d \leq 2\sqrt{Rt}, \quad (2)$$

де R – номінальний зовнішній радіус труби.

При цьому, [3] дозволяє проводити шліфування дефектів (корозійно-механічних пошкоджень та тріщин) глибина яких не перевищує 20% t , а максимальна довжина дефекту в повздовжньому напрямку ($L_{дн}$) не перевищує значення:

$$L_{дн} \leq 2\sqrt{Dt}, \quad (3)$$

де D – зовнішній діаметр трубопроводу.

2.2.2 Заварювання корозійних виразок на газопроводі під тиском виконують у випадках, коли:

- максимальний розмір (діаметр, довжина) пошкодження не перевищує 20 мм;
- залишкова товщина стінки труби в місці пошкодження не менше ніж 4 мм;
- відстань між найближчими пошкодженнями та до зварних з'єднань трубопроводу не менше ніж 100 мм;
- внутрішній тиск у газопроводі під час ремонту не перевищує 4,0 МПа.

При цьому, [3] дозволяє проводити заплавлення зовнішніх корозійно-механічних пошкоджень з $L_{д} \leq 30$ мм та залишковою товщиною стінки $t_{зал} \geq 3,5$ мм або з розмірами, які не перевищують критичні значення у відповідності до розрахунків, які викладені в додатку Е до [3] або при зовнішні з розмірами $30 < L_{дн} \leq 80$ мм та $t_{зал} \geq 5,0$ мм. Внутрішній тиск у трубопроводі під час відновлення дуговим зварюванням товщини пошкодженої стінки не повинен перевищувати $0,7 P_{роб}$.

2.2.3 Встановлення розрізного бандажа (рисунок 10) виконують в тому випадку, коли максимальна глибина поодиноких дефектів або групових корозійних пошкоджень не перевищує 40 % t , а максимальна довжина – менша від критичної, яку розраховують за критеріями механіки руйнування з урахуванням старіння металу.

Існують наступні обмеження щодо використання бандажів:

- ширина бандажа (B) не повинна перевищувати половину номінального зовнішнього діаметра трубопроводу (D);
- цей вид ремонту застосовують для дефектів, розташованих не ближче ніж 150 мм від кільцевого зварного шва трубопроводу.

При цьому, [3] дозволяє ремонт методом встановлення розрізного бандажу зовнішніх поодиноких або групових корозійно-механічних пошкоджень з розмірами, які перевищують критичні або $t_{\text{зал}} < 3,5$ мм з глибиною $h_d \leq 50 \% t$ та довжиною одного дефекту $\leq 10 t$, розшарувань без виходу на поверхню, вм'ятин глибиною до $3,5 \% D$ та $L_{\text{дп}} \leq (0,5D - 100 \text{ мм})$. За потреби встановлення бандажу на відстані, що становить менше ніж 100 мм від зварного кільцевого шва, потрібно установити симетрично аналогічний бандаж з іншого боку зварного шва. Внутрішній тиск в трубопроводі під час виконання ремонтно-зварювальних робіт не повинен перевищувати $0,7P_{\text{роб}}$.

2.2.4 Застосування герметичної муфти з технологічними кільцями (рисунок 4) виконується, якщо глибина корозійних пошкоджень труби перевищує 40 % від номінальної товщини її стінки, а також під час обширних корозійних пошкоджень. Довжина муфт (L) не повинна перевищувати номінальний зовнішній діаметр труби, а ширина технологічних кілець (H) повинна становити від 80 мм до 100 мм для труб діаметром до 630 мм і від 120 мм до 140 мм – для труб діаметром більше ніж 700 мм.

Розрізні муфти застосовують для усунення дефектів, протяжність яких перевищує критичну довжину і які розташовані від кільцевих швів трубопроводу на відстані, що дорівнює або більше за 300 мм.

При цьому, [3] дозволяє виконувати ремонт методом встановлення герметичної муфти з технологічними кільцями зовнішніх та внутрішніх корозійно-механічних пошкоджень стінки труби з розмірами, які перевищують критичні (додаток Е) або $t_{\text{зал}} < 3,5$ мм або $L_{\text{дп}} \leq (D - 100 \text{ мм})$, а при довжині $L_{\text{дп}} \leq (L_{\text{труби}} - 600 \text{ мм})$ застосовувати багатосекційну муфту, розшарування без випинання (без виходу на поверхню, з виходом на поверхню) при $L_{\text{дп}} \leq (D - 100 \text{ мм})$, вм'ятини при $L_{\text{дп}} \leq (D - 100 \text{ мм})$ та виконувати ремонт дефектів повздовжніх та спіральних зварних з'єднань труб при $L_{\text{дп}} \leq (D - 100 \text{ мм})$, а при довжині $L_{\text{дп}} \leq (L_{\text{труби}} - 600 \text{ мм})$, застосовувати багатосекційну муфту.

2.2.5 Застосування латок-муфт (рисунок 5) виконується у випадку виявлення локальних групових пошкоджень глибиною, що перевищує 40 % від номінальної

товщини стінки труби, або поодиноких дефектів (під час ремонту під тиском), максимальні розміри яких перевищують 20 мм, але менші ніж 100 мм. Латки повинні бути витягнутими вздовж окружності труби або круглими. Максимальний розмір латки не повинен перевищувати $0,5 D$ і бути більшим від 350 мм, а мінімальний діаметр або ширина, за овальної форми латки, – 100 мм. Латки-муфти застосовують, коли дефекти розташовані не ближче ніж 100 мм до поздовжнього зварного шва трубопроводу і 200 мм – до кільцевого. Радіус закруглення латок повинен бути не менше ніж 60 мм. Розміри латок вибирають за умови перекриття пошкоджених ділянок труби завширшки не менше ніж 20 мм по периметру. Довжина муфт корегується з умов забезпечення розмірів (F) перемичок більше ніж 100 мм.

При цьому, [3] дозволяє виконувати ремонт методом встановлення латок-муфт при ліквідації локальних групових корозійних пошкоджень стінки труби з глибиною $h_d \geq 50 \% t$ або поодиноких дефектів з $L_d \leq 100$ мм.

2.2.6 Встановлення двошарової герметичної муфти (рисунки 6) передбачається, якщо після внутрішнього обстеження технічного стану трубопроводу дефектоскопами виявлено неприпустимі дефекти в кільцевому зварному шві (непровари, ланцюжки пор та шлакових включень, несплавлення крайок), а також у зоні, що примикає до нього, корозійні пошкодження завглибшки, що перевищує 40 % від номінальної товщини стінки. Вони можуть бути застосовані в разі виявлення гофрів, розшарування та численних корозійних пошкоджень, орієнтованих в окружному напрямку труби.

Під час ремонту дефектів, що орієнтовані вздовж твірної труби, ефективні усі різновиди бандажів та муфт. Однак під час орієнтації дефектів в окружному напрямку слід застосовувати тільки герметичні муфти з технологічними кільцями або двошарові муфти.

При цьому, [3] дозволяє виконувати ремонт методом встановлення двошарової герметичної муфти при ліквідації зовнішніх та внутрішніх корозійно-механічних дефектів в пришовній зоні кільцевого стику, розшарування в пришовній зоні кільцевого зварного стику, розшарування з випинанням та таких дефектів

геометрії, як гофри (висотою до 26 мм). Також дозволяється ремонт наступних дефектів кільцевих зварних з'єднань:

- непровари та внутрішні дефекти кільцевих стиків з довжиною дефекту в окружному напрямку $L_{до} \geq 1/6 \pi D$ або $t_{зал} \leq 5$ мм.

Довжина муфти повинна забезпечувати перекриття дефектної ділянки по 100 мм з кожного боку. Максимальна довжина муфти не повинна перевищувати $2D$.

2.2.7 Встановлення композитних муфт типу "clock spring" використовується для ремонту труб з поодинокими або групою дефектів із меншою ніж 200 мм загальною довжиною та глибиною, що перевищує 40 % від номінальної товщини стінки труби, розташованих від кільцевого шва не ближче ніж 50 мм.

2.2.8 Застосування муфт із наповнювачем (компаундом) передбачається у разі виявлення корозійних пошкоджень на поверхні кільцевих зварних швів або на ділянках, що примикають до них, розшарування, невеликих вм'ятин, а також численних корозійних пошкоджень глибиною, більшою за 40 % від номінальної товщини стінки. Муфти з наповнювачем застосовуються для дефектів, які орієнтовані вздовж осі трубопроводу і мають протяжність більшу від критичної. Муфти з наповнювачем можуть встановлюватися і за робочого тиску.

При цьому, [3] дозволяє усунення даним типом ремонтної конструкції наступних дефектів:

- зовнішні корозійно-механічні дефекти тіла труби з $h_d \leq 80 \% t$ та $L_{дн} \leq (2 D - 160 \text{ мм})$, в тому числі в пришовній зоні кільцевого стику; розшарування без виходу на поверхню з $L_{дн} \leq (D - 100 \text{ мм})$;

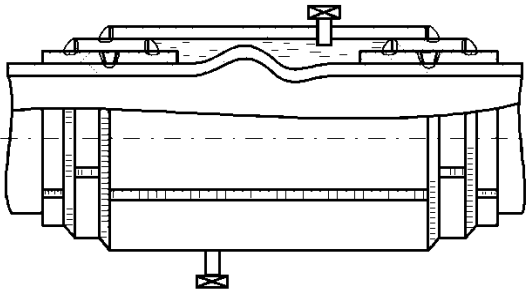
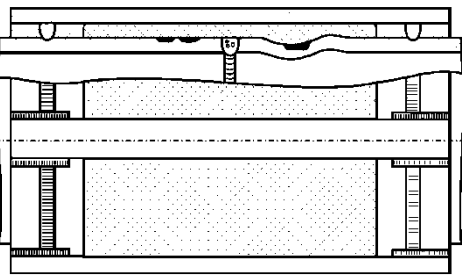
- вм'ятини з $L_{дн} \leq (2 D - 200 \text{ мм})$.

2.2.9 Заміна котушки або ділянки газопроводу без припинення транспортування газу за традиційною технологією відповідно до вимог ВСН 006 [10], яке виконується за умови повного випорожнення відключеної ділянки газопроводу та після його продування, доцільно застосовувати тільки в аварійних ситуаціях (розрив труби, наскрізні тріщини) або у випадках, коли відсутнє спеціальне обладнання, що дає змогу проводити заміну дефектних котушок за наявності тиску у трубопроводі.

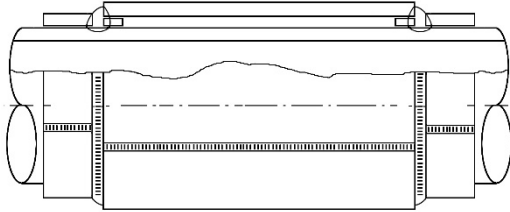
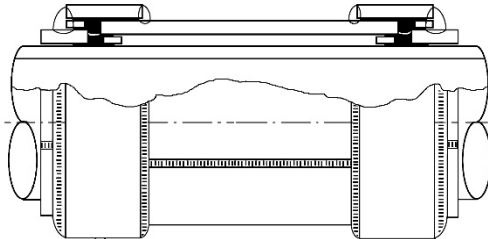
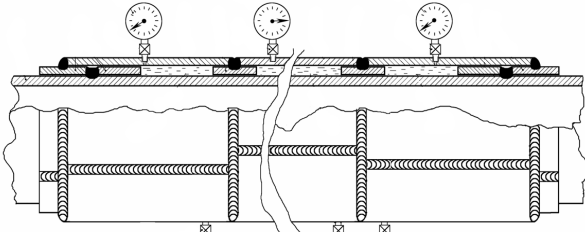
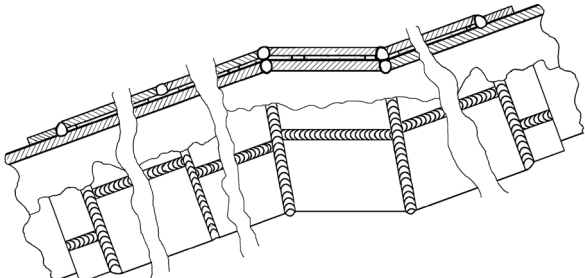
2.2.10 Врізування відводів та лупінгу виконується у разі виявлення протяжних ділянок лінійної частини трубопроводу, значно пошкоджених корозією та з тріщинами в металі труби або зварних з'єднаннях, а також механічними пошкодженнями, розміри яких перевищують припустимі будівельними нормами і правилами, технологія передбачає заміну таких ділянок без випорожнення трубопроводу за рахунок встановлення байпасної лінії (рисунок 1), що врізають в трубопровід під тиском.

2.2.11 На відмінність від [1], в [3] для ремонту ряду дефектів передбачаються також наступні ремонтні конструкції, які наведені в таблиці 1.

Таблиця 1

№ з/п	Схема конструкції	Назва ремонтної конструкції та її призначення
1		<u>Об'ємна муфта з наповнювачем (КТР10)</u> для ремонту: - гофрів; - розшарування з випинанням
2		<u>Металокомпозитна муфта (КТР18)</u> для ремонту: - косих кільцевих зварних стиків та прилягаючих до них ділянок; - обширних корозійно-механічних пошкоджень стінки труби
3		<u>Клеєзварна муфта з попереднім формуванням ущільнювачів під тиском (КТР19)</u> для ремонту: - обширних корозійних пошкоджень стінки труби; - вм'ятин; - розшарування без виходу на поверхню; - поздовжніх та спіральних зварних стиків

Таблиця 1

№ з/п	Схема конструкції	Назва ремонтної конструкції та її призначення
4		<u>Герметична клеєзварна муфта на тонкостінних кільцях (КТР20)</u> для ремонту: - обширних корозійно-механічних пошкоджень стінки труби глибиною більше 50 % t; - кільцевих зварних стиків та прилягаючих до них зон; - поздовжніх та спіральних зварних стиків
5		<u>Муфта з додатковими кільцевими камерами герметизації (КТР21)</u> для ремонту: - обширних корозійних пошкоджень стінки труби; - вм'ятин; - поздовжніх та спіральних зварних стиків
6		<u>Багатосекційна муфта з регулюванням послідовності і тиску заповнення клеєм окремих камер (КТР24)</u> для ремонту: - протяжних корозійно-механічних пошкоджень стінки труби; - підвищення категорії окремих ділянок магістрального газопроводу
7		<u>Клеєзварна сегментна муфта (КТР25)</u> для ремонту: - вигнутих ділянок трубопроводу

2.2.12 Таким чином при наявності на магістральному газопроводі неприпустимих дефектів кільцевого зварного з'єднання та дефектів навколошовної зони та прилеглих до неї ділянок тіла труби регламентовано застосування наступних способів ремонту дефектів:

– двошарова муфта (КТР7) з застосуванням клеєвого наповнювача при $L_{дп} \leq (2 D - 200 \text{ мм})$;

- компаундна муфта (КТР8) при $L_{дн} \leq (2 D - 160 \text{ мм})$;
- металокомпозитна муфта (КТР18) при $L_{дн} \leq 3 D$;
- герметична клеезварна муфта з попереднім формуванням ущільнювачів під тиском (КТР19) при $L_{дн} \leq (2 D - 240 \text{ мм})$;
- герметична клеезварна муфта на тонкостінних кільцях (КТР20) при $L_{дн} \leq (2 D - 100 \text{ мм})$;
- муфта з додатковими кільцевими камерами герметизації (КТР21) при $L_{дн} \leq (2 D - 160 \text{ мм})$.

ВИСНОВКИ

Основним спільним недоліком існуючих конструкцій, які передбачені для ремонту неприпустимих дефектів кільцевих зварних з'єднань є складність в реалізації ремонту силами експлуатаційних служб при проведенні аварійно-відновлювальних робіт.

Використання технології заповнення підмуфтового простору самотвердіючими масами та використання композитних матеріалів:

- вимагає залучення сторонніх організацій для проведення ремонту або його частини – це, в свою чергу, впливає на оперативність проведення аварійно-відновлювальних робіт;
- значно здорожує вартість ремонту на відмінність від використання металевих конструкцій.

2.3 Послідовність прийняття рішення при виборі методу ремонту

2.3.1 При виявленні дефектів магістрального трубопроводу одним із існуючих методів обстеження (внутрішньотрубна діагностика, шурфування при проведенні комплексних обстежень та визначення технічного стану) або при проведенні робіт з поточного ремонту захисного покриття трубопроводу в першу чергу проводиться його ідентифікація (за класами, видами, розмірністю), візуально-оптичний контроль (VT) та вимірювання, за потреби, контроль металу і зварних з'єднань труб неруйнівними методами (UT, RT, тощо).

