
Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв

УДК 622.691

СУЧАСНА ТЕХНІКА І ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

¹В.О. Крупка, ¹Є.Б. Іваник, ²О.М. Марчук, ²С.Ю. Федотова

¹ДК "Укртрансгаз", 01021, м. Київ, Кловський узвіз, 9/1,
e-mail: press@utg.ua

²ІТЕСУ "Нафтогазбудізоляція", 07335, Київська обл., Вишгородський район,
с. Демидів, вул. Фастова, 2, e-mail: ngsi@ukr.net

Розглянуто сучасний стан нафтогазопровідної системи України, яка є важливою ланкою не тільки народногосподарського комплексу держави, але і стратегічним чинником її національної безпеки. У зв'язку з цим важливо забезпечити надійність, міцність та проектні параметри трубопроводів, оскільки їх непередбачувані руйнування призводять до значних економічних втрат і важких екологічних наслідків. Представлена сучасна техніка та технології ремонту лінійної частини магістральних трубопроводів.

Ключові слова: газотранспортна система України, капітальний ремонт, поліуретановий ізоляційний матеріал «Байсит», сучасний комплекс для капітального ремонту трубопроводів, нанесення ізоляційних покриттів.

Показано современное состояние нефтегазопроводной системы Украины, которая является важным звеном не только народнохозяйственного комплекса государства, но и стратегическим фактором ее национальной безопасности. В связи с этим важно обеспечить надежность, прочность и проектные параметры трубопроводов, поскольку их непредсказуемые разрушения приводят к значительным экономическим потерям и тяжелым экологическим последствиям. Представлена современная техника и технологии ремонта линейной части магистральных трубопроводов.

Ключевые слова: газотранспортная система Украины, капитальный ремонт, полиуретановый изоляционный материал «Байсит», современный комплекс для капитального ремонта трубопроводов, нанесение изоляционных покрытий.

This article shows the current state of Ukraine's OIL & GAS, which is an important part of not only the economic complex of the state, but also a strategic factor in its national security. In this regard, it is important to ensure the reliability, durability and design parameters of pipelines as their unpredictable failure lead to considerable economic losses and severe environmental consequences. Also, the article presents a modern technique and technology of repair of the linear part of the main pipelines.

Keywords: Ukraine's gas transportation system, overhaul, polyurethane insulation material "Baisi", a modern complex for the repair of pipelines, application of protective coatings.

Трубопровідна мережа України є важливою ланкою не тільки народногосподарського комплексу держави, але і стратегічним чинником її національної безпеки. У зв'язку з цим важливо забезпечити надійність, міцність та проектні параметри трубопроводів, оскільки їх непередбачувані руйнування призводять до значних економічних втрат і важких екологічних

наслідків. На сьогодні в Україні експлуатується значна кількість магістральних трубопроводів, термін служби яких перевищує 20-30 років. Їх експлуатація в умовах дії зовнішніх силових навантажень, перепадів температур, залишкових технологічних (зокрема зварювальних) напружень, циклічної зміни експлуатаційного ти-

Таблиця 1 – Сучасний стан газотранспортної системи України (за даними ДК "Укртрансгаз")

Параметри ГТС	Одиниця виміру	Кількість
Довжина газопроводів, всього	тис.км	38,6
в т.ч.: - магістральних газопроводів		22,2
- газопроводів-відгалужень		16,4
Пропускна здатність газотранспортної системи:	млрд.м ³ /рік	
- на вході		287,7
- на виході		178
в т.ч. в країні Європи		142,5
Кількість компресорних станцій (компресорних цехів)	шт.	72(110)
Кількість газоперекачуючих агрегатів	шт.	702
Потужність компресорних станцій	МВт	5 443
Кількість підземних сховищ газу (ПСГ)	шт.	12
Загальна активна ємність ПСГ	млрд.м ³	31
Кількість газорозподільчих станцій (ГРС)	шт.	1 449

Таблиця 2 – Структура системи магістральних газопроводів та газопроводів – відгалужень ДК "Укртрансгаз" за діаметрами

№ з/п	Діаметр, мм	Довжина газопроводів, тис. км	Відсоток
1	1420	5455,0	15
2	1220	3874,9	11
3	1020	4435,7	12
4	820	1744,9	5
5	720	3141,5	9
6	530 і менше	16859,3	48
Всього по ДК "Укртрансгаз"		35511,3	100

ску, протікання корозії тощо призводить до виникнення різного роду дефектів у тілі труби.

Тему цієї статті розкриємо на прикладі газотранспортної системи ДК «Укртрансгаз» як однієї з найстаріших трубопровідних систем світу (майже з 20-х років минулого сторіччя), якій притаманні всі проблеми, що виникали в процесі експлуатації майже всіх відомих на сьогодні трубопровідних систем.

На сьогодні загальна довжина газопроводів, які експлуатуються і обслуговуються лінійними службами підрозділів ДК «Укртрансгаз», становить 38579,5 км (в табл. 1), в тому числі:

- магістральні газопроводи – 22148,3 км;
- газопроводи - відгалуження – 13363,0 км;
- розподільні газопроводи – 3068,2 км.