2.3.2 Для неприпустимих дефектів визначається метод його ремонту по наступному алгоритму:

2.3.2.1 При наявності корозійних пошкоджень тіла труби проводиться вимірювання довжини дефекту в повздовжньому та окружному напрямках, максимальної глибини дефектів, відстані від кільцевих та повздовжніх зварних з'єднань труб, загальну площу дефектів на трубі, їх взаємного розташування, методами УТ контролю проводиться оцінка металу труби з дефектами на виявлення підповерхневих та внутрішніх дефектів. В залежності від зазначених параметрів, з врахуванням наведених в розділі 2.2 цієї роботи критеріїв вибору методу ремонту, обирається один з наступних способів ремонту: виконується шліфування поверхні, заплавлення каверн, застосовується муфтовий ремонт, приймається рішення щодо зупинки трубопроводу і заміни котушки, труби або ділянки трубопроводу.

2.3.2.2 При наявності неприпустимих дефектів зварних з'єднань проводиться вимірювання розмірів зовнішніх дефектів зварного з'єднання, проводиться УТ контроль навколошовної зони труби на предмет виявлення підповерхневих та внутрішніх дефектів, проводиться РТ контроль зварного з'єднання на предмет виявлення підповерхневих та внутрішніх дефектів. В залежності від зазначених параметрів, з врахуванням наведених в розділі 2.2 цієї роботи критеріїв вибору методу ремонту, обирається один з наступних способів ремонту: ремонт зовнішніх дефектів зварного з'єднання дуговим зварюванням, муфтовий ремонт, приймається рішення щодо зупинки трубопроводу вирізання зварного з'єднання з дефектом і вирізання котушки.

2.3.2.3 При наявності інших видів неприпустимих дефектів (розшарування, дефекти геометрії (гофри, вм'ятини), тощо) проводяться вимірювання та контроль подібний до наведених в п/п 2.3.2.1-2.3.2.2. В залежності від зазначених параметрів, з врахуванням наведених в розділі 2.2 цієї роботи критеріїв вибору методу ремонту, обирається один з наступних способів ремонту: муфтовий ремонт або приймається рішення щодо зупинки трубопроводу вирізання зварного з'єднання з дефектом і вирізання котушки.

2.3.2.4 При наявності комбінованих неприпустимих дефектів (кільцевого зварного з'єднання та навколошовної зони) обирається муфтовий ремонт або приймається рішення щодо зупинки трубопроводу вирізання зварного з'єднання з дефектом і вирізання котушки.

ВИСНОВКИ

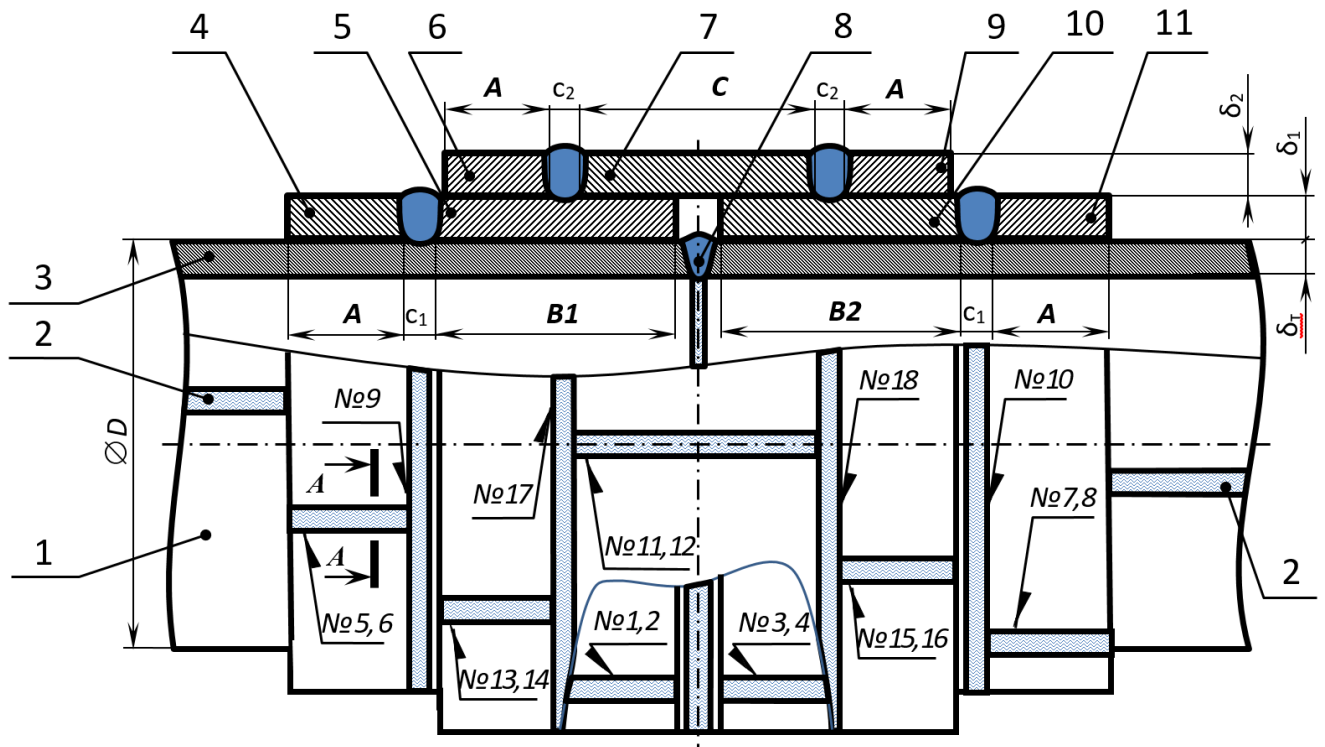
Вибір способу ремонту залежить від можливості в найкоротший термін відновити безпечну експлуатацію трубопроводу, наявності технічної можливості проведення ремонту, вартості ремонту, тощо.

Для розширення меж застосування муфтового ремонту при наявності комбінованих неприпустимих дефектів (кільцевого зварного з'єднання та навколошовної зони) запропоновано розробку нового конструктивно-технологічного рішення для ремонту таких дефектів.

3 КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ РІШЕННЯ, ЩО ПРОПОНУЄТЬСЯ (ПЕРЕВАГИ ТА НЕДОЛІКИ)

3.1 Опис конструктивно-технологічного рішення, що пропонується

3.1.1 Конструктивно-технологічне рішення представляє собою двошарову герметичну муфту з розрізними кільцями (рисунок 14), яка складається з внутрішньої муфти (5,10), зовнішньої муфти (7) та технологічних кілець (4,6,9,11).



1 – трубопровід; 2 – повздовжній/спіральний зварний шов трубопроводу; 3 – стінка труби трубопроводу; 4, 6, 9, 11 – стінки напівоболонки технологічних/розрізних кілець (деталі гнуті); 5, 10 – стінки напівоболонки внутрішньої муфти (деталі гнуті); 7 – стінка напівоболонки зовнішньої муфти (деталі гнуті); 8 – середина дефектного місця трубопроводу/кільцевого шва; А – ширина розрізних кілець; В₁, В₂ – ширина напівоболонки внутрішньої муфти; С – ширина напівоболонки зовнішньої муфти; δ – товщина стінки елементів муфти/трубопроводу; D – зовнішній діаметр трубопроводу

Рисунок 14 – Схема змонтованого на трубопровід ремонтного конструктивно-технологічного рішення

3.1.2 Внутрішня муфта (5,10), яка представляє собою дві пари напівоболонки (деталей гнутих), монтуються симетрично дефектного кільцевого з'єднання трубопроводу з дефектом (8) та безпосередньо перекриває основний метал трубопроводу з дефектами. Ширина (В₁, В₂) напівоболонки внутрішньої муфти вибирається за умови перекриття дефекту основного металу труби в наволошовній зоні на 50 мм.

3.1.3 Напівоболонки внутрішньої муфти монтуються на трубопровід зварюванням повздовжніх швів №1,2,3,4 (рисунок 14) на залишкових металевих підкладках без проплавлення тіла труби. При цьому в напівоболонках внутрішньої муфти (5,10) виконуються пази під поздовжні/спіральні зварні шви (2) трубопроводу. З двох боків внутрішньої муфти в такій самій послідовності монтуються технологічні кільця (4,11). Технологічні кільця, залежно від діаметру трубопроводу, який ремонтується, мають ширину від 100 до 140 мм.

3.1.4 Після монтажу внутрішньої муфти та технологічних кілець на трубопровід виконується зварювання двох кільцевих напустково-стикових з'єднань №9,10 (рисунок 14) з обов'язковим сплавленням трьох елементів – стінки трубопроводу та крайок деталей муфти.

3.1.5 Зовнішня муфта (7) складається з пари напівоболонок (деталей гнутих), має ширину С, яка змінюється залежно від діаметру трубопроводу, який ремонтується від 230 до 310 мм та двох пар технологічних кілець (6,9). Ширина зовнішньої муфти не залежить від довжини дефекту тіла труби трубопроводу.

3.1.6 Напівоболонки зовнішньої муфти та технологічних кілець (6,7,9) монтуються на внутрішню муфту зварюванням поздовжніх стиків напівоболонок №11-16 на залишкових металевих підкладках без проплавлення тіла внутрішньої муфти (рисунок 14).

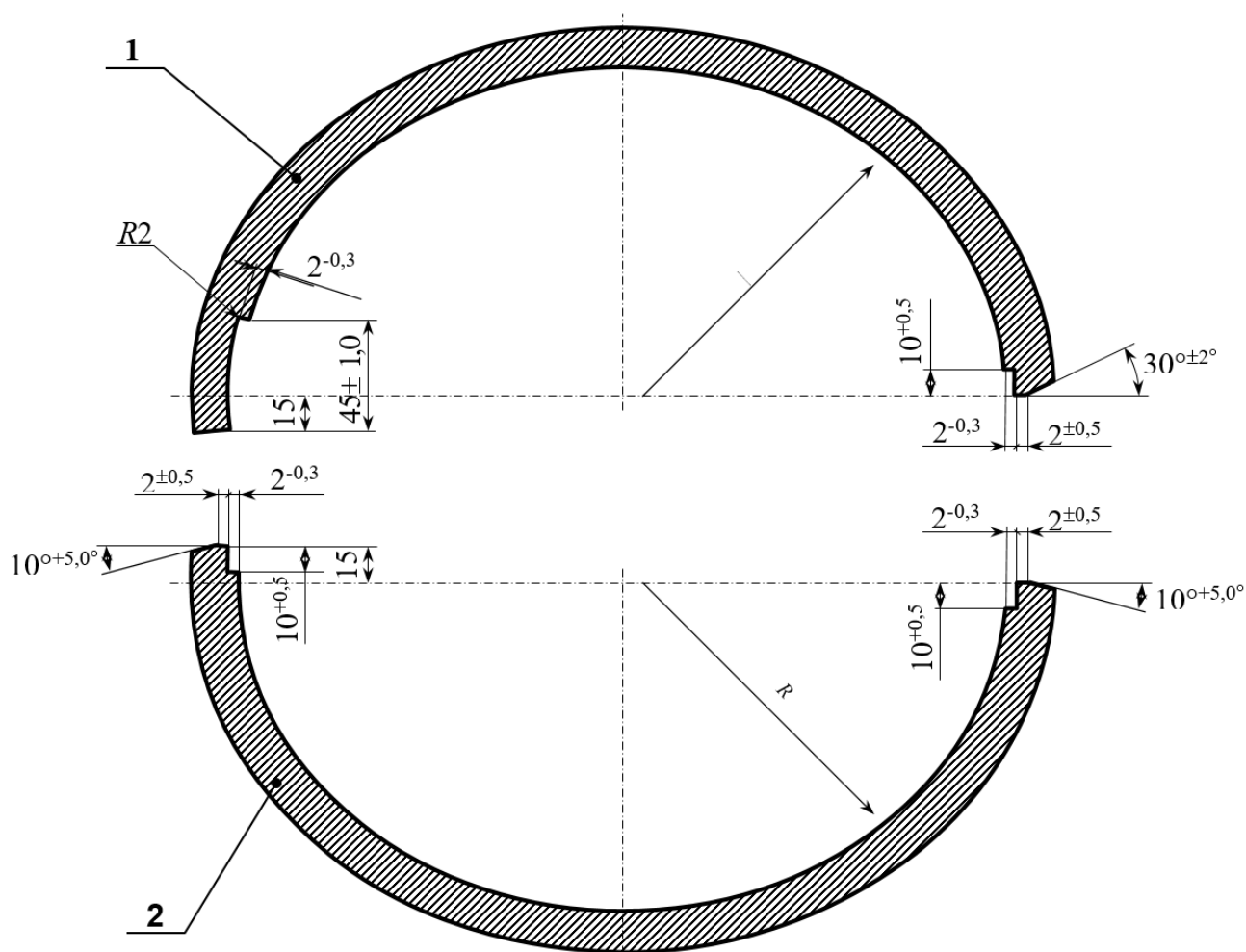
3.1.7 Після монтажу зовнішньої муфти та технологічних кілець виконуються кільцеві напустково-стикові зварні з'єднання №17,18 (рисунок 14), що поєднують між собою зовнішні технологічні кільця (6,9) і муфту (7).

3.2 Розробка конструктивно-технологічного рішення

Конструктивно-технологічне рішення з ремонту дефектного місця в умовах експлуатації, що пропонується, включає розробку конструкції, характеристики зварювальних матеріалів та основного металу, підготовку деталей конструкції, техніку зварювання, методи попередження виникнення холодних та гарячих тріщин, заходи з контролю якості, вимоги до персоналу, затвердження WPS у відповідності до вимог ДСТУ EN ISO 15613 [11], тощо.

3.2.1 Деталі конструктивно-технологічного рішення виготовляються в заводських або базових умовах.

3.2.2 Деталі гнуті, які використовуються для ремонту магістральних трубопроводів повинні відповідати вимогам п. 13.18 СНиП 2.05.06 [12]. Внутрішній радіус деталей гнутих повинен дорівнювати зовнішньому радіусу трубопроводу який підлягає ремонту. Схема поперечного перерізу деталей гнутих наведена на рисунку 15.



- 1 – деталь гнута, що встановлюється у верхній частині ремонтної конструкції;
 2 – деталь гнута, що встановлюється у нижній частині ремонтної конструкції;
 R – радіус зовнішній газопроводу або інших гнутих деталей, на які встановлюються, підганяються за місцем та зварюються між собою повздовжніми швами деталі 1 та 2

Рисунок 15 – Схема поперечного перерізу деталей гнутих

3.2.3 Деталі гнуті виготовляються з листового прокату та марок сталі за ДСТУ 8541 [13]. Допускається застосування марок сталі за іншими нормативними документами з еквівалентними властивостями. Деталі гнуті можуть виготовлятися

також з сегментів труб того ж діаметру, що й трубопровід, який підлягає ремонту, при цьому застосовуються труби, які виготовляються за ГОСТ 8731 [14], ГОСТ 8732 [15], ДСТУ ISO 3183 [16] та ГОСТ 20295 [17].

3.2.4 При виготовленні деталей гнутих з прямошовних електрозварних труб згідно [17], дозволяється наявність поздовжніх зварних швів в напівоболонках на відстані від повздовжніх кромek під зварювання не менше ніж 200 мм.

3.2.5 Товщина стінки деталей гнутих δ , обирається більшою за товщину стінки труби δ_T на 1,5 мм і більше, за умови однакових значень межі міцності деталей та трубопроводу, в разі не виконання даної умови товщина стінки деталей гнутих розраховується за формулою:

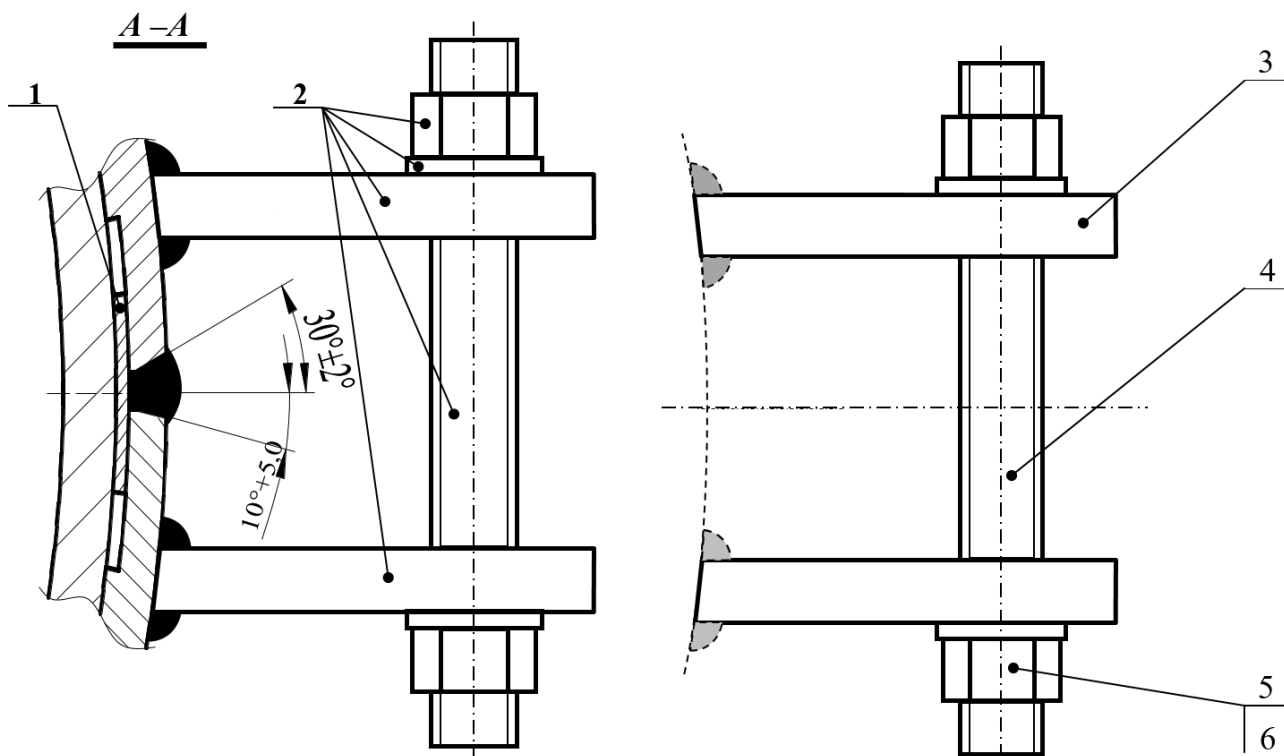
$$\delta = \frac{\delta_T R_T}{R} + 1.5, \quad (4)$$

де δ – товщина стінки деталі, мм; δ_T – товщина стінки трубопроводу, мм; R_T – значення тимчасового опору розриву трубопроводу, МПа; R – значення тимчасового опору розриву деталі, МПа.

3.2.6 Кінці деталей гнутих конструкції з внутрішньої сторони повинні мати паз під металеву підкладну стрічку глибиною 2мм, ширина пазу складає 20 мм. Напівоболонки внутрішньої муфти монтуються на трубопровід за допомогою монтажного комплексу з подальшим їх зварюванням на залишковій металевій підкладці повздовжніми зварними швами. Підготовка кромek під зварювання деталей гнутих повздовжніми зварними швами та схема монтажного комплексу наводиться на рисунку 16.

3.2.7 Деталі гнуті вважаються непридатними до використання, якщо вони не відповідають п/п 4.5, 4.6 ВСН 012 Частина 1 [18], за виключенням посилань на вимоги до відхилень діаметра та кривизни. Овальність не повинна перевищувати 1% від номінального діаметру труби, для якої розрахована деталь.

3.2.8 Стрічка підкладна (1) рисунок 16 під повздовжні зварні з'єднання гнутих деталей муфти виготовляється з листового прокату марки Сталь 08 (або 10, 15, 19) виконання за ДСТУ 2834-94 [19]. Розмір стрічки підкладної в перетині складає 18-20x1,5 мм, довжина стрічки підкладної повинна дорівнювати ширині відповідної деталі гнутої (А, В₁, В₂, С) +20 мм.



1 – стрічка підкладна; 2 – комплект монтажний; 3 – полка стяжна; 4 – шпилька; 5 – гайка;
6 – шайба.

Рисунок 16 (розріз А-А рисунку 14) – Підготовка кромки під зварювання деталей гнутих повздовжніми зварними швами та схема монтажного комплекту

3.2.9 Комплект монтажний виготовляється зі спокійної чи напівспокійної низьковуглецевої (вміст вуглецю не перевищує 0,24%) чи низьколегованої сталей (окрім елементів кріплення), різьбові елементи – ГОСТ 1759.0 [20], клас міцності, не менше, 05 та 5.6.

3.2.10 Для виготовлення елементів магістральних газопроводів (труби, відводи, переходи, заглушки, ремонтні конструкції, тощо) використовують низьковуглецеві (масова доля вуглецю $C < 0,24\%$) та низьколеговані сталі (сумарною кількістю легуючих елементів до 2,5% (5%)) з перлітного класу, спокійні чи напівспокійні, як звичайної якості, так і якісні. Характеристики конструктивних елементів магістральних газопроводів наведені в таблиці 2.

Таблиця 2

Назва/номер ТУ/ ГОСТ/ДСТУ/ марка сталі/ сертифікат	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стілки, мм	Клас міцності*	Еквівалент вуглецю, %
ГОСТ 8731-74 СтЗсп, Сталь 10/20	≤ 273		K34/K38/K42	$\leq 0,35$

Таблиця 2

Назва/номер ТУ/ ГОСТ/ДСТУ/ марка сталі/ сертифікат	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стілки, мм	Клас міцності*	Еквівалент вуглецю, %
09Г2С 19Г, 14ГН	≤426		К48	≤ 0,38
10Г2С1, 12Г2С, 14ХГС	1020	9,5	К50	≤ 0,43
08ГБЮ, 12ГСБ, 13ГС(-У), 17Г..., «Ц», 15ГСТЮ, Х60	1020	12,0	К52	≤ 0,43
09ГБЮ, 09Г2ФБ, 12Г2СБ, 13Г1(2)..., Х67	1220	15,2	К55	≤ 0,43
08Г2МФБ, 10Г2(СБТ, ФБЮ), 16Г2САФ, 17Г2АФ, Х70	1420	23,5	К60	≤ 0,43

* у разі відсутності даних про механічні властивості конструктивного елемента, що підлягає заміні, ремонту чи приєднанню, залучається фахівець лабораторії неруйнівного контролю для визначення твердості сталі та складання відповідного протоколу візуально-вимірювального контролю з зазначенням межі міцності згідно ДСТУ ISO 18265 [21].

3.2.11 Перед монтажем конструкційних елементів проводиться розмітка місця установки внутрішньої муфти та технологічних кілець.

3.2.12 Внутрішні та зовнішні поверхні напівоболонок внутрішньої муфти (5,10) (рисунок 14), внутрішню поверхню напівоболонок муфти (4,6,7,9,11) та зовнішню поверхню труби (1) очищаються від забруднень.

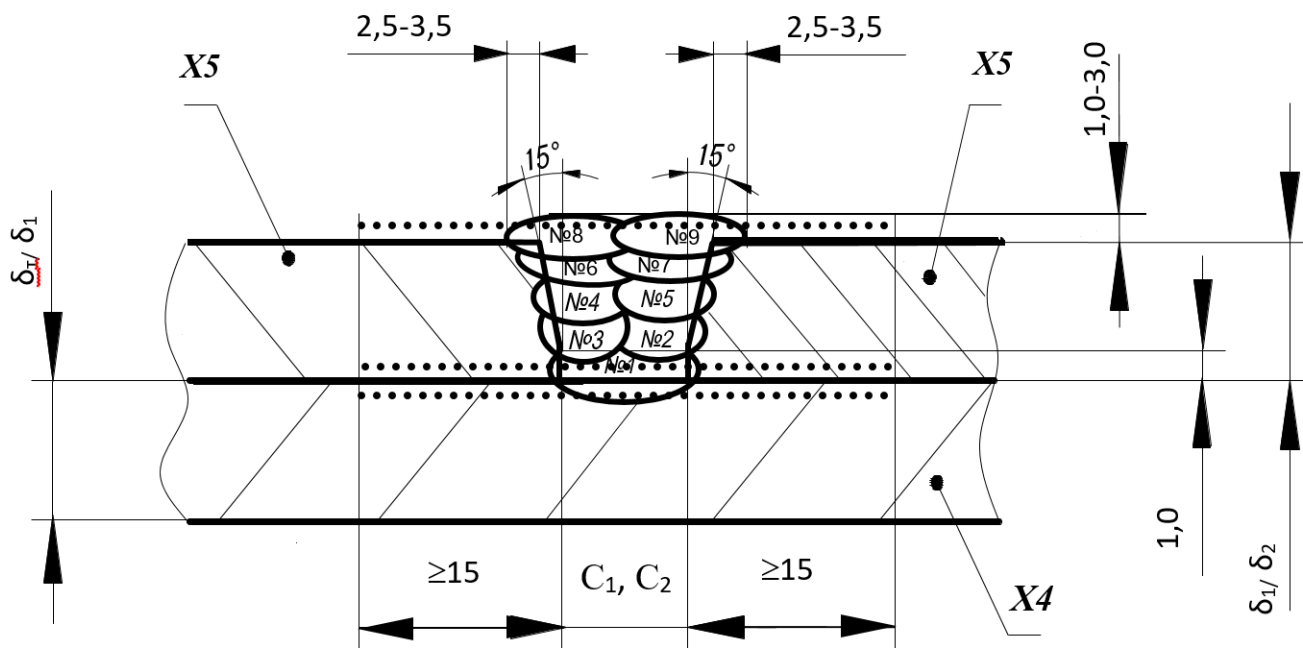
3.2.13 Внутрішні поверхні підсилюючих конструктивних деталей муфти рекомендовано обробити антикорозійними матеріалами на рослинній основі.

3.2.14 Зону трубопроводу установки технологічних кілець (4,11) рекомендовано пофарбувати ґрунтовкою типу – МЛ.

3.2.15 Рекомендовано провести механічну очистку перед нанесенням покриттів до ступеню підготовки не гірше St 2 за ДСТУ ISO 8501-1 [22]. При наявній технологічній можливості виконується струменева очистка до ступеню Sa 1 за [22].

3.2.16 Місця зовнішньої поверхні трубопроводу (1) та зовнішні ділянки напівоболонок муфти (5,10), де планується розташування кільцевих напустково-стиків швів №№9,10,17,18 зачищаються механічним способом до чистого металу ступень підготовки St 3 за [22] (пояс шириною не менше 40 мм, рисунок 17). При наявній технологічній можливості виконується струменева очистка до ступеню Sa 2½ за [22].

3.2.17 Розробка кромки повздовжніх та кільцевих швів технологічних кілець, повздовжніх швів напівоболонки муфти виконується у відповідності до рисунків 17, 18 та 19. Метод підготовки кромки – механічна обробка.



X4 – стінка труби газопроводу 3/деталі внутрішньої муфти 5, 10; X5 — стінки деталей внутрішньої муфти 4,5,10,11/ стінки деталей зовнішньої муфти 6, 7, 9; – ділянки поверхні, що зачищаються до чистого металу перед зварюванням

Рисунок 17 – Кільцеві зварні з'єднання №9,10,17,18

3.2.18 При складанні деталей кромки напівоболонки, внутрішню і зовнішню поверхні біля них шириною не менше 10,0 мм зачищаються до чистого металу.

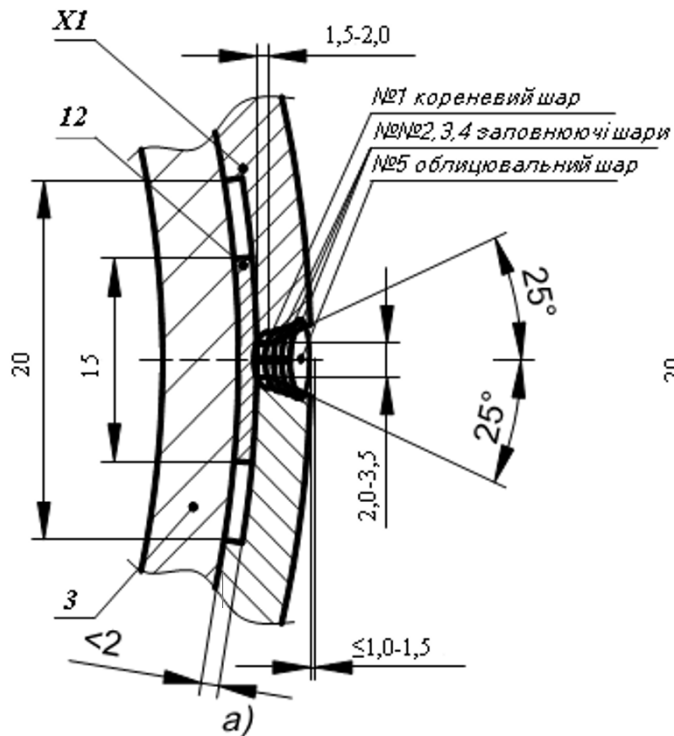
3.2.19 Складання виконувати за допомогою монтажного комплексу (стяжних струбцин) з розрахунку, що повздовжні шви муфти та технологічних кілець і трубопроводу розносяться на відстань не менше 100 мм один від одного.

3.2.20 Величина зазору між стінками трубопроводу (3) та деталями внутрішньої муфти (4,5,10,11) (рисунок 14) повинна бути $\leq 0,3$ мм.

3.2.21 Для забезпечення щільного прилягання деталей гнутих до тіла труби в напівоболонках технологічних кілець (4,11) та внутрішньої муфти (5,10) (рисунок 14) виконується паз під поздовжні (або спіральні) зварні шви (2) трубопроводу.

3.2.22 В напівоболонках технологічних кілець (6,9) та зовнішньої муфти (7) виконується паз під поздовжні зварні шви деталей муфти №№1,2,3,4. Паз повинен

а) – для нижнього і стельового розташування поздовжніх зварних з'єднань



б) – для горизонтального розташування поздовжніх зварних з'єднань

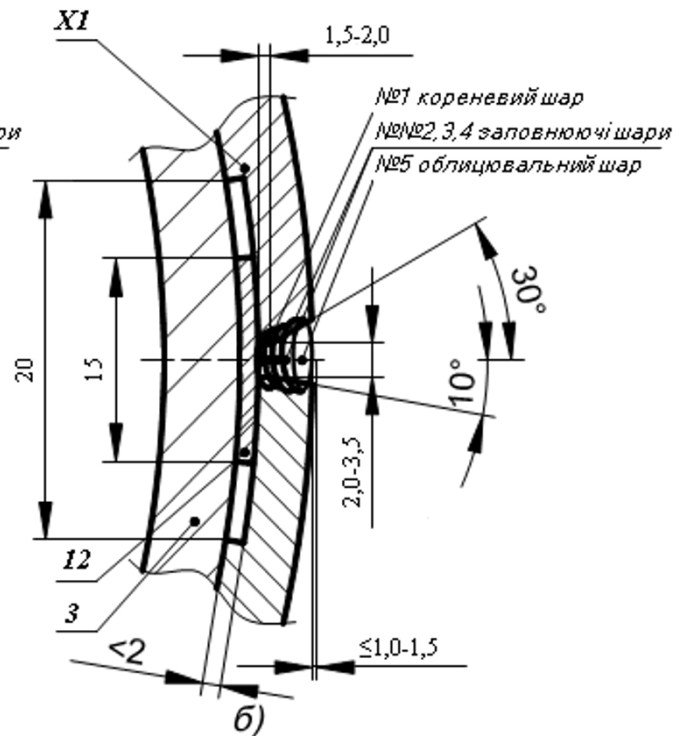
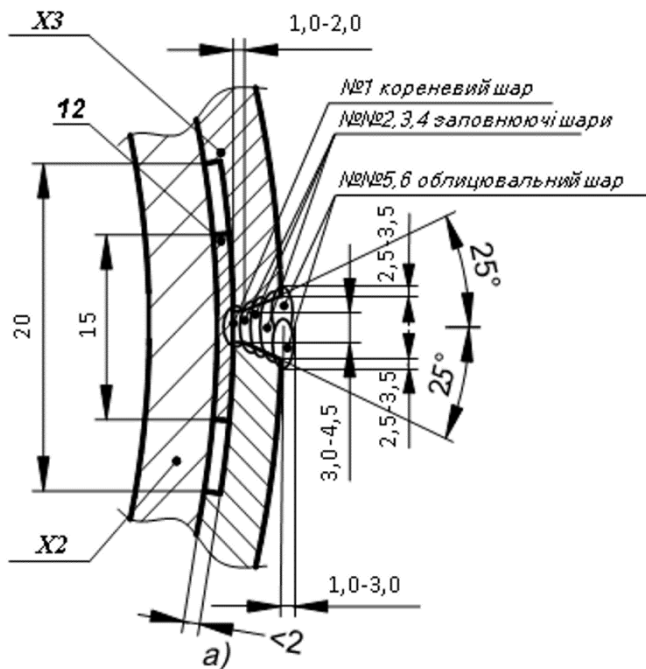
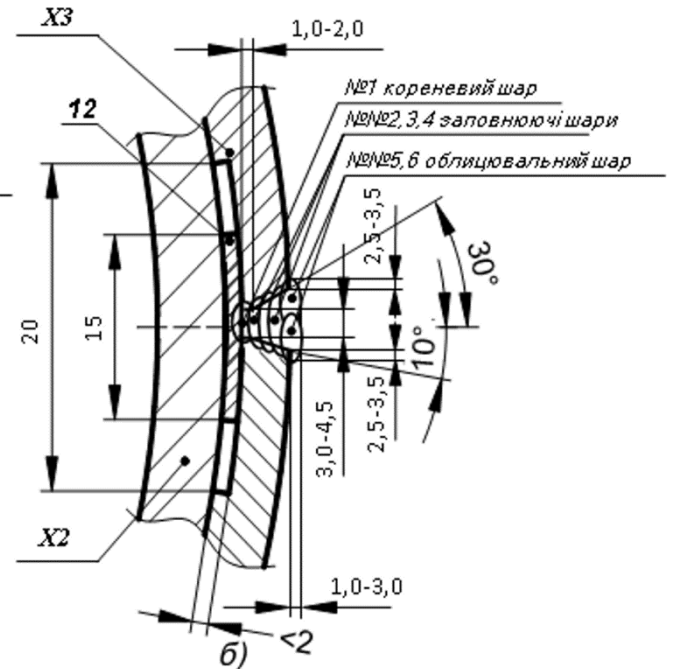