Зміна довжини кожного з типів газопроводів у порівнянні з показниками минулого року відбулося внаслідок: введення новозбудованих та переведення діючих газопроводів з одного класу в інший, уточнення довжин газопроводів методом натурних вимірювань і пропускання геометричних поршнів, удосконалення бухгалтерського обліку тощо.

Стабільність роботи лінійної частини газопроводів стала запорукою забезпечення в 2010 році безперебійного і безаварійного постачання газу споживачам України, подачі газу на закачування та відбір у підземних сховищах, тран-

зиту російського газу до країн Західної Європи і Балканського півострова, Республіки Молдова. Розподіл системи магістральних газопроводів ДК «Укртрансгаз» за діаметрами труб представлена в таблиці 2.

Як видно з таблиці 2, більшу частину довжини магістральних газопроводів у структурі складають трубопроводи діаметром 720 мм і більше, що свідчить про орієнтованість ГТС на транзит значних об'ємів газу та сезонні відбір-закачування газу в ПСГ.

Оскільки понад 75% газопроводів експлуатується вже понад 20 років (рис. 1), питанням їх діагностування, реконструкції і ремонту приділяється все більше уваги, що, вимагає щорічного підвищення витрат матеріальних і фінансових ресурсів на їх експлуатацію та підтримку проектних параметрів функціонування. За точними даними витрати по капітальному ремонту у 2011 році плануються на рівні більше 2 млрд. грн.

Налагоджена та надійна робота газотранспортної системи дуже важлива для України, адже саме на неї покладені функції безперебійного транспортування газу як для внутрішнього споживання, так і для споживачів Європи.

Порівняно з аналогічним періодом 2010 року в 2011 році значно збільшилось споживання природного газу в Україні з 27,8 млрд. м³ (2010 р.) до 31,1 млрд. м³ (2011 р.), що

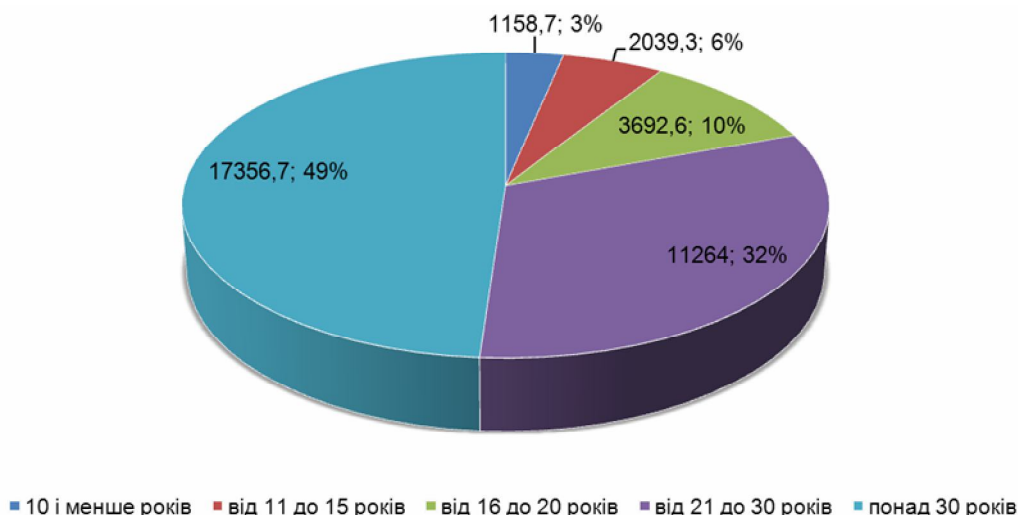


Рисунок 1 – Структура магістральних газопроводів і газопроводів-відгалужень ДК "Укртрансгаз" за терміном експлуатації станом на 2010 рік

пов'язано, насамперед, зі зростанням об'ємів споживання підприємствами хімічної та металургійної промисловості України на 58% порівняно з 2010 роком.

Враховуючи показники роботи за перших 5 місяців 2011 року, очікується, що загальний транзит російського газу територією України в 2011 році складе 95-100 млрд. м³, а споживачам України буде протранспортовано близько 48 млрд. м³.

Проектна пропускна здатність ГТС України для транзиту газу в країни Європи та Молдову становить 157 млрд. м³ в рік.

Проте відповідно до потреб країн-імпортерів транзит газу територією України за останні 6 років знаходився в межах 95,8-124,3 млрд. м³ на рік.

Слід відзначити, що подача газу внутрішнім споживачам в 2011 році здійснюється мережею газопроводів-відгалужень різного діаметра через газорозподільчі станції, причому, термін експлуатації з них 57% з яких становить понад 20 років. Обладнання більшості ГРС на низькому технічному рівні, морально застаріле та фізично зношене, має низьку надійність, тож потребує значних зусиль для утримання його в працездатному стані. Згідно з результатами технічних діагностувань та обстежень окремі вузли ГРС потребують ремонту або повної заміни. Тому в ДК «Укртрансгаз» розроблено і буде впроваджуватись ряд виробничих програм, спрямованих на виправлення становища, що склалося.