Рисунок 18 – Повздовжні зварні з'єднання №1,2,3,4

а) – для нижнього і стельового розташування поздовжніх зварних з'єднань



б) – для горизонтального розташування поздовжніх зварних з'єднань



X2 – стінка труби трубопроводу 3/деталі внутрішньої муфти 5, 10; X3 – стінки напівоболонки технологічних кілець 4, 11/ деталі зовнішньої муфти 6, 7, 9; 12 – підкладка

Рисунок 19 – Повздовжні зварні з'єднання №11,12,13,14,15,16

мати плавний обрис. Глибина пазу – не більше ніж 2,0 мм.

3.2.23 Поздовжні кромки напівоболонок деталей муфти з внутрішньої сторони повинні мати паз під металеву підкладку відповідно до рисунків 18 та 19.

3.2.24 Монтаж муфти виконується в наступній послідовності:

3.2.24.1 На розмічені місця трубопроводу встановлюються чотири внутрішні напівоболонки муфти (5,10) впритул до кільцевого стику трубопроводу (8) (рисунок 14). Напівоболонки муфти закріплюються на трубопровід за допомогою монтажного комплексу (рисунок 16), під поздовжній зварні з'єднання напівоболонок в паз встановлюються підкладки (12) рисунок 16, 18 та 19.

3.2.24.2 З обох боків напівоболонок внутрішньої муфти (5,10) з зазором c_1 , c_2 (рисунок 14 та 17) монтуються напівоболонки технологічних кілець (4,11). Напівоболонки технологічних кілець закріплюються на трубопровід за допомогою монтажного комплексу (рисунок 16), під поздовжні зварні з'єднання напівоболонок в паз встановлюються підкладки (12) рисунок 16, 18 та 19. Підкладки (12) до тіла труби не приварюється.

3.2.24.3 Величина зазору C_1 , C_2 повинна складати не менше $0,01D$, але не менше ніж 7 мм для $D \leq 720$ мм, де D – діаметр трубопроводу.

3.2.24.4 Зварювання поздовжніх стиків внутрішньої муфти виконується на підкладках, що залишаються, швами №1,2,3,4 (рисунок 4, заповнення наплавленим металом розробки з'єднання повинно бути на рівні зовнішньої поверхні муфти або нижче його на величину, що не перевищує 1,0-1,5 мм (рисунок 18). Зварювання поздовжніх стиків технологічних кілець на підкладках, що залишаються швами №5,6,7,8 (рисунки 14 та 19). Частини підкладок, які виступають, обрізати кутовою шліфувальною машинкою.

3.2.24.5 Виконується зварювання двох кільцевих напустково-стиків з'єднань №9,10 (рисунок 14) з обов'язковим сплавленням трьох елементів – стінки трубопроводу та крайок деталей муфти (рисунок 17). Зварювання вести знизу-вгору або по секторам (рисунок 20). Кореневий шов виконувати з поперечними коливаннями кінця електроду, заповнювальні – з розкладкою швів. Для заповнюючих шарів, що виконуються декількома валиками, кожен наступний

прохід (валик) повинен перекривати попередній не менше, ніж на одну третину його ширини. Глибина проплавлення стінки труби не повинна перевищувати 2,5 мм.

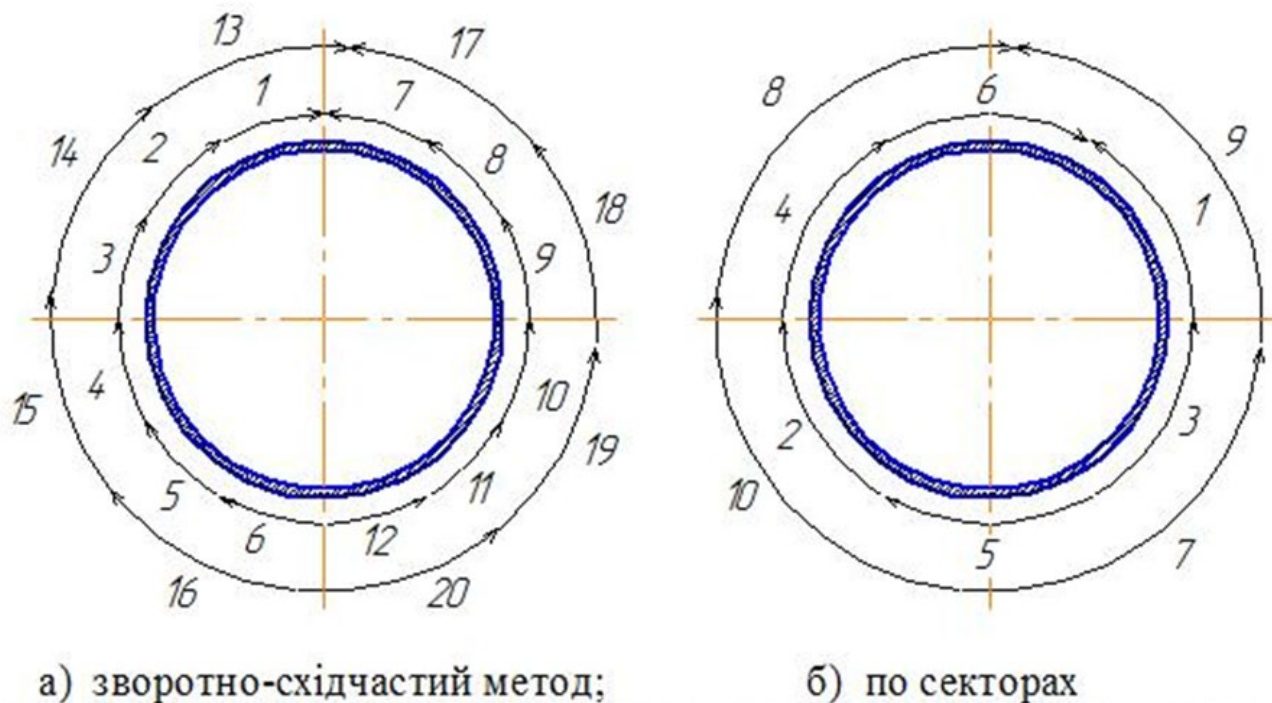


Рисунок 20 – Послідовність виконання кільцевих зварних з'єднань

3.2.24.6 Зварювання кільцевих швів виконується в такій послідовності: спочатку перший, в напрямку руху потоку продукту, кільцевий шов, потім другий.

3.2.24.7 При виконанні зварювання проводиться пошарова механічна зачистка зварних з'єднань від шлаку та бризок. Після закінчення зварювання з'єднань проводиться механічна зачистка поверхні облицювального шару від шлаку та бризок.

3.2.24.8 Після виконання всіх зварних з'єднань внутрішньої муфти та технологічних кілець монтажні комплекти демонтуються з деталей шляхом зрізання кутовою шліфувальною машинкою. Місця кріплення монтажних комплектів зашліфовуються.

3.2.24.9 Після монтажу внутрішньої муфти (5,10), на її поверхню монтуються напівоболонки зовнішньої муфти (6,7,9) з щільним притисканням до її поверхні (рисунок 14). Під повздовжні зварні з'єднання вказаних деталей муфти встановити підкладки (12) (рисунок 19). Деталі муфти закріплюються монтажними

комплектами та фіксуються між собою прихватками. Частини підкладок, які виступають, обрізаються кутовою шліфувальною машинкою.

3.2.24.10 Виконується зварювання поздовжніх стиків напівоболонок №11-16 (рисунок 14 та 19). Зварювання потрібно виконувати в напрямку від центру деталі до її краю, із застосуванням зворотно-східчастого методу (для перших двох проходів) (рисунок 21).

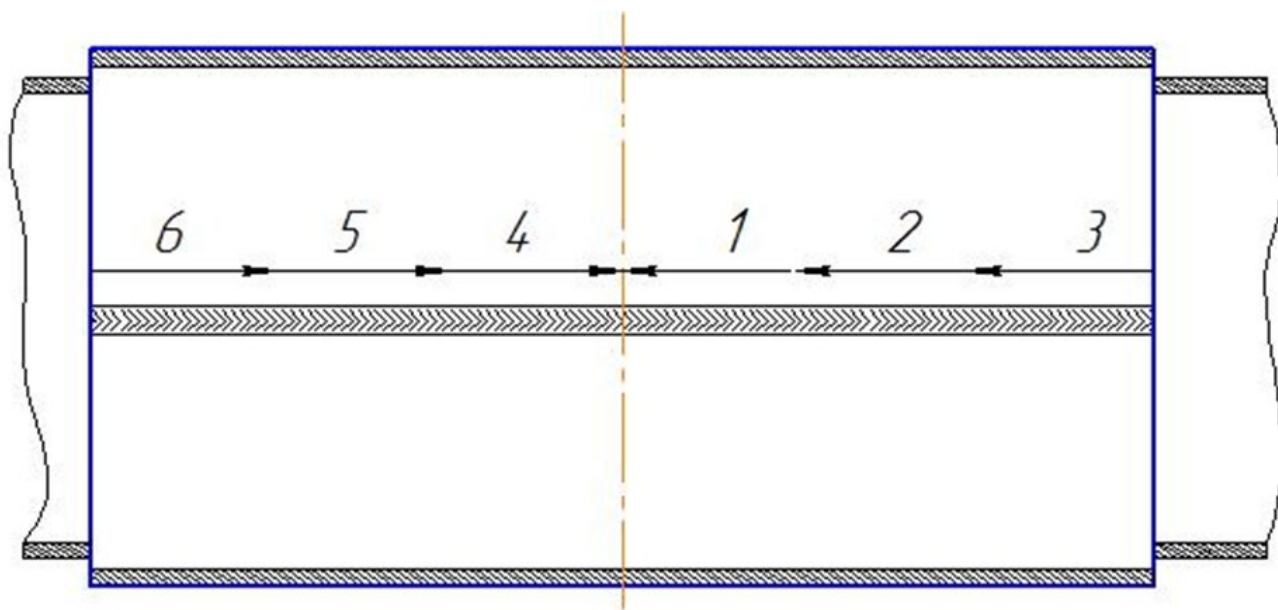


Рисунок 21 – Послідовність виконання зварювання поздовжніх з'єднань із застосуванням зворотно-східчастого методу

3.2.24.11 Кільцеві напустково-стикові зварні з'єднання №17,18, що поєднують між собою технологічні кільця (6,9) і зовнішню муфту (7) виконуються зворотно-ступеневим способом (рисунок 14 та 17).

3.2.24.12 Після виконання всіх зварних з'єднань зовнішньої муфти та технологічних кілець монтажні комплекти демонтуються з деталей шляхом зрізання кутовою шліфувальною машинкою. Місця кріплення монтажних комплектів зашліфовуються.

3.2.24.13 Зварні з'єднання (для фіксації деталей однієї відносно іншої і для витримки необхідного зазору) перед зварюванням збирають за допомогою прихваток. Довжина прихваток залежить від товщини матеріалу і змінюється в межах 20...120 мм при відстані між ними 500...800 мм. При зварюванні їх потрібно переплавити повністю, тому перед початком зварювання прихватки ретельно

зачищають і оглядають (при наявності дефектів прихватки вирубують або видаляють іншим методом).

3.2.25 При встановленні прихваток та зварюванні кореневого шва проводиться попередній підігрів деталей муфти та труби до 100-120 °С, при будь-якій температурі оточуючого повітря.

3.2.26 При температурі навколишнього середовища нижче +5°C, перед накладанням наступного шва виконувати супутній (пошаровий) підігрів до температури 120°C.

3.2.27 Зварювання деталей гнутих виконується способом 111 за ДСТУ ISO 4063 [23] – ручне дугове зварювання електродом з покриттям основного типу. Спосіб зварювання обраний як найбільш оптимальний для проведення робіт в польових умовах, безпосередньо в траншеї на діючому магістральному трубопроводі. Тип з'єднань – стикове (BW).

3.2.28 Положення зварювання за ДСТУ ISO 6947 [24] для повздовжніх зварних з'єднань горизонтальне (PC) або нижнє (PA) та стельове (PE), для кільцевих – вертикальне положення знизу-вгору, труба нерухома, вісь горизонтальна (PF).

3.2.29 Зварювання проводиться постійним струмом зі зворотною полярністю. Значення зварювального струму залежно від просторового положення при зварюванні, діаметру електроду і шару, який наноситься, наведені в таблиці 3.

Таблиця 3

№ та найменування шару		Кількість проходів		Діаметр зварювального матеріалу, мм	Струм зварювання, А		
					нижнє	вертикальне	стельове
1. Кореневий шар та прихватки		1		3,0 - 3,25	90-120	90-110	80-110
2. Заповнюючі шари	2.1. перший	3-6	1	3,0 - 3,25	90-120	90-110	80-110
	2.2. наступні		2-5	3,0 - 3,25	100-120	90-110	80-110
				4,0	130-180	110-170	110-150
3. Облицювальні шари		1-2		3,0 - 3,25	100-120	90-110	80-110
				4,0	130-180	110-170	110-150

3.2.30 Здатність до зварювання конструктивних елементів

3.2.30.1 Пори

Для попередження виникнення пор під час ручного дугового зварювання до складу захисного покриття вводяться елементи, які забезпечують надійні газовий, шлаковий та хімічний захист. Також, важливе ретельне очищення кромки від іржі, мастил, фарби, прожарювання електродів та просушування зварювальних кромки, зменшення швидкості зварювання, щоб гази встигли виділитись.

3.2.30.2 Гарячі тріщини

Для запобігання утворення легкоплавкої евтектики в зону зварювання вводиться марганець, що зв'язує сірку в тугоплавкий сульфід, слід, також, уникати вузької глибокої форми провару з малим коефіцієнтом форми провару (менше 1,3).

Оцінити зварюваність сталі можна за допомогою показника HCS, що обчислюється за формулою:

$$HCS = \frac{C \cdot (S + P + \frac{Si}{25} + \frac{Ni}{100}) \cdot 1000}{3Mn + Cr + Mo + V}, \quad (5)$$

де C, S, P, Si, Ni, Mn, Cr, Mo та V – вміст у відсотках в сталі наступних елементів: вуглецю, сірки, фосфору, кремнію, нікелю, марганцю, хрому, молібдену та ванадію

Якщо величина $HCS > 4$, то виникає ризик утворення гарячих тріщин.