Програмами ремонтних робіт у 2011 р. намічено здійснити заміну:

- вузлів одоризації газу з ручним керуванням близько 150 шт. на загальну суму 118 млн. грн.;
- підігрівачів газу з прямим вогневим нагріванням 76 шт. на загальну суму 30 млн. грн.;
- реконструювати або замінити повністю на нове технологічне обладнання 12 ГРС на загальну суму 312 млн. грн.

Слід зазначити, що прийнята у 1998 р. НАК «Нафтогаз України» «Програма реконструкції та технічного переозброєння ГРС ДП «Укртрансгаз» на період 1999-2010 рр.» не виконувалась через відсутність фінансування, а тому нами передбачено кардинально змінити становище, яке склалося.

На даний час спеціалістами Компанії розроблено «Концепцію створення автоматичних газорозподільних станцій (АГРС) в ДК «Укртрансгаз», яка передбачає нові проектні та технічні рішення компонування технологічного обладнання, використання нових технологій та матеріалів при їх капремонті, безперервне і чітке фінансування згаданих програм.

Для забезпечення надійної та безпечної роботи парку ГРС продовжується розробка та формування нової «Програми реконструкції та технічного переозброєння обладнання ГРС ДК «Укртрансгаз» на період 2011-2025 рр.», яку необхідно буде реалізовувати з обсягами реконструкції близько 100 об'єктів ГРС на рік.

Перейдемо тепер до розгляду питань, пов'язаних із технічним станом лінійної частини газопроводів ДК «Укртрансгаз».

В даний час на теренах колишнього СРСР, у т.ч. в Україні проводяться значні за обсягом роботи з капітального ремонту магістральних нафтогазопровідних систем, промислових трубопроводів різноманітного призначення, середній термін служби яких перевищив 20-30 років. До даного переліку входять такі магістральні газопроводи, як «Уренгой - Помари - Ужгород» діаметром 1420 мм, загальною протяжністю 4451 км, що був споруджений (зданий в експлуатацію) в 1983 році; МГ «Союз» (Оренбург - Західний кордон) діаметром 1420 мм, загальною протяжністю 4867 км, був споруджений в 1975 році; МГ «Прогрес» (Уренгой -Ужгород II) діаметром 1420 мм, загальною протяжністю 3473 км, був споруджений в 1988 році; МГ «Середня Азія - Центр» діаметром 1200-1420 мм, загальною довжиною 5000 км, був споруджений в 1967 році (1 черга); Магістральний наф-

топровід «Дружба» діаметром 800-1220 мм, загальною протяжністю 8900 км, був споруджений в 1964-1974 рр., що пролягають на території України.

Трубопроводи будувалися швидкими темпами і за недосконалою технологією. При цьому як антикорозійне використовувалося, в основному, бітумне покриття лінійної частини з терміном експлуатації не більше 15 років, тому на сьогоднішній день, понад 70% магістральних трубопроводів потребують капітального ремонту із заміною антикорозійного ізоляційного покриття лінійної частини.

Україна в 80-90 рр. була розробником програми Міннафтогазбуду СРСР «Високонадійний трубопровідний транспорт СРСР» реконструкції магістральних нафтогазових систем.

На сьогодні Україна є лідером в галузі розробки технологій та обладнання з капітального ремонту магістральних трубопроводів серед країн СНД, Центральної Азії та Близького Сходу та є одним з лідерів у світі з виробництва устаткування для компресорних та напірних станцій, у тому числі газотурбінних двигунів і силових агрегатів, нафтогазотранспортних насосів.

Далі розглянемо основні технології реабілітації та реновації систем магістрального трубопровідного транспорту.

Останнім часом у світі для переізолювання магістральних трубопроводів почали застосовувати технологічно зручні в нанесенні і ефективні в експлуатації поліуретанові двокомпонентні покриття, які за всіма показниками: адгезія, міцність на удар, суцільність, перехідний електричному опір, опір катодному відшаруванню, водопоглинання, термостійкість задовольняють вимогам ДСТУ 4219-2003 «Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії» та перевершують аналогічні показники полімерних стрічкових покриттів, що наносяться в трасових умовах. Після ізолювання окремих труб в базових умовах трубопровід отримує однорідне монолітне покриття, так як стики на трасі ізолюються тими ж матеріалами.

В Іспанії та Німеччині створені заводи з ізоляції труб поліуретановими матеріалами.

Вихідні композиції поліуретанових покриттів: компонент А - поліефірна основа і компонент Б - ізоціанатний затверджувач не містять органічних розчинників, що підвищує суцільність і захисні властивості. Нагріті в системі до температури 60-70 °С компоненти подаються в обладнання безповітряного нанесення, точно дозуються, і під високим тиском в дрібнодисперсному стані подаються на поверхню трубопроводу. Внаслідок високої початкової в'язкості і продовження процесу структурування матеріал рівномірно закріплюється на металевій поверхні, створюючи шар товщиною 0,8-2,2 мм. Час схоплювання композиції з поверхнею труби становить 3-5 хв., час тужавіння 20-40 хв., а час повної мінералізації становить близько 24 годин, після цього трубопровід можна укласти в траншею і засипати.

У траншеї сталеві труби і, відповідно, протикорозійні покриття перебувають у складнонапруженому стані: на них діє комплекс навантажень – тиск, розтяг, вигин, вібрація та інші чинники деформації труб, чинять вплив температурні коливання, хімічна активність ґрунтів, корозійні водні розчини та ін. В таких умовах суттєвою перевагою поліуретанових матеріалів є пружноеластична каучукоподібна структура їх макромолекул, завдяки чому поліуретанові покриття, деформовані в результаті механічних навантажень, відновлюють первинні параметри після зняття цих навантажень.

Завдяки вказаним властивостям перевагу надають поліуретановим покриттям перед стрічковими покриттями, в яких під час деформації може зруйнуватися тонкий нижній шар клею ґрунтової, що призведе до втрати головної функції цього шару.

Після аналізу характеристик поліуретанових матеріалів було вирішено створити матеріал спеціально для ізоляції трубопроводів. Так, фірмою «Байер» (Німеччина) за технічним завданням ДК «Укртрансгаз» розроблено рецептуру і матеріал під назвою «Байсит», що випускається в Україні (табл. 3).

Матеріал є високотехнологічним, забезпечує високоякісне покриття поверхні металевої конструкції, має підвищену тексотропність, що дозволяє наносити його товстим шаром і за один прохід.

Як і всі поліуретанові покриття, «Байсит» має високі показники адгезії, мікробіологічної стійкості, здатність чинити опір стиранню. Термін надійної експлуатації – близько 50 років.

В тісній співпраці із фахівцями провідних підприємств галузі свого часу було створено комплекси для капітального ремонту трубопроводів, мобільне устаткування для локальних ремонтів, переізоляції повітряних переходів і технологічного обладнання газорозподільних, газоперекачувальних і компресорних станцій.

Дуже важливою і складною операцією є заміна ізоляційного покриття. За останні роки розроблено, виготовлено і впроваджено ряд комплексів для ремонту ізоляційного покриття. Це, по-перше, комплекси типу КРТ (рис.3).

В основу створення всіх елементів комплексу ввійшов головний постулат - всі ремонтні роботи необхідно виконувати струменевими методами, що вимагало виключення механічного контакту поверхні трубопроводу з інструментами і створення серії легких, універсальних самохідних машин, якими послідовно виконуються всі операції [1].

Мобільний комплекс КЛРТ призначений для відновлення ізоляційного покриття в місцях локальних ушкоджень, перехідних зонах і зонах «земля-повітря», ізолювання зварних стиків з використанням поліуретанових і епоксидних і матеріалів для основної ізоляції і пліткових для перехідних зон [3,4,5].

Комплекс призначений для експлуатації в трасових умовах (рис. 5 (а), рис. 5 (б)) [6].

Таблиця 3 – Технічні результати випробувань композиції «Байсит»

Назва показника	Норма
1 Зовнішній вигляд основи затверджувача	Пастоподібна маса білого кольору * Прозора або злегка мутнувата від жовто-коричневого до темно-коричневого кольору без сторонніх включень, рідина
2 Час гелеутворення за температури (20±2)°C, с, не менше	90 - 180
3 Густина основи, г/см ³	1,5 -1,75
4 Густина затверджувача г/см ³	1,22-1,24
1 Зовнішній вигляд покриття	Поверхня повинна бути рівною, однорідною, без пухирів, тріщин і механічних включень
2 Товщина покриття, мм	1,5-2,0
3 Міцність під час удару за температури 20°C, Дж, не менше	15
4 Опір penetрації (відносна залишкова товщина покриття) в діапазоні температур від 20°C до 80°C (Тмакс) і навантаженні 10 Н/мм ² , не менше, %	60
5 Діелектрична суцільність. Витримує пробій електричним струмом за напруги 5 кВ/мм товщини	Витримує
6 Перехідний питомий електричний опір в 3%-ому розчині NaCl за температури 20°C, Ом.м ² , не менше:	
- початковий	1·10 ¹⁰
- через 100 діб	1·10 ⁹
7 Радіус відшарування покриття при катодній поляризації, не більше:	
- за температури 20°C	11
- за температури 80°C	20
8 Адгезія покриття до сталі в діапазоні температур від 20 °C до 80 °C (Тмакс), Н/мм ² , не менше	7,5
9 Адгезія покриття до сталі після витримки у воді протягом 1000 год, Н/мм ² , не менше:	
- за температури 20°C	5,0
- за температури 80°C	5,0
10 Опір покриття тепловому старінню. Зміна значень показників експонованого покриття відносно неекспонованого після витримки на повітрі протягом 1000 год при 100°C (Тмакс + 20) °C, %, не більше:	
- міцності при ударі	25
- адгезії до сталі	25
11 Еластичність покриттів на основі поліуретанових, епоксидних смол. Відносне розтягування покриття до руйнування при 20°C, %, не менше	6
12 Термостійкість покриття, °C, не менше	80

Крім того, саме зі спеціалістами ГК «Нафтогазбудізоляція» за окремим завданням було створено обладнання для автоматичного зварювання трубопроводів порошковим дротом з примусовим формуванням зварного шва (рис. 6).