3.2.30.3 Окрихчення зварних з'єднань

Низьковуглецеві та низьколеговані сталі можуть переходити в крихкий стан при від'ємних температурах ((-20...-40...-70)°C). Цьому сприяє підвищений вміст азоту та кисню. В сталях обмежують: $N_2 < 0.08\%$, $O_2 < 0.05\%$. До окрихчення більш схильні киплячі сталі, що на магістральних газопроводах не застосовуються. При проведенні зварювальних робіт при низьких температурах застосовується попередній підігрів кромки.

3.2.30.4 Холодні тріщини

Перлітні сталі, що застосовуються при будівництві та ремонті магістральних газопроводів, мають низьку схильність до утворення холодних тріщин.

Для їх попередження застосовуються сталі з вмістом еквіваленту вуглецю Секв не більше 0,46%, при цьому Секв розраховується за формулою:

$$\text{Секв} = \text{C} + \frac{\text{Mn}}{6} + \frac{\text{Cr} + \text{Mo} + \Sigma(\text{V} + \text{Ti} + \text{Nb})}{5} + \frac{\text{Cu} + \text{Ni}}{15} + 15 \cdot \text{B}, \quad (6)$$

де С, Мп, Сr, Мо, V, Ti, Nb, Cu, Ni та В – вміст у відсотках в сталі наступних елементів: вуглецю, марганцю, хрому, молібдену, ванадію, титану, ніобію, міді, нікелю та бору

Боротьба з насиченням зварного шва воднем одне з основних завдань отримання якісних зварних з'єднань. Для цього обов'язкове виконується просушування зварювальних кромок, їх зачищення від органічних речовин, виконується прожарювання зварювальних електродів, які, серед іншого, забезпечують зв'язування водню в нерозчинні в металі шва сполуки ($\text{H} + \text{F} \rightarrow \text{HF}$, $\text{H} + \text{O} \rightarrow \text{OH}^-$). Також, застосовуються зварювальні матеріали, які дають малу кількість водню (електроди з основним покриттям).

Для зменшення величини залишкових напружень застосовується попередній підігрів зварювальних кромок в залежності від величини еквіваленту вуглецю, товщини металу та температури навколишнього середовища. Необхідність проведення попереднього підігріву та його температура визначається по таблиці 4.

Таблиця 4

Еквівалент вуглецю метала труби, %	Температура попереднього підігріву (°C) при товщині стінки труби, мм																
	до 10,0	10,1-11,0	11,1-12,0	12,1-13,0	13,1-14,0	14,1-15,0	15,1-16,0	16,1-17,0	17,1-18,0	18,1-19,0	19,1-20,0	20,1-21,0	21,1-22,0	22,1-23,0	23,1-24,0	24,1-25,0	більше 25,0
0,37-0,41							-35°C	-25°C	-15°C	-10°C	0°C						
0,42-0,46				-35°C	-15°C	0°C	+10°C										
0,47-0,51		-20°C	0°C														

-  Підігрів не потрібен.
-  Підігрів до 100°C при температурі оточуючого повітря нижче вказаної в лівій частині клітинки (наприклад -15°C).
-  Підігрів до 100°C незалежно від температури оточуючого повітря.
-  Підігрів до 150°C незалежно від температури оточуючого повітря.

3.2.31 Зварювальні матеріали

3.2.31.1 Для виготовлення та ремонту зварюванням дефектів труб і зварних з'єднань газопроводів застосовуються зварювальні електроди з покриттям основного типу за ДСТУ EN ISO 2560-A, ДСТУ EN ISO 3580:2015 або AWS A5.1, AWS A5.5, які при зварюванні утворюють з'єднання з високими значеннями ударної в'язкості, стійкі до старіння і утворення тріщин.

3.2.31.2 Електроди з покриттям основного типу для ремонту ручним дуговим зварюванням дефектів труб і зварних з'єднань газопроводів представлені в таблиці 5

Таблиця 5

Призначення	Марка	Тип по ДСТУ, AWS, EN	Діаметр, мм	Виробник
Для зварювання та ремонту кореневого шару стикових (кільцевих, поздовжніх), кутових та напусткових з'єднань труб, муфт та елементів із сталей з класом міцності до K60 включно.	УОНИ 13/45	ДСТУ EN ISO 2560-A	2,0; 2,5; 3,0	
	УОНИ 13/55	ДСТУ EN ISO 2560-A	2,0; 2,5; 3,0	
	Böhler Fox EV50	E 7018-1 H4 R AWS A5.1, E 42 5 B 4 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	2,5; 3,2	Böhler Schweißtechnik (Австрія)
	OK 48.04	E 7018 AWS A5.1, E 42 4 B 3 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	2,0; 2,5; 3,0	ESAB AB (Швеція)
	OK 53.70	E 7016-1 AWS A5.1, E 42 5 B 1 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	2,5; 3,2	ESAB AB (Швеція)
	LB-52U	E 7016 AWS A5.1	2,6; 3,2	Kobe Steel (Японія)
Для зварювання та ремонту заповнюючих та облицювальних шарів шва стикових (кільцевих, поздовжніх), кутових та напусткових з'єднань труб, муфт та елементів із сталей з класом міцності до K54 включно.	УОНИ 13/55	ДСТУ EN ISO 2560-A	3,0; 4,0	
	Böhler Fox EV50	E 7018-1 H4 R AWS A5.1, E 42 5 B 4 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	3,2; 4,0	Böhler Schweißtechnik (Австрія)
	OK 48.04	E 7018 AWS A5.1, E 42 4 B 3 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	3,0; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	OK 53.70	E 7016-1 AWS A5.1, E 42 5 B 1 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	LB-52U	E 7016 AWS A5.1	3,2; 4,0	Kobe Steel (Японія)
	АНО ТМ/СХ	ДСТУ EN ISO 2560-A, E 7016 AWS A5.1	3,0; 4,0	
	АНО-ТМ	ДСТУ EN ISO 2560-A, E 7016 AWS A5.1	3,0; 4,0	
	Basic One	E 7018 AWS A5.1, ДСТУ EN ISO 2560-A	3,2; 4,0	Lincoln Electric (США)
Для зварювання та ремонту заповнюючих та облицювальних шарів шва	OK 74.70	E 8018-G AWS A5.5, E 46 MnMo B 3 2 ДСТУ EN ISO 2560-A	3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)

Таблиця 5

Призначення	Марка	Тип по ДСТУ, AWS, EN	Діаметр, мм	Виробник
стиків (кільцевих, поздовжніх), кутових та напусткових з'єднань труб, муфт та елементів із сталей з класом міцності понад K54 до K60 включно.	OK 73.79	E 8016-C2 AWS A5.5, E 46 6 3Ni B 1 2 ДСТУ EN ISO 2560-A	3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	OK 74.78	E 9018-D1 AWS A5.5 E Mo B 42 ДСТУ EN ISO 3580:2015	3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	LB-62D	E 9018-G AWS A5.5	3,2; 4,0	Kobe Steel (Японія)
	Kessel 5520 Mod	E 8018-G AWS A5.5	3,2; 4,0	Klockner (Німеччина)
	АНО-ТМ60	ДСТУ EN ISO 2560-A, E 8016-G AWS A5.1	3,0; 4,0	
	АНО-ТМ70	ДСТУ EN ISO 2560-A, E 10016-G AWS A5.1	3,0; 4,0	
Для ремонту наплавленням дефектів основного металу труб із сталей з класом міцності до K54 включно.	УОНИ 13/55	ДСТУ EN ISO 2560-A	2,0; 2,5; 3,0; 4,0	
	Böhler Fox EV50	E 7018-1 H4 R AWS A5.1, E 42 5 B 4 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	2,5; 3,2; 4,0	Böhler Schweißtechnik (Австрія)
	OK 48.04	E 7018 AWS A5.1, E 42 4 B 3 2 H5 ДСТУ EN ISO 2560-A	2,0; 2,5; 3,0; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	OK 53.70	E 7016-1 по AWS A5.1, E 42 5 B 1 2 H5 по ДСТУ EN ISO 2560-A	2,5; 3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	LB-52U	E 7016 AWS A5.1	2,6; 3,2; 4,0	Kobe Steel (Японія)
	Basic One	E 7018 AWS A5.1, ДСТУ EN ISO 2560-A	2,5; 3,2; 4,0	Lincoln Electric (США)
	АНО-ТМ	ДСТУ EN ISO 2560-A, E 7016 по AWS A5.1	2,0; 2,5; 3,0; 4,0	
Для ремонту наплавленням дефектів основного металу труб із сталей з класом міцності понад K54 до K60 включно.	OK 74.70	E 8018-G AWS A5.5, E 46 MnMo B 3 2 ДСТУ EN ISO 2560-A	3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	OK 73.79	E 8016-C2 AWS A5.5, E 46 6 3Ni B 1 2 ДСТУ EN ISO 2560-A	2,5; 3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	OK 74.78	E 9018-D1 AWS A5.5 E Mo B 42 ДСТУ EN ISO 3580:2015	2,0; 2,5; 3,2; 4,0	ESAB AB (Швеція)
	LB-62D	E 9018-G AWS A5.5	3,2; 4,0	Kobe Steel (Японія)
	Kessel 5520 Mod	E 8018-G AWS A5.5	3,2; 4,0	Klockner (Німеччина)
	АНО-ТМ60	ДСТУ EN ISO 2560-A, E 8016-G AWS A5.1	3,0; 4,0	

3.2.31.3 При виконанні прихваток та зварювання кореневого шару з'єднань, при використанні деталей гнутих, які виготовлені зі сталі класу міцності до K60 включно, використовуються електроди з покриттям основного типу E42 за ДСТУ EN ISO 2560-A [25] або тип E7016 (E7018) за AWS A5.1. Марка електроду

обирається з наведених в таблиці 5. Діаметр зварювального електроду обирається враховуючи товщини зварюваних деталей та діаметр трубопроводу та становить від 2,5 до 3,2 мм.

3.2.31.4 Для заповнюючих та облицювальних шарів, при використанні деталей гнутих, які виготовлені зі сталі класу міцності до K54 включно, використовуються електроди з покриттям основного типу E42 DCTU EN ISO 2560-A [25] або тип E7016 (E7018) за AWS A5.1. При класі міцності матеріалу деталей гнутих більшим за K54 до K60 використовують електроди з покриттям основного типу E50 за DCTU EN ISO 2560-A [25] або тип E8018 за AWS A5.5. Марка електроду обирається з наведених в таблиці 5. Діаметр зварювального електроду обирається враховуючи товщини зварюваних деталей та діаметр трубопроводу та становить від 3,2 до 4,0 мм.

3.2.31.5 Електроди зварювальні, перед проведенням зварювальних робіт підлягають прожарюванню протягом двох годин при температурі 350 °C. При наявності відмінних від наведених в даному пункті рекомендацій заводу-виробника щодо режиму прожарювання електродів, використовуються режими прожарювання рекомендовані заводом-виробником.

3.2.32 Методи попередження виникнення холодних та гарячих тріщин

З метою попередження виникнення холодних та гарячих тріщин інструкцією із зварювання (WPS) ремонтно-технологічного рішення передбачено наступні заходи:

Забезпечення металургійної здатності до зварювання:

3.2.32.1 Встановленні вимоги до основного металу деталей ремонтно-технологічного рішення, які коригуються у відповідності до характеристик основного металу трубопроводу (клас міцності, еквівалент вуглецю, товщини деталей і їх розміри);

3.2.32.2 Встановлені вимоги до зварювальних матеріалів у відповідності до фізичних властивостей основного металу (клас міцності), товщини стінки основного металу та діаметру трубопроводу, який ремонтується, шару зварного з'єднання;

Забезпечення технологічної здатності до зварювання:

3.2.32.3 Встановлені вимоги до підготовки кромок зварних з'єднань у відповідності до положення зварювання, типів зварних з'єднань та технології монтажу ремонтно-технологічного рішення;

3.2.32.4 Забезпечено надійне кріплення деталей при проведенні зварювання монтажними комплектами;

3.2.32.5 Обрано спосіб зварювання, який забезпечує максимально надійне виконання зварювальних робіт в умовах діючого магістрального трубопроводу (в траншеї);

3.2.32.6 Передбачено проведення попереднього підігріву деталей перед зварюванням, контроль температури оточуючого середовища та навколошовної зони в процесі проведення зварювальних робіт. Після проведення зварювальних робіт рекомендовано забезпечити повільне остигання конструкції шляхом обертання трубопроводу в місці встановлення конструкції кошмою. При наявній технологічній можливості рекомендовано на час проведення зварювальних робіт зупинити транспортування продукту для забезпечення повільнішого остигання зварних з'єднань та основного металу трубопроводу та деталей конструкції;

3.2.32.7 Передбачено поопераційний контроль процесу монтажу конструкції, що включає перевірку кваліфікації зварника, відповідності зварювальних матеріалів, дотримання вимог інструкції із зварювання (WPS) на всіх етапах виконання робіт з монтажу ремонтно-технологічного рішення;

Забезпечення конструкційної здатності до зварювання:

3.2.32.8 Розроблено конструкцію, що має лише стикові зварні з'єднання, без кутових швів, що зменшує концентрацію напружень в корені шва;

3.2.32.9 Кільцеві зварні з'єднання конструкції виконуються з застосуванням напустково-стикового з'єднання, що дозволяє розширити діапазон тепловкладення в метал шва та зони термічного впливу при зварюванні, керувати розмірами, структурою та властивостями металу зони термічного впливу; знизити концентрацію в місцях сполучення кільцевих швів з трубопроводом, тим самим

підвищується стійкість зварних з'єднань конструкції до повторно-статичних навантажень;

3.2.32.10 Передбачено виконання зварювання 1-го та 2-го шару кільцевих зварних з'єднань муфти з поперечним коливанням, що дає додаткове розширити діапазон тепловкладення в метал шва та зони термічного впливу при зварюванні;

3.2.32.11 Застосування додаткових технологічних кілець в напустково-стиківих з'єднаннях з трубопроводом дозволяє оптимізувати напружено-деформований стан зварних з'єднань, як від впливу власних зварних напружень, так і від внутрішнього тиску в трубопроводі.

3.2.33 Вимоги до кваліфікації персоналу.

3.2.33.1 Роботи, що проводяться на діючому магістральному газопроводі, під тиском, із застосуванням вогневих робіт виконує спеціалізована бригада, персонал якої пройшов підготовку, атестований та має допуск (дозвіл) на виконання таких робіт і під безпосереднім керівництвом назначеного у встановленому порядку відповідального представника організації, що експлуатує трубопровід.

3.2.33.2 Керівник зварювальних робіт пройшов спеціальну професійну підготовку за Програмою підвищення кваліфікації фахівців зварювального виробництва «Технічне керівництво зварювальними роботами при ремонті діючих трубопроводів (під тиском)» [26] в Міжгалузовому учбово-атестаційному центрі ІЕЗ ім. Є.О. Патона.

3.2.33.3 Зварники, які задіяні до роботи з монтажу конструктивно-технологічні рішення, повинні мати 5-6 розряд та бути атестовані у відповідності до ДНАОП 0.00-1.16 [27] або ДСТУ EN ISO 9606-1 [28] (мають відповідне посвідчення, що дійсне на момент проведення робіт). До зварювальних робіт на трубопроводах під тиском допускаються зварники, які пройшли курс навчання техніці виконання спеціальних зварювальних робіт на трубопроводах під тиском згідно з Програмою навчання та атестації електрозварників на допуск до виконання спеціальних зварювальних робіт на діючих магістральних трубопроводах у відповідності до [29].

3.2.33.4 Область поширення атестації зварників в атестаційному посвідченні повинна включати вид зварювання, діаметр трубопроводу, товщини стінок труби та деталей конструктивно-технологічного рішення, тип зварного з'єднання, групу матеріалів (деталей та зварювальних), положення зварювання у відповідності до інструкції зі зварювання (WPS) згідно якої проводиться монтаж конструкції.

3.2.33.5 У випадку, коли зварник мав перерву більше ніж 6 місяців у виконанні вищевказаних спеціальних зварювальних робіт, він повинен пройти повторну підготовку згідно з зазначеною вище Програмою [29].

3.2.33.6 Перед допуском до роботи зварник повинен пройти стажування з приварювання підсилюючих конструктивних елементів до труби, а також заплавлення корозійних виразок в тотожних умовах (на зразках-імітаторах).

3.2.33.7 У процесі стажування згідно з Програмою [29] зварникам треба відпрацювати із застосуванням конкретного зварювального устаткування та пристроїв техніку:

- заплавлення корозійно-механічних виразок;
- комбінованого зварювання патрубків з трубою;
- ремонту наскрізних дефектів;
- зварювання поздовжніх стиків на тонкій металевій підкладці;
- зварювання напустково-стиківих з'єднань з прошарками із порошкової стрічки;
- зварювання напустково-стиківих з'єднань, отримання необхідної форми і якості швів, контролю зварювальних параметрів (зварювальний струм, напруга і швидкість зварювання та глибини проплавлення стінки труби).

3.2.33.8 За результатами стажування, зварник повинен виконати зварювання допускних зварних з'єднань.

3.2.33.9 Допускні зварні з'єднання підлягають візуальному огляду і обміру, згідно з вимогами п/п 5.16-5.19 ВСН 012 [18]; радіографічному або (і) ультразвуковому контролю, згідно з вимогами п. 5.3 ДНАОП 0.00-1.16 [27] та механічним випробуванням зразків, які вирізані із зварного з'єднання, згідно з вимогами п. 4.19 СНиП III-42 [30] та Програми [29].

3.2.33.10 До керівництва і проведення неруйнівного контролю допускаються сертифіковані фахівці, атестовані у встановленому порядку на виконання візуально-оптичного контролю (VT) та неруйнівного контролю (методами UT, RT) металу труб та зварних з'єднань. Сертифікація фахівців з неруйнівного контролю виконується у відповідності до НПАОП 0.00-1.63 [31].

3.2.34 Технологічна інструкція зі зварювання (WPS) складання та ручного дугового зварювання ремонтного конструктивно-технологічного рішення на трубопровід при виконанні ремонту дефекту кільцевого зварного з'єднання та навколошовної зони наводиться діючого магістрального трубопроводу представлена на плакаті 5.

3.2.35 Затвердження WPS у відповідності до вимог ДСТУ EN ISO 15613 [11].

3.2.36 На плакаті 6 наведені фотоматеріали зібрані за результатами впровадження конструктивно-технологічного рішення.

3.3 Поопераційний контроль якості виконання монтажу

Перед початком проведення монтажу ремонтного конструктивно-технологічного рішення на трубопровід керівник зварювальних робіт перевіряє наступне:

Контроль та випробування перед зварюванням:

3.3.1 Відповідність інструкції із зварювання наявним параметрам об'єкту ремонту.

3.3.2 Відповідність області поширення атестації зварників вимогам інструкції зі зварювання (WPS) та строк дії атестаційних посвідчень зварників, наявність відміток про роботу зварників протягом останніх 6 місяців, наявність та строк дії додатку до посвідчення зварників, що дає право виконувати роботи на діючих магістральних трубопроводах (під тиском).

3.3.3 Відповідність основного металу перевіряється наявним сертифікатом на трубу трубопроводу та деталей конструкції, перевіряються розміри (діаметр, товщина стінки, розміри дефектів, які підлягають ремонту, розміри деталей гнутих, тощо). У місцях виконання напустково-стиківих кільцевих швів №9,10 (рисунок 14) проводиться ультразвуковий контроль товщини стінки та якості металу труби.

Розшарування і тріщини в цих місцях не припустимі. В разі виготовлення деталей гнутих з листового прокату проводиться обов'язковий 100% контроль деталей фізичними методами згідно ГОСТ 20295 [17], ДСТУ 8541 [13], ДСТУ 8818 [32] (клас суцільності не гірше 2), для виявлення недосконалостей тіла заготовок та їх крайок.

3.3.4 Проводиться огляд поверхні та кромek деталей муфти на предмет виявлення дефектів, перевіряються якість підготовки зварного з'єднання (форму кромek, розміри, зазори, тощо).

3.3.5 На поверхні деталей гнутих не допускаються дефекти поверхні:

- окалини відстаючі;
- тріщини будь-якої глибини та протяжності;
- потоншення, які виводять товщину стінки за її мінімальні значення;
- надриви;
- складки металу;
- розшарування.

3.3.6 На поверхні деталей гнутих допускаються вм'ятини, продирки, відбитки, риски, подряпини, які не виводять товщину стінки за її мінімальні значення згідно нормативного документу на листовий прокат. Вм'ятини, продирки, відбитки, риски, подряпини глибиною більшою ніж 0,4 мм, але не більше 0,2 δ мм (δ - товщина стінки деталей муфти), повинні бути зачищені (зашліфовані) з повільним переходом до поверхні деталі, при цьому товщина стінки в зачищеному місці не повинна бути меншою за її допустиме мінімальне значення. Ремонт дефектів основного металу на деталях гнутих не допускається.

3.3.7 Проводиться контроль зварних матеріалів, відповідність марок, діаметрів обраних електродів вимогам інструкції із зварювання (WPS), підготовка електродів до зварювання – прожарювання, умови зберігання.

3.3.8 Контроль складання, закріплення та прихватки елементів конструкції на відповідність вимогам інструкції із зварювання (WPS).

3.3.9 Контроль виробничих умов при зварюванні та забезпечення безпечного виконання робіт (відповідно до розділу 5 цієї роботи).

Контроль та випробування в процесі зварювання:

3.3.10 Контроль виконання вимог інструкції із зварювання (WPS) щодо забезпечення попереднього та супутнього підігріву трубопроводу та деталей конструкції. Перевіряється температура навколишнього середовища та елементів конструкції не менш ніж в 4 точках по контуру розроблення на відстані 10-15 мм від кромки. При температурі навколишнього середовища нижче +5 °C, перед накладанням наступного шва виконувати супутній (пошаровий) підігрів до температури 120 °C.

3.3.11 Контроль механічної зачистки прихваток та пошарової зачистки від шлаку та бризок зварних з'єднань. Контролю підлягає також форма окремих шарів зварних з'єднань. При проведенні зварювання проводиться пошаровий огляд з'єднання та навколошовної зони основного металу труби – підрізи, незаплавлені кратери та "опіки" на основному металі труб недопустимі.

3.3.12 Контроль основних параметрів режиму зварювання (струм зварювання), послідовності та техніки виконання зварювання. Залишати недоварені зварні з'єднання не дозволяється.

3.3.13 Контроль за правильним використанням та поводження зі зварювальними матеріалами.

3.3.14 Контроль за виконанням заходів, що запобігають надлишковим деформаціям.

Контроль та випробування після зварювання:

3.3.15 Проводиться контроль усіх зварних з'єднань методами візуально-оптичного (VT) контролю (зовнішній огляд, виміри геометричної форми, розміри, тощо).

3.3.16 Проводиться контроль кільцевих зварних з'єднань методами радіографічного (RT) контролю, повздовжніх зварних з'єднань методами ультразвукового (UT) контролю. Візуальний контроль проводиться у відповідності до вимог [ДСТУ EN ISO 17637](#) [33], ультразвуковий контроль за [ДСТУ EN ISO 17640](#) [34], радіографічний за [ДСТУ EN ISO 17636-1](#) [35]. Рівень якості зварних з'єднань повинен відповідати рівню В за [ДСТУ ISO 5817](#) [36].

Статус контролю та випробування:

3.3.17 Дані щодо проведення ремонту магістрального трубопроводу фіксуються в технічному паспорті трубопроводу з зазначенням основних характеристик конструкції, параметрів дефекту, що підлягав ремонту, ідентифікатора місця знаходження, тощо. Також в паспорті фіксуються дані щодо виконавців робіт. Разом з тим підлягають зберіганню у встановленому порядку наступні супроводжувальні документи: інструкція із зварювання (WPS), паспорта, сертифікати на матеріали та конструкції, акти та протоколи огляду, неруйнівного контролю та випробування, інші документи які регламентовані діючими нормативно-правовими та нормативно-технічними актами та внутрішніми документами організацій, що експлуатують магістральний трубопровід.

У разі виявлення невідповідності вимогам виконуються наступні дії:

3.3.18 У разі наявності неприпустимих дефектів зварних з'єднань – провести ремонт шляхом вишліфовування та переварювання, виправлене зварне з'єднання підлягає повторному контролю у відповідності до інструкції із зварювання (WPS). Повторний ремонт одного і того ж дефекту зварного з'єднання не допускається.

3.3.19 Проводиться аналіз виявлених дефектів зварних з'єднань та в цілому відхилень від очікуваного результату монтажу конструктивно-технологічного рішення шляхом поопераційного контролю монтажу та процесу зварювання, шляхом проведення обстеження та випробувань магістрального трубопроводу в процесі експлуатації. В разі виявлення систематичних дефектів та інших невідповідностей конструкції вимогам нормативно-правових та нормативно-технічних актів та внутрішніх документів організацій, що експлуатують магістральний трубопровід, проводиться наступне:

- перегляд інструкції зі зварювання (WPS);
- перевірка правильності вибору та справності устаткування, приладів, інструменту, що використовується при монтажу;
- перевірка правильності вибору та якості матеріалів (зварювальних та деталей конструкції);

- перевірка відповідності кваліфікації фахівців, які проводять монтаж та перевірку якості монтажу;
- перевірка обсягів та методів контролю якості монтажу;
- перевірка дотримання під час монтажу вимог, встановлених інструкцією зі зварювання (WPS).

3.3.20 За результатами аналізу виконуються наступні коригувальні дії:

- проведення технічного обслуговування, ремонту чи заміни устаткування, приладів, інструменту яке спричинило виникнення дефектів та невідомостей;
- заміна типу, марки (виробника) зварювальних матеріалів, вибір деталей з інших марок сталей, фізичних та хімічних властивостей, умов виготовлення, тощо;
- проведення підвищення кваліфікації фахівців (спеціальне навчання, практичні навички, проведення інструктажів, інші заходи);
- зміна/збільшення обсягів та методів контролю якості монтажу;
- внесення відповідних змін до інструкції зі зварювання (WPS).

3.4 Переваги та недоліки конструктивно-технологічного рішення

3.4.1 Перевагою розробленого способу ремонту є відносно низька вартість проведення таких ремонтів та обсягів земляних і будівельно-монтажних робіт, спосіб дає можливість виконати ремонт неприпустимих дефектів кільцевих зварних з'єднань трубопроводу та корозійних дефектів без зупинки перекачки продукту (газу) та необхідності проведення його стравлювання в атмосферу; дає можливість підсилити корозійні дефекти, розміщені як на тілі труби, так і на кільцевому зварному шві та пришовній зоні, в тому числі ті, які поширюються на відстань від кільцевого зварного з'єднання більшу ніж $0,5 D$; значно знижує небезпеку виконання вогневих робіт по ремонту корозійних дефектів, оскільки в першу чергу виконується підсилення ділянки на трубі з дефектами встановленням внутрішньої муфти; весь комплекс робіт виконується персоналом експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт та оперативність їх проведення. Конструкція ремонтного рішення та послідовність її монтажу передбачає комплекс

заходів, які спрямовані на зменшення ризику виникнення гарячих та холодних тріщин в її зварних з'єднаннях.

3.4.2 Основним недоліком розробленого способу ремонту є велика металоємність ремонтної конструкції, економічна доцільність використання методу спостерігається при наявності дефектів основного металу, які простягаються від дефектного зварного з'єднання на відстань більшу за $0,5 D$. При малих відстанях дефектів основного металу труби від зварного кільцевого з'єднання з металом або при ремонті неприпустимих дефектів зварного з'єднання без наявності дефектів основного металу та навколошовної зони меншу металоємність має конструкція КТР7 [3], при цьому вона не потребує заповнення міжтрубного простору самотвердіючими масами.

ВИСНОВКИ

Розроблене конструктивно-технологічне рішення вирішує поставлені задачі:

- забезпечує підсилення неприпустимих дефектів кільцевих зварних з'єднань при наявності дефектів в навколошовній зоні та дефектів основного металу труб, які простягаються на відстань більшу за $0,5 D$;

- значно знижує небезпеку виконання вогневих робіт по ремонту корозійних дефектів, оскільки в першу чергу виконується підсилення ділянки на трубі з дефектами встановленням внутрішньої муфти;

- дозволяє проведення всього комплексу робіт з ремонту дефектів магістральних газопроводів персоналом експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт та оперативність їх проведення;

- конструкція ремонтного рішення та послідовність його монтажу передбачає комплекс заходів, які спрямовані на зменшення ризику виникнення гарячих та холодних тріщин в її зварних з'єднаннях чим досягається високий рівень безпеки подальшої експлуатації магістрального газопроводу.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ

СТАРТАП має на меті впровадження нового ремонтного конструктивно-технологічного рішення для проведення ремонтів магістральних газопроводів діаметрами 219 – 1420 мм з неприпустимими дефектами кільцевих зварних з'єднань при наявності протяжних дефектів вздовж труби (більшою ніж 0,5 D) основного металу труб та навколошовної зони. Виготовлення конструкцій передбачається, в основному, з труб того ж діаметру, що і труба газопроводу, який підлягає ремонту, силами експлуатаційних організацій, в базових умовах. Також можлива організація виготовлення конструкції в заводських або базових умовах з листового прокату методом гнуття по розробленим технічним вимогам.

Конструкцію можливо також застосовувати на інших видах магістральних трубопроводів, промислових та технологічних, в такому випадку інструкція із зварювання підлягає перегляду для врахування вимог, що стосуються специфіки експлуатації того чи іншого трубопроводу.

Проведено аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї порівняно із існуючими ремонтними конструкціями. Визначено перелік техніко-економічних властивостей та характеристик ідеї; визначено конструкції, які за своїми характеристиками дозволяють вирішувати подібні з поставленими задачами, використання яких регламентовано діючими в Україні нормативними документами, проведено порівняльний аналіз вартісних та якісних показників ремонтних конструкцій.

Також ефективність використання конструкції обумовлено економією, пов'язану з відсутністю необхідності стравлювання газу, відсутністю потреби в заміні цілої труби, скороченням об'єму земляних і будівельно-монтажних робіт, відсутністю витрат, що пов'язані з невиконанням зобов'язань перед замовником транспорту продукту.

На даний час ремонтне конструктивно-технологічне рішення впроваджене при проведенні ремонту на діючих магістральних газопроводах DN 400, DN 700 та DN 1000 мм з неприпустимими дефектами кільцевих зварних з'єднань.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 При ремонті дефектів діючих магістральних газопроводів, які виконуються без зупинки транспортування продукту (під тиском), шляхом монтажу ремонтного конструктивно-технологічного рішення, основними факторами небезпеки є:

- фактори пов'язані з виконанням земляних робіт з розкриття ділянки магістрального газопроводу;
- фактори пов'язані з виконанням робіт з монтажу ремонтної конструкції та виконання зварювання безпосередньо в траншеї (котловані);
- фактори пов'язані з можливістю виникнення у повітряному середовищі робочої зони вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних речовин;
- фактори пов'язані з високим тиском газу, що транспортується трубопроводом (роботи виконують при зниженні тиску до значень $\leq 0,7 P_{роб}$, $P_{роб} = 5,4 \text{ МПа}$);
- фактори пов'язані з використанням процесу ручного дугового електрозварювання;
- фактори пов'язані з використанням електрообладнання.

5.2 Метою даного розділу є розробка заходів з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час проведення монтажу ремонтного конструктивно-технологічного рішення при проведенні ремонту дефектів кільцевих зварних з'єднань газопроводу.

5.3 Завдання:

- провести аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів при виконанні монтажу;
- розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

5.4 Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів (ШНВФ)

5.4.1 Фактори пов'язані з виконанням земляних робіт з розкриття ділянки магістрального газопроводу.

5.4.1.1 При виконанні земляних робіт з розкриття магістрального газопроводу можуть виникнути наступні шкідливі і небезпечні виробничі фактори:

загроза життю та/або здоров'ю працівників та/або пошкодження обладнання в тому числі, що працює під тиском при неузгодженості дій машиніста землерийної техніки (або інших механізмів) з іншими працівниками, виконуючі супутні завдання.

5.4.2 Фактори пов'язані з виконанням робіт з монтажу ремонтної конструкції та виконання зварювання безпосередньо в траншеї (котловані):

- загроза життю та/або здоров'ю працівників, що пов'язана з осипанням стінок траншеї;
- скупчення небезпечних речовин в робочій зоні при проведенні робіт.

5.4.3 Фактори пов'язані з можливістю виникнення у повітряному середовищі робочої зони вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних речовин та високим тиском газу, що транспортується трубопроводом:

- загроза життю та/або здоров'ю працівників в наслідок отруєння, пожежі або вибуху;
- загроза життю та/або здоров'ю не задіяних під час проведення ремонту осіб (місцевого населення) або пошкодження майна таких осіб;
- пошкодження обладнання та/або механізмів, які задіяні під час проведення ремонту;
- порушення екологічного стану (викиди в атмосферу та ґрунтові води);

Небезпечними чинниками пожежі є: полум'я та іскри; підвищена температура оточуючого середовища; токсичні продукти згоряння і термічного розкладання; дим; знижена концентрація кисню.