Для якісного зварювання стиків, на трубах необхідно мати якісні кромки, отримані механічною обробкою. Розроблено і впроваджено серію верстатів СПК, що забезпечують формування кромки як простої, так і складної конфі-

гурації (рис. 7). Верстати мають системи безступінчастого регулювання швидкості подачі і обертання планшайби, що дає змогу обробляти у стабільних режимах труби різних діапазонів діаметрів з різними товщинами стінок.

Самохідні установки для ремонту трубопроводів зварюванням, що застосовуються ПраТ ПВІ ЗІТ «Нафтогазбудізоляція» мають найкращі на даний час джерела живлення зварювального струму DC 400 фірми Лінкольн Електрик. Ці випрямлячі володіють універсаль-



Рисунок 2 – Покриття труб поліуретаном «Байсит» у заводських умовах



Рисунок 3 – Комплекс для капітального ремонту трубопроводів КРТ



Рисунок 4 – Універсальна самохідна машина. Видалення старої ізоляції [2]



а



б

Рисунок 5 – Комплекс локального ремонту трубопроводів КЛРТ



Рисунок 6 – Зварювання стиків. Комплекс для автоматичного зварювання порошковим дротом з примусовим формуванням шва КПАЗ

Таблиця 4 – Склад обладнання

№	Найменування	Кількість
1	Автомобіль підвищеної прохідності КРАЗ (МАЗ)	1
2	Автомобільний причіп	1
3	Укриття кузова автомобіля	1
4	Укриття кузова причіпа	1
5	Електричний дизель-агрегат потужністю 60 кВт	1
6	Установка для безповітряного нанесення покрить УДН 3 з нагрівачами тари з компонентами покриття	1
7	Установка для безповітряного нанесення покриттів однокомпонентна	1
8	Обладнання для стрічкової ізоляції перехідних зон	1
9	Установка водоструминна Лименс 350/21Б	1
10	Апарат абразивоструменевий DBS200;	1
11	Компресор з дизельним приводом Atlas Copco XAS 186	1
12	Компресор з дизельним приводом ALUP SCK31	1
13	Комплект приладів для контролю якості ізоляційного покриття	1 комплект
14	Мотопомпа	1
15	Лебідка	1

Таблиця 5 – Характеристика комплексу для автоматичного зварювання порошковою проволокою з примусовим формуванням шва

№	Показник	Параметр
1	Діаметр труб, мм	426-1420
2	Товщина стінки, мм	8-20
3	Довжина труб, що зварюються, м	10-24
4	Максимальний зварювальний струм, А	400
5	Потужність електроагрегата, кВт	75
6	*Кількість зварювальних постів, шт	2
7	Продуктивність на трубопроводі n 720 мм	8 стиків/годину

* Кількість указана в розрахунку на 1 агрегат

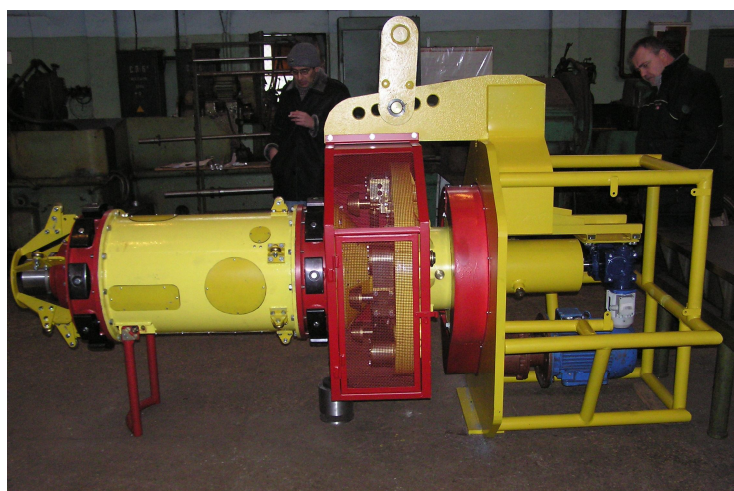


Рисунок 7 – Верстат для обробки кромки (паспорт серії: СПК 81 ПС)

ними характеристики і забезпечують всі вимоги нормативних документів щодо ремонту зварюванням, в тому числі вимоги, викладені в розробках визначних українських фахівців з ІЕС ім. Е.О. Патона, Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, ДК «Укртрансгаз».

Вперше в Україні організовано ремонт труб в заводських умовах з відновленням стінки труби та нанесенням заводського тришарового поліетиленового або поліуретанового антикорозійного покриття.