5.4.4 Фактори пов'язані з використанням процесу ручного дугового електрозварювання та роботи з електрообладнанням:

- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхні устаткування, шлакової ванни, матеріалів і повітря робочої зони;
- підвищене значення напруги в електричному колі, замикання якого може статися через тіло людини;

- підвищені рівні електромагнітних випромінювань, ультрафіолетової та інфрачервоної радіації;
- підвищена яскравість світла;
- фізичні та нервово-психічні перевантаження;
- підвищена або занижена іонізація повітря робочої зони;
- ураження електричним струмом під час використання електроустановок.

5.5 Інженерні рішення для забезпечення безпеки праці та пожежної безпеки

5.5.1 Охорона праці при ремонті магістральних газопроводів повинна забезпечуватися шляхом виконання вимог Закону України «Про охорону праці» [37], НПАОП 0.00-4.12 [38], НПАОП 60.3-1.01 [39], ДСТУ 7238 [40], ДСТУ 7239 [41], а також вимог інших чинних в Україні нормативно-правових та нормативно-технічних актів у галузі охорони праці на кожній ланці ремонтного процесу.

5.5.2 Промислова безпека при ремонті магістральних газопроводів повинна забезпечуватися шляхом виконання вимог Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» [42], вимог «Правил охорони магістральних трубопроводів» [43], НПАОП 0.00-6.21 [44], НПАОП 0.00-6.22 [45], ДБН А.3.2- 2 [46], ДСТУ 2456 [47], ДСТУ 7237 [48] та інших чинних в Україні нормативно-правових та нормативно-технічних актів у галузі промислової безпеки, а також шляхом дотримання положень, регламентів, інструкцій з техніки безпеки та інструкцій з експлуатації машин, механізмів та інших технічних засобів, що використовуються під час ремонту.

5.5.3 Вимоги до режимів роботи, порядку обслуговування устаткування в звичайних умовах експлуатації і в аварійній ситуації встановлюються відповідно до НПАОП 0.00-5.12 [49].

5.5.4 Пожежна безпека повинна забезпечуватися шляхом виконання вимог Кодексу цивільного захисту України [50], НПАОП 0.00-5.12 [49], НАПБ А.01.001 [51], ДБН В.1.1-7 [52], ДСТУ 8828 [53], а також інших чинних в Україні нормативно-правових актів та нормативних документів у галузі пожежної безпеки залежно від виду ремонтних робіт, що виконуються.

5.6 Заходи з забезпечення безпеки праці підчас виконання земляних робіт з розкриття ділянки магістрального газопроводу забезпечуються виконанням вимог СНиП III-42 [30], ВБН В.3.1-00013741-08 [1], ВБН В.2.3-00013741-07 [54], ДСТУ-Н Б В.2.1-28 [55]. Основний об'єм земляних робіт виконується механізованим способом (екскаватором). Для запобігання пошкодження тіла труби і, як наслідок, можливої розгерметизацію газопроводу, зняття останнього шару ґрунту з поверхні та боків трубопроводу, підкопування трубопроводу, а також розробку місць перетинання з підземними комунікаціями, згідно вимог нормативних документів, здійснюється вручну.

5.7 Заходи з забезпечення безпеки праці підчас виконання робіт з монтажу ремонтної конструкції та виконання зварювання безпосередньо в траншеї (котловані)

5.7.1 Котлован (траншея) для проведення ремонту повинна мати розміри, що забезпечить вільне переміщення персоналу та достатню вентиляцію повітря в робочій зоні. Розробку траншеї необхідно виконувати з відкосами. Максимальна допустима крутизна відкосів траншей і котлованів обирається в залежності від типу ґрунту [54]. Котлован повинен мати не менше 2 протилежних виходів, у разі виконання робіт на трубопроводі діаметром 800 мм і більше котлован повинен мати не менше 4 виходів. Виходи повинні бути виконані у вигляді східців або похилого спуску (підйому).

5.7.2 Відвід шкідливих речовин, що виникають при проведенні робіт (в основному зварювальних) забезпечується природньою вентиляцією (роботи виконуються на відкритому повітрі) та розробкою котловану спеціальної форми. При використанні спеціального укриття при проведенні зварювальних робіт під час дощу, снігопаду, сильного вітру (понад 15 м/с) таке укриття передбачає отвори та систему вентиляції робочої зони.

5.8 Заходи з забезпечення безпеки праці підчас виконання вогневих робіт на магістральному газопроводі, під тиском

5.8.1 Для проведення вогневих робіт повинна бути призначена відповідальна особа, що знає правила безпечного ведення вогневих робіт на

вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах та пройшла відповідне навчання. Виконавці можуть починати вогневі роботи тільки з дозволу особи, відповідальної за виконання вогневих робіт.

5.8.2 Особа, відповідальна за проведення ремонтних робіт, зобов'язана знати вимоги пожежної безпеки [51], виконувати їх, не допускати дій, що можуть привести до пожежі.

5.8.3 Вибір типу та кількості необхідних засобів пожежогасіння виконується з врахуванням категорії об'єкту за вибухопожежною та пожежною небезпекою, яка визначається за ДСТУ Б В.1.1-36 [57] та класу пожеж, які можуть виникнути при проведенні робіт, класифікація яких визначається за ДСТУ EN 2 [58].

5.8.4 Експлуатацію вогнегасників необхідно здійснювати відповідно до вимог НАПБ Б.01.008 [58]. При виконанні вогневих робіт на діючому магістральному газопроводі доцільно використовувати порошкові вогнегасники типу ВП-5 у кількості 2 одиниць, як найбільш універсальний засіб пожежогасіння у відповідності до класів пожеж, які можуть виникнути під час проведення вогневих робіт і умов їх проведення, покривала з негорючого теплоізоляційного полотна (кошма), лопати [57].

5.8.5 Вогневі роботи дозволено починати тільки після виконання у повному обсязі підготовчих робіт, оформлення наряду-допуску за формою, яка зазначена у додатку 1 [49] та за відсутності вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних речовин у повітряному середовищі або якщо концентрації їх не перевищують гранично допустимі вибухо- / пожежонебезпечні та вибухонебезпечні концентрації для найбільш поширених речовин, наведених у додатку 3 [49].

5.8.6 Контроль повітряного середовища газоаналізаторами в ремонтному котловані за параметрами згідно з [53] повинен виконуватися кожен раз перед початком і в процесі ремонтних робіт після кожної перерви та за наявності ознак газів в робочій зоні.

5.8.7 Вміст газів у повітрі робочої зони не повинен перевищувати граничнодопустимі концентрації (ГДК) за Гігієнічними регламентами хімічних речовин у повітрі робочої зони [59].

5.9 Заходи з забезпечення безпеки праці під час виконання ручного дугового електрозварювання та при роботі з електрообладнанням

5.9.1 До зварювальних робіт на газопроводі і газонебезпечному обладнанні допускаються зварники, які пройшли спеціальне навчання, перевірку знань (атестацію) відповідно до вимог [27] та отримали посвідчення зварника про атестацію, де вказані умови всіх випробувань, атестаційні категорії та область поширення допуску на конкретні умови зварювання. Електрозварники згідно з ДНАОП 0.00-1.21 [60] повинні мати II кваліфікаційну групу з електробезпеки. Електрозварники, яким надано право самостійного підключення зварювального обладнання до електромереж, повинні мати III групу з електробезпеки.

5.9.2 Зварювально-монтажні роботи слід виконувати згідно з вимогами ДНАОП 0.00-1.21 [60], НПАОП 28.52-1.31 [61], НПАОП 0.00-1.71 [62], ДСТУ 2456 [47], СНиП III-42 [30], ВСН 006 [10] і НАПБ А.01.001 [51].

5.9.3 Електрозварювальне обладнання повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21 [60], ДНАОП 0.00-1.32-01 [63] та ПУЕ [64].

5.9.4 Вибір спеціального одягу залежно від методів зварювання та умов праці повинен здійснюватися відповідно до ДСТУ ГОСТ 12.4.221 [65] та ДСТУ 7239 [66].

5.9.5 Для захисту від бризок розплавленого металу і випромінювання зварювальної дуги (ультрафіолетового та інфрачервоного) зварник повинен носити спецодяг та спецвзуття згідно НПАОП 0.00-3.16 [67], мати спеціальний шолом, мати рукавиці – краги за ДСТУ EN 420 [68], а очі захищати спеціальною маскою або щитком згідно з ДСТУ EN 175 [69] та ДСТУ EN 166 [70] із світлофільтром. Світлофільтри потрібно підбирати з урахуванням сили струму, що застосовується для зварювання, згідно вимог ДСТУ EN 169 [71] або ДСТУ EN 379 [72] (Оптичний клас – 1, градаційний шифр світлофільтру – 4/8-11).

5.9.6 Слюсарі (помічники зварника), які працюють разом з електрозварником, повинні бути забезпечені спецодяг та спецвзуття згідно [67], касками за ДСТУ EN 397 [73].

5.9.7 Електродотримач повинен відповідати типу В згідно ДСТУ EN 60974-11 [74]. Забороняється застосування саморобних електродотримачів, а також користування електродотримачами, у яких порушена ізоляція держаків. З'єднувальні пристрої для зварювальних кабелів повинні відповідати ДСТУ EN 60974-12 [75], приєднання зварювального кабелю до трубопроводу виконується за допомогою клем магнітних.

5.9.8 Перед початком зварювальних робіт зварники (під підпис) повинні ознайомитись з технологічною інструкцією зі зварювання (WPS).

5.9.9 Корпус будь-якої електрозварювальної установки необхідно заземлювати. Захисне заземлення і занулення виконується згідно з ПУЕ [64].

5.9.10 Температура укритих і відкритих нагрітих поверхонь виробів на робочих місцях не повинна перевищувати 43°C відповідно до ДСТУ EN 563 [77], за винятком зварювання легованих і високовуглецевих сталей III і IV груп зварюваності, технологія зварювання яких потребує попереднього і супутнього підігріву в процесі зварювання від 100°C до 400°C.

5.9.11 Використання контрольно-вимірювальних приладів, які є джерелами іонізуючого випромінювання, повинно здійснюватися з дотриманням НП 306.5.05/2.065 [78], ДГН 6.6.1-6.5.001 [79], ДСП 6.177-2005-09 [80].

5.10 Вимоги безпеки в надзвичайних ситуаціях

5.10.1 До видів небезпеки, що можуть статися на виробництві, належать: пожежа; вибух (усередині обладнання, будівлях або навколишньому середовищі); розрив або зруйнування обладнання; викид шкідливих речовин; сполучення перелічених видів небезпеки. З метою узгодження дій при ліквідації надзвичайних (аварійних) ситуацій, в разі їх виникнення, організація, яка обслуговує магістральні газопроводи розробляє План локалізації та ліквідації наслідків аварії (ПЛНА) у відповідності до Положення [81].

5.10.2 Лінійна частина магістрального газопроводу є об'єктом підвищеної небезпеки (ОПН) [39].

5.10.3 Аналіз небезпеки ОПН

5.10.3.1 Прокладка газопроводів виконана під землею на глибині 0,8...1,5 м до верху труби. Небезпечними речовинами, які використовуються при здійсненні технологічного процесу є природний газ. Вид небезпеки – вибухова.

5.10.3.2 Причинами аварій на об'єктах газотранспортної системи є: зовнішня корозія, в першу чергу корозійне розтріскування під напругою (стрес-корозія) – 41,1%; брак будівельно-монтажних робіт, зокрема зварювання – 17,5%; механічні пошкодження – 8,7%; дефект труб, технологічного обладнання і сполучних деталей – 14,6%; стихійні лиха – 4,8%; порушення персоналом правил технічної експлуатації і охорони праці – 1,0%; внутрішня корозія і ерозія – 2,8%; інші причини – 9,5%.

5.10.3.3 Найбільш небезпечними і характерними варіантами (сценаріями) виникнення та розвитку аварійної ситуації та аварії, визначені в таблиці 6.

Таблиця 6

№ варіанту (сценарію)	Причина виникнення аварії	Хід розвитку аварії	Наслідки аварії
1 C1	Розгерметизація газопроводу високого тиску	викид природного газу на відкритому майданчику → утворення газоповітряної вибухонебезпечної суміші → вибух на відкритому просторі	руйнування устаткування, комунікацій в результаті дії ударної хвилі вибуху, травмування персоналу
2 C2	Розгерметизація газопроводу високого тиску	викид природного газу на відкритому майданчику → факельне горіння струменя газу	пошкодження устаткування, комунікацій в результаті теплової дії полум'я, виникнення вторинних вогнищ пожежі, травмування персоналу.

5.10.3.4 Події, які становлять загрозу виникнення і розвитку аварії на ОПН, діляться на чотири групи:

1 група – нештатні ситуації (припинення постачання електроенергії на обладнання, яке підтримує технологічний процес, тощо);

2 група – випадкові події, які не контролюються: дії зовнішніх природних сил: бурі, зливи, висока температура; дія ударних хвиль вибуху на сусідніх об'єктах, уламків; диверсія, саботаж і терористичні акти; падіння метеоритів, літальних апаратів, тощо;

3 група – небезпечні відхилення параметрів стану обладнання і устаткування (механічний і корозійний знос матеріалу, утомленість металу, тощо), контроль яких

виконується не постійно (обсяги і періодичність регламентовано нормативно-правовими актами, наприклад: шурфування трубопроводу з проведенням неруйнівного контролю металу труб на потенційно-небезпечних ділянках – 1 раз на рік);

4 група – технологічні причини, що приводять до порушення норм технологічного режиму і виходу параметрів за їх критичні значення, окрім припинення подачі електроенергії.

5.10.3.5 З наведених вище варіантів (сценаріїв) виникнення і розвитку аварій, пов'язаних з вибухами газоповітряних та пароповітряних хмар зони ураження людей ударними хвилями, як правило, не виходять за межі охоронних зон. Межі охоронних зон визначаються за СНиП 2.05.06 [12].

5.10.3.6 Жодна з ситуацій не зашкодить стороннім об'єктам, рівень ризику безпеки складової частини ОПН незначний.

5.10.3.7 Заходи щодо запобігання та зниження рівня ризику виникнення аварій на ОПН наведено в таблиці 7.

Таблиця 7

№ з/п	Найменування заходу	Посилання на законодавчі та нормативні документи
1	Навчання персоналу	НПАОП 0.00-4.12 [38]; Кодекс цивільного захисту України [50]
2	Проведення інструктажів	Кодекс цивільного захисту України [50]; Порядок затвердження програм навчання та інструктажів з питань пожежної безпеки, організації та контролю за їх виконанням [87]; НПАОП 0.00-4.12 [38]
3	Розробка інструкцій з охороні праці, пожежної та техногенної безпеки	НПАОП 0.00-4.15 [88], НАПБ А.01.001[51], Правила техногенної безпеки [89]
4	Наявність плану локалізації і ліквідації наслідків аварій (ПЛНА)	Кодекс цивільного захисту України [50]; ЗУ «Про об'єкти підвищеної небезпеки» [42]
5	Проведення спеціальних об'єктових навчань і тренувань з питань цивільного захисту	Порядок підготовки до дій за призначенням органів управління та сил цивільного захисту [90]; Порядок організації та проведення спеціальних об'єктових навчань і тренувань з питань цивільного захисту [91]
6	Проведення ремонтних робіт лінійної частини магістральних газопроводів	ВБН В.3.1-00013741-08 [1]; ГБН В.3.1-00013741 [3]; НПАОП 60.3-1.01 [39]
7	Діагностування лінійної частини магістральних газопроводів	Порядок проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки [92]; НПАОП 60.3-1.01 [39]; ДСТУ-Н Б В.2.3-21 [6]

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз факторів небезпеки пов'язані з розвитком дефектів магістральних трубопроводів. Враховуючи велику протяжність та строк експлуатації магістральних газопроводів, а також небезпечні фактори, які можуть виникнути при розгерметизації магістрального газопроводу, виділено, як перспективний напрямок щодо впровадження нового конструктивно-технологічного рішення, об'єкти магістральних газопроводів.

2. Проведено аналіз існуючих дефектів магістральних трубопроводів, серед найбільш поширених видів дефектів, які зустрічаються на магістральних газопроводах та призводять до відмов у їх роботі виділені корозійні дефекти металу (41,1% від загальної кількості відмов), дефекти зварних з'єднань (17,5% від загальної кількості відмов) та можливі комбінації цих дефектів між собою або з іншими дефектами. Розвиток в часі дефектів в ході впливу на трубопровід зовнішніх факторів може призвести до відмов у роботі магістрального трубопроводу, що потребує завчасного їх виявлення і ремонту.

3. Досліджено відомі методи ремонту магістральних трубопроводів, виділено основні методи ремонтів, які застосовуються на магістральних газопроводах при проведенні ремонту без зупинки газопроводу (під тиском) дефектів зварних з'єднань за наявності дефектів основного металу труб в навколошовній зоні та прилеглих до них ділянках. Зазначено основні недоліки даних способів ремонту – це складність в реалізації ремонту силами експлуатаційних служб при проведенні аварійно-відновлювальних робіт, використання технології заповнення підмуфтового простору самотвердіючими масами та використання композитних матеріалів, що вимагає залучення сторонніх організацій для проведення ремонту або його частини, що в свою чергу впливає на оперативність проведення аварійно-відновлювальних робіт та значно здорожує вартість ремонту на відмінність від використання металевих конструкцій.

4. Зазначені критерії вибору існуючих способів ремонту магістральних газопроводів та розроблено послідовність прийняття рішення щодо вибору способу ремонту у відповідності до існуючих дефектів. Для розширення меж застосування

муфтового ремонту при наявності комбінованих неприпустимих дефектів (кільцевого зварного з'єднання та навколошовної зони) газопроводів запропоновано розробку нового конструктивно-технологічного рішення для ремонту таких дефектів.

5. Розроблене конструктивно-технологічне рішення вирішує поставлені задачі:

- забезпечує підсилення неприпустимих дефектів кільцевих зварних з'єднань при наявності дефектів в навколошовній зоні та дефектів основного металу труб, які простягаються на відстань більшу за $0,5 D$;
- значно знижує небезпеку виконання вогневих робіт по ремонту корозійних дефектів, оскільки в першу чергу виконується підсилення ділянки на трубі з дефектами встановленням внутрішньої муфти;
- дозволяє проведення всього комплексу робіт з ремонту дефектів магістральних газопроводів персоналом експлуатаційних служб, без залучення сторонніх організацій, чим досягається підвищення рівня безпеки при виконанні ремонтних робіт та оперативність їх проведення;
- конструкція ремонтного рішення та послідовність його монтажу передбачає комплекс заходів, які спрямовані на зменшення ризику виникнення гарячих та холодних тріщин в її зварних з'єднаннях чим досягається високий рівень безпеки подальшої експлуатації магістрального газопроводу.

РЕКОМЕНДАЦІЇ

6. Провести дослідження для вибору оптимальної послідовності зварювання конструкції при виконанні кільцевих зварних з'єднань з метою зменшення напружень, які виникають при розширенні деталей конструкції;

7. З метою зниження металоємкості конструкції провести дослідження щодо можливості зменшення товщини стінки деталей, які не призведуть до втрати надійності подальшої експлуатації магістрального газопроводу;

8. Визначити максимальну довжину конструкції.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ВБН В.3.1-00013741-08:2008 «Магістральні газопроводи. Лінійна частина. Капітальний ремонт»
2. ВБН В.3.1-00013741-07:2007 «Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок»
3. ГБН В.3.1-00013741-12:2011 «Магістральні газопроводи. Ремонт дуговим зварюванням в умовах експлуатації»
4. ДСТУ 2860-94 «Надійність техніки. Терміни та визначення»
5. ДСТУ EN ISO 6520:2015 (EN ISO 6520-1:2007, IDT; ISO 6520-1:2007, IDT) «Зварювання та споріднені процеси. Класифікація геометричних дефектів у металевих матеріалах. Частина 1. Зварювання плавленням»
6. ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008 «Магістральні трубопроводи. Настанова. Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами»
7. ДСТУ 4219:2003 «Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії»
8. ДСТУ ISO 24817:2019 «Нафтова, нафтохімічна та газова промисловість. Композитний ремонт трубопроводів. Кваліфікація та проектування, монтування, випробування та перевіряння»
9. Технологічна інструкція з виконання робіт по приєднанню відгалужень до діючих магістральних газопроводів дуговим зварюванням. – К.: ДК “Укртрансгаз”, ІЕЗ ім. Є.О. Патона НАНУ, 2006
10. ВСН 006-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка // Утв. Миннефтегазстрой СССР (Будівництво магістральних і промислових трубопроводів. Зварювання)
11. ДСТУ EN ISO 15613:2016 (EN ISO 15613:2004, IDT; ISO 15613:2004, IDT) «Технічні умови та атестація технологій зварювання металевих матеріалів. Атестація на основі до виробничих випробувань»
12. СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»
13. ДСТУ 8541:2015 «Прокат сталевий підвищеної міцності. Технічні умови»

14. ГОСТ 8731-74 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования»
15. ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент»
16. ДСТУ ISO 3183:2017 «Нафтова та газова промисловість. Труби сталеві для трубопровідних транспортних систем» (ISO 3183:2012, IDT)
17. ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия»
18. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ». Часть I, Часть II
19. ДСТУ 2834-94 «Прокат тонколистовий з вуглецевої сталі якісної та звичайної якості загального призначення. Технічні умови (ГОСТ 16523-97)»
20. ГОСТ 1759.0-87 (СТ СЭВ 4203-83) «Болты, винты, шпильки и гайки. Технические условия» (Болти, гвинти, шпильки і гайки. Технічні умови)
21. ДСТУ ISO 18265:2010 «Металеві матеріали. Переведення значень твердості» (ISO 18265:2003, IDT)
22. ДСТУ ISO 8501-1:2015 (ISO 8501-1:2007, IDT) «Підготовка сталевих поверхонь перед нанесенням фарб і подібних покриттів. Візуальне оцінювання чистоти поверхні. Частина 1. «Ступені іржавіння та ступені підготовки непофарбованих сталевих поверхонь і сталевих поверхонь після повного видалення попередніх покриттів»
23. ДСТУ ISO 4063:2014 (ISO 4063:2009, IDT) «Зварювання та споріднені процеси. Перелік і умовні позначки процесів»
24. ДСТУ ISO 6947:2014 (ISO 6947:2011, IDT) «Зварювання та споріднені процеси. Робочі положення»
25. ДСТУ EN ISO 2560:2014 (EN ISO 2560:2009, IDT) «Матеріали зварювальні. Електроди покриті для ручного дугового зварювання нелегованих та дрібнозернистих сталей. Класифікація»

26. Програма підвищення кваліфікації фахівців зварювального виробництва «Технічне керівництво зварювальними роботами при ремонті діючих трубопроводів (під тиском)»
27. ДНАОП 0.00-1.16-96 «Правила атестації зварників», редакція від 15.07.2004
28. ДСТУ EN ISO 9606-1:2018 (EN ISO 9606-1:2017, IDT; ISO 9606-1:2012; Cor 1:2012; Cor 2:2013, IDT) «Кваліфікаційні випробування зварників. Зварювання плавленням. Частина 1. Сталі»
29. Программа обучения и аттестации электросварщиков на допуск к выполнению специальных сварочных работ на действующих магистральных трубопроводах. – К.: ИЭС им. Е.О. Патона, 1998. (Програма навчання та атестації електрозварників на допуск до виконання спеціальних зварювальних робіт на діючих магістральних трубопроводах)
30. СНиП III-42-80 «Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы»
31. НПАОП 0.00-1.63-13 «Правила сертифікації фахівців з неруйнівного контролю», редакція від 10.12.2012
32. ДСТУ 8818:2018 «Прокат листовий. Методи ультразвукового контролю»
33. ДСТУ EN ISO 17637:2017 (EN ISO 17637:2016, IDT; ISO 17637:2016, IDT) «Неруйнівний контроль зварних швів. Візуальний контроль з'єднань, виконаних зварюванням плавленням»
34. ДСТУ EN ISO 17640:2018 (EN ISO 17640:2017, IDT; ISO 17640:2017, IDT) «Неруйнівний контроль зварних швів. Ультразвуковий контроль. Методи, рівні контролювання та оцінювання»
35. ДСТУ EN ISO 17636-1:2014 (EN ISO 17636-1:2013, IDT) «Неруйнівний контроль зварних швів. Радіографічний контроль. Частина 1. Способи контролю рентгенівським і гамма-випромінюванням із застосуванням плівки»
36. ДСТУ ISO 5817:2016 (ISO 5817:2014, IDT) «Зварювання. Зварні шви під час зварювання плавленням сталі, нікелю, титану та інших сплавів (крім променевого зварювання). Рівні якості залежно від дефектів»
37. Закон України «Про охорону праці», редакція від 14.08.2021

38. НПАОП 0.00-4.12-05 «[Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці](#)», редакція від 14.04.2017
39. НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів»
40. ДСТУ 7238:2011 «Система стандартів безпеки праці. Засоби колективного захисту працюючих. Загальні вимоги та класифікація»
41. ДСТУ 7239:2011 «Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація»
42. Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки», редакція від 26.04.2014
43. «Правила охорони магістральних трубопроводів», затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 16 листопада 2002 р. N 1747, редакція від 05.04.2017
44. НПАОП 0.00-6.21-02 «Порядок ідентифікації та обліку об'єктів підвищеної небезпеки», редакція від 12.01.2016
45. НПАОП 0.00-6.22-02 «Порядок декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки», редакція від 12.01.2016
46. ДБН А.3.2-2:2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення»
47. ДСТУ 2456-94 «Зварювання дугове і електрошлакове. Вимоги безпеки»
48. ДСТУ 7237:2011 «Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту»
49. НПАОП 0.00-5.12-01 «[Інструкція з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах](#)», № 541/5732 від 23.06.2001 р.
50. «Кодекс цивільного захисту України», редакція від 10.06.2021
51. НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні», редакція від 03.10.2017
52. ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги»
53. ДСТУ 8828:2019 «Пожежна безпека. Загальні положення»
54. ВБН В.2.3-00013741-07:2007 «Магістральні трубопроводи. Будівництво. Земляні роботи та рекультивація»

55. ДСТУ-Н Б В.2.1-28:2013 «Настанова щодо проведення земляних робіт, улаштування основ та спорудження фундаментів» (СНиП 3.02.01-87, MOD)
56. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою»
57. ДСТУ EN 2:2014 «Класифікація пожеж» (EN 2:1992; EN 2:1992/A1:2004, IDT)
58. НАПБ Б.01.008-2018 «Правила експлуатації та типові норми належності вогнегасників», редакція від 15.01.2018
59. Гігієнічні регламенти хімічних речовин у повітрі робочої зони, N 741/35024 від 03.08.2020 р.
60. ДНАОП 0.00-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів», редакція від 09.01.1998
61. НПАОП 28.52-1.31-13 «Правила охорони праці під час зварювання металів», редакція від 14.12.2012
62. НПАОП 0.00-1.71-13 «Правила охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями», редакція від 19.12.2013
63. ДНАОП 0.00-1.32-01-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»
64. «Правила улаштування електроустановок», 2017
65. ДСТУ ГОСТ 12.4.221:2004 «Система стандартів безпеки праці. Одяг спеціальний для захисту від підвищених температур, теплового випромінювання, конвективної теплоти. Загальні технічні вимоги» (ГОСТ 12.4.221-2002, IDT)
66. ДСТУ 7239:2011 «Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація»
67. НПАОП 0.00-3.16-12 «Норми безоплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту працівникам нафтогазової промисловості», редакція від 09.07.2012
68. ДСТУ EN 420-2017 «Загальні вимоги до рукавиць»
69. ДСТУ EN 175-2001 «Засоби індивідуального захисту очей та обличчя під час зварювальних та споріднених процесів»
70. ДСТУ EN 166-2017 «Засоби індивідуального захисту очей. Технічні умови»

71. ДСТУ EN 169-2001 «Засоби індивідуального захисту очей. Фільтри під час виконання зварювання та споріднених процесів. Вимоги до пропускання та рекомендації щодо використання»
72. ДСТУ EN 379:2017 «Засоби індивідуального захисту очей. Автоматичні зварювальні фільтри» (EN 379:2003 + A1:2009, IDT)
73. ДСТУ EN 397:2001 «Каски захисні промислові»
74. ДСТУ EN 60974-11:2018 «Обладнання для дугового зварювання. Частина 11. Електродотримачі» (EN 60974-11:2010, IDT; IEC 60974-11:2010, IDT)
75. ДСТУ EN 60974-12:2018 «Обладнання для дугового зварювання. Частина 12. З'єднувальні пристрої для зварювальних кабелів» (EN 60974-12:2011, IDT; IEC 60974-12:2011, IDT)
76. ДСТУ EN 60974-13:2018 «Обладнання для дугового зварювання. Частина 13. Зварювальні затискувачі» (EN 60974-13:2011, IDT; IEC 60974-13:2011, IDT)
77. ДСТУ EN 563-2001 «Безпечність машин. Температури поверхонь, доступних для дотику. Ергономічні дані для встановлення граничних значень температури гарячих поверхонь» (EN 563:1994, IDT)
78. НП 306.5.05/2.065-2002 «Вимог та умов безпеки (ліцензійні умови) провадження діяльності з використання джерел іонізуючого випромінювання», затверджених наказом Державного комітету ядерного регулювання України від 2 грудня 2002 року № 125, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 17 грудня 2002 року за № 978/7266
79. ДГН 6.6.1-6.5.001-98 «Норм радіаційної безпеки України» (НРБУ-97), затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 14 липня 1997 року № 208, введених в дію постановою Головного державного санітарного лікаря України від 1 грудня 1997 року № 62
80. ДСП 6.177-2005-09-02 «Основних санітарних правил забезпечення радіаційної безпеки України», затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 2 лютого 2005 року № 54, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 20 травня 2005 року за № 552/10832

81. Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій, № 424/3717 від 30.06.1999 р.
82. ТУ У 320.00158764.07-95 «Гази горючі природні, які подаються в магістральний газопровід»
83. ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунального назначения. Технические условия»
84. Довідник працівника газотранспортного підприємства, Київ, «Росток», 2001. - 1082 с.
85. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения: Справ. изд.: в 2 книгах; [А. Н. Баратов](#), [А. Я. Корольченко](#), Г. Н. Кравчук и др. М., Химия, 1990. - 496 с.
86. Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Том 1. Органические вещества, Изд. 7-е, пер. и доп. В трех томах. Том I. Органические вещества. Под ред. засл. деят. науки проф. Н. В. Лазарева и докт. мед. наук Э. Н. Левиной. Л., «Химия», 1976. - 592 с.
87. Порядок затвердження програм навчання та інструктажів з питань пожежної безпеки, організації та контролю за їх виконанням, №108/34391 від 03.02.2020 р.
88. НПАОП 0.00-4.15-98 «Положення про розробку інструкцій з охорони праці», редакція від 01.09.2017
89. Правила техногенної безпеки, № 1346/32798 від 27.11.2018 р.
90. Порядок підготовки до дій за призначенням органів управління та сил цивільного захисту, №443 від 26.06.2013, редакція від 04.12.2020
91. Порядок організації та проведення спеціальних об'єктових навчань і тренувань з питань цивільного захисту, № 46/34329 від 16.01.2020
92. Порядок проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, N 687 від 26.05.2004 р., редакція від 04.03.2016
93. Закон України «Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів», редакція від 09.12.2015

94. ДСТУ ISO 3834:2008 «Вимоги до якості зварювання плавленням металевих матеріалів», частини 1-5
95. Левченко О. Г. Охорона праці у зварювальному виробництві: Навчальний посібник. – К.: Основа, 2010. – 240 с.
96. Патент України на винахід № 36426 «Спосіб монтажу підсилюючої муфти на дефектний стик діючого трубопроводу», опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 17.02.2003 р.
97. Патент на корисну модель № 39368 «Спосіб ремонту корозійних дефектів, розміщених поблизу зварного шва та на зварному шві трубопроводу», опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 25.02.2009 р.
98. Патент України на винахід № 76390 «Спосіб ремонту дефектних ділянок діючого газопроводу», опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 17.07.2006 р.
99. Патент на корисну модель № 55653 «Спосіб монтажу зварної муфти на дефектний кільцевий стик діючого трубопроводу», опублікований ДП «УКРПАТЕНТ» 27.12.2010 р.