Треба окремо наголосити, що ремонтні роботи в ДК «Укртрансгаз» плануються і прово-

дяться на основі даних діагностування технічного стану газопроводів та технологічного обладнання. Особлива увага приділяється внутрішньотрубній діагностиці (ВТД) магістральних газопроводів як найбільш інформативному та досконалому методу діагностування лінійної частини ГТС. Роботи з ВТД газопроводів ДК «Укртрансгаз» проводять, в основному, з використанням технологій та обладнання німецької фірми «Rosen Europe b.v.».

ВТД дає можливість виявляти дефекти металу труби різного походження, такі як заводські дефекти – розшарування металу, різноманітні включення; будівельні дефекти – вм'ятини, гофри, заломы, задири; аномалії зварних швів – непровари, пористість, зміщення кромки; аномалії стінки труби – корозія, тріщини, дефекти ізоляційного покриття тощо. Слід відзначити, що своєчасне виявлення та усунення дефектів дає можливість звести до мінімуму кількість аварійних ситуацій на магістральних газопроводах, підвищити надійність їх експлуатації, забезпечити безперебійне постачання газу споживачам України та транспортування транзитного газу до країн Європи.

Роботи з ВТД лінійної частини магістральних газопроводів були розпочаті в Україні в 1996 р. На даний час засобами ВТД виконано обстеження близько 22 тис. км магістральних газопроводів в одностиковому вимірі, в тому числі різними видами ВТД та повторно, згідно діючих нормативів.

ВТД лінійної частини магістральних газопроводів вимагає серйозного підходу та виконання цілого комплексу організаційно-технічних заходів. У ДК „Укртрансгаз” щорічно розробляють та узгоджують з відповідними службами і виробничими підрозділами річні та перспективні плани з проведення комплексу робіт з ВТД. Під час планування ВТД необхідно враховувати виконання в поточному році та на перспективу робіт з реконструкції магістральних газопроводів для пропускання очисних та діагностичних поршнів, періодичність повторного виконання ВТД, узгодити плани щодо діагностування спільних прикордонних ділянок з сусідніми державами, факти позапланового проведення ВТД після аварійних ситуацій на дільницях МГ та інше. Після виконання всіх організаційних заходів розробляють графік пропускання очисних та діагностичних поршнів. Формування графіка ВТД залежить, в першу чергу, від графіка виконання планово-попереджувальних ремонтів на лінійній частині МГ та узгодження планових режимів з ОДУ ДК „Укртрансгаз”, тому що для виконання якісної очистки та діагностики необхідно забезпечити відповідні швидкості потоку газу на окремих дільницях МГ. Наприклад, для пропускання очисного поршня швидкість потоку газу має досягати до 10 м/с, а для пропускання діагностичного поршня – до 8 м/с. Також враховують терміни мобілізації і постачання очисного та діагностичного обладнання в Україну, період його розмитнення та черговість діагностування дільниць, виходячи з логістики оптимальних

автомобільних перевезень, необхідного часу для підписання угод та узгодження дій з країн-транспортерами підприємствами сусідніх країн, складання спільних наказів, інструкцій тощо.

Далі детальніше про пропускання очисних поршнів з метою підготовки дільниць МГ до виконання ВТД. Згідно нормативів необхідно забезпечити відсутність у внутрішній порожнині газопроводу залишків електродів, бруду, рідини тощо, оскільки наявність сторонніх предметів може призвести до пошкодження сенсорів діагностичного поршня і, спотворити кінцеві результати проведеної ВТД.

В ДК „Укртрансгаз” застосовують різні типи очисних поршнів (ОП) (рис. 8).

Слід зазначити, що в газотранспортну систему України подається природний газ не тільки з родовищ Росії та Середньої Азії, а й з вітчизняних видобувних підприємств, якість якого іноді не відповідає ГОСТ 5542-87 та призводить до забруднення дільниць МГ. Основні обсяги вітчизняного газу надходять в Київську, Харківську, Черкаську та Львівську системи магістральних газопроводів. Для підготовки таких дільниць до пропускання діагностичних поршнів, як свідчить практика та досвід виконання такого типу робіт, необхідне багаторазове пропускання очисних поршнів по кожній дільниці МГ (рис. 9).

Заключний етап підготовки дільниці МГ до ВТД - це пропускання очисного поршня з калібрувальним диском, за деформацією якого приймається остаточне рішення про можливість пропускання діагностичних поршнів.

Наступним етапом робіт є визначення геометричних деформацій в газопроводі за допомогою електронного геометричного поршня. Обстеження геометрії допоможуть виявити наявність у газопроводі овальностей, вм'ятин, гофр та інших елементів арматури, які можуть пошкодити магнітний діагностичний поршень. Для кожного дефекту геометрії визначається довжина, ширина та глибина. Виконується реєстрування швидкості, прискорень та температури, який дає змогу контролювати умови пропускання до початку обстеження на втрати металу. Це зводить до мінімуму ризик невіддалого пропускання магнітного діагностичного поршня.

Обстеження лінійної частини магістральних газопроводів на наявність корозійних дефектів та втрати металу проводиться магнітними діагностичними поршнями, в яких використовується принцип втрати магнітного потоку, що базується на ефекті Холла (рис. 10).

Під дією магнітів на стінки труби в метали створюється магнітне поле. У випадку, коли поршень проходить місце, де кількість металу в стінці труби менша від номінальної величини, виникають втрати магнітного потоку. Ці сигнали записуються в пам'ять поршня. При обробці результатів обстеження виявляють наявність, розташування та ступінь небезпеки дефектів з втрати металу. Сенсори, які розташовані рядами по периметру поршня, забезпечують стовідсоткове охоплення внутрішньої поверхні



а – ОП з калібрувальною пластиною

б – ОП з щітками

в – ОП з магнітами

Рисунок 8 – Типи поршнів для очищення внутрішньої порожнини магістральних газопроводів



Рисунок 9 – Результати очищення ділянок МГ

труби та фіксують зміну магнітного поля під час руху поршня по газопроводу. Ступінь небезпеки втрати металу розраховується методом аналізу відхилень від моделі рівного магнітного поля. Використовуються діагностичні поршні з високою роздільною здатністю, які можуть розрізняти втрату металу як на внутрішній, так і зовнішній поверхні тіла труби.

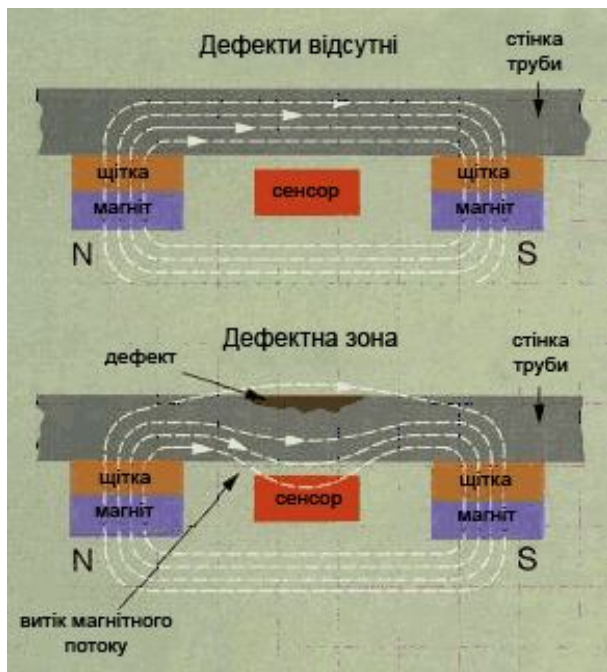


Рисунок 10 – Схематичне зображення принципу втрати магнітного потоку, що базується на ефекті Холла

Перед пропусканням діагностичного поршня безпосередньо на газопроводі встановлюють магнітні маркери з інтервалом приблизно 2 км, а також на кутах повороту та перетину однієї нитки трубопроводу з іншими, у випадку, коли вони проходять в одному технологічному коридорі. Схема встановлення магнітних маркерів на магі-

стральному трубопроводі показана на рис. 11. При аналізі даних ВТД сигнали магнітних маркерів легко ідентифікуються та використовуються в якості орієнтирів на стадії складання звіту та при пошуку дефектних місць.

Магнітні маркери мають необмежений термін використання, встановлюються без зняття існуючого ізоляційного покриття магістрального газопроводу та використовуються при наступних обстеженнях. Фахівці лінійних служб створюють відповідну карту розташування магнітних маркерів та їхні GPS координати і передають її відповідальному виконавцю робіт з ВТД.

Слід зазначити, що як у магнітний, так і у геометричний поршень може інтегруватися вимірювальний блок на основі лазерної гіроскопії для XYZ - картографування газопроводу. Під час пропускання діагностичного поршня обладнанням гіроскопічним блоком виконується вимірювання фактичного розташування газопроводу відносно трьох осей координат, у результаті яких отримуємо точне зображення траси і профіль газопроводу. Гіроскопічний інерційний вимірювальний блок під час руху поршня визначає зміну кутової та лінійної швидкості по осях X, Y, Z та здатний з високою точністю позиціювати картографувати газопровід, використовуючи магнітні маркери з відомими географічними координатами. Обстеження просторового положення газопроводу дає змогу розрахувати та визначити координати кільцевих швів, а також визначити радіуси поворотів і відхилення осі газопроводу від проектної та зміни положення осі трубопроводу на певний зафіксований проміжок часу експлуатації, і є важливим для розрахунку напружено-деформованого стану ділянки газопроводу та прогнозування її залишкового ресурсу. За результатами зіставлення отриманих профілів траси газопроводу після кількох пропускань інтелектуальних поршнів виконується оцінка можливих деформацій згинів та зміщень ділянок МГ.

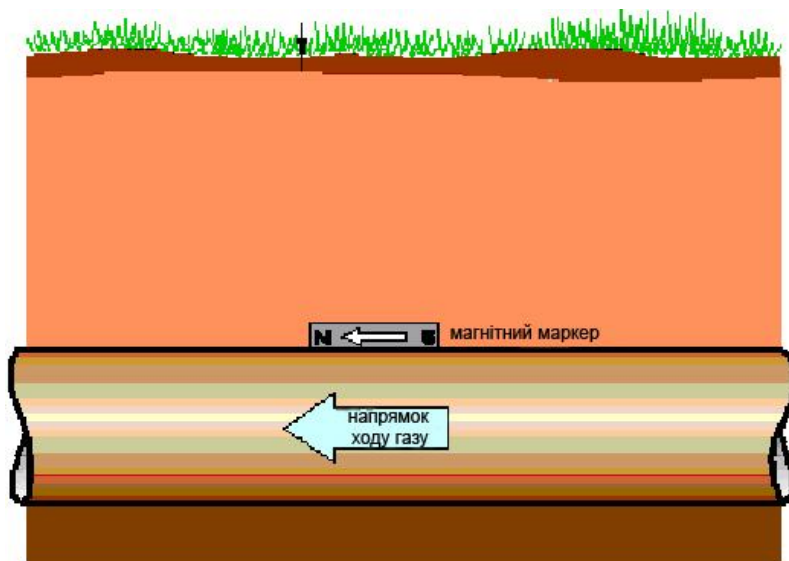


Рисунок 11 – Схема встановлення магнітних маркерів на магістральному трубопроводі

Фахівцями спеціалізованих організацій, які мають відповідні ліцензії та нормативно-технічну документацію, виконуються топографічні і геодезичні дослідження, що включають топографічну зйомку і опис реальної траси трубопроводу, що підлягає ремонту. Виконуються камеральні роботи, які включають суворе зрівнювання планових і висотних сіток і складання топографічних планів.

На підставі польових і лабораторних досліджень виконується аналіз геологічної будови ґрунтів, літологічний та фізико-механічний характеристики ґрунтів, в яких розміщений трубопровід. Складається звіт, в якому відображені всі топографо-геодезичні та геологічні дані для розробки проекту.

Наступним етапом в системі капремонтів лінійної частини є виготовлення проекту капремонтів магістрального газопроводу.

До складу проекту входить загальна пояснювальна записка, робочі креслення, проект організації будівництва, кошторисна документація тощо.

В пояснювальній записці викладено: загальні дані, склад споруд, технологічні рішення (траса, конструктивні характеристики трубопроводу, переходи, ізоляція, укладання, монтажні вузли і арматура, контроль, архітектурно-будівельна частина), приймання в експлуатацію, охорона праці і техніка безпеки. У робочих кресленнях відображаються трасування трубопроводу, типи застосовуваних труб, види і клас ізоляційного покриття, топографічні, геодезичні та геологічні дані, а також загальні технічні вимоги. В проекті організації будівництва відображаються умови виконання робіт, обсяги та терміни будівництва, загальна схема організації будівництва, методики проведення робіт, потреба в будівельних машинах, механізмах і транспортних засобах, матеріально технічне забезпечення будівництва, трудові ресурси, транспортні схеми, а також охорона праці, техніка безпеки, протипожежні заходи та заходи з охорони навколишнього середовища на період будівництва та техніко-економічні показники.

До складу кошторисної документації входить зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва за формою, встановленою нормативною документацією і складений на основі локальних кошторисів. Визначена в результаті зведеного кошторисного розрахунку базисна вартість ремонту трубопроводу є основою для формування вартості робіт та договірної ціни.

Розглянемо тепер методи ремонту магістральних трубопроводів:

- потоковий капітальний ремонт нафтогазопроводів із заміною ізоляції в траншеї з застосуванням автоматизованого комплексу ремонту трубопроводів із видаленням старої ізоляції, абразивоструминної підготовки поверхні і безповітряного нанесення нового поліуретанового покриття самохідними трубними машинами;

- ремонт нафтогазопроводів окремими шуфрами без зупинки транспортування нафти або газу із заміною ізоляції в траншеї із застосу-

ванням пересувного комплексу для локального ремонту;

- ремонт і відновлення окремих труб в заводських умовах із видаленням старої ізоляції, абразивоструминної підготовки поверхні та безповітряного нанесення нового поліуретанового покриття або нанесення тришарового поліетиленового покриття, очищення внутрішньої порожнини труб та ізоляції внутрішньої поверхні, а також обробки фасок на кінцях труб та ремонту стінок труб, з подальшим монтажем відреставрованих труб в польових умовах, у тому числі і з застосуванням автоматичного зварювання порошковим дротом.

Капітальний ремонт виконується потоковим методом із застосуванням «Комплексу обладнання для ремонту трубопроводів» (КРТ).

Після зупинки транспортування газу і видалення його залишків обладнання розташовується уздовж трубопроводу, а самохідні машини встановлюються в технологічному порядку: видалення старого ізоляційного покриття, очищення та підготовка поверхні, нанесення нового ізоляційного покриття.

Видалення старого покриття здійснюється установкою, робота якої базується на методі водоструминної обробки високим тиском. Операція виконується обертовими водоструминними головками, встановленими на самохідній машині. Процес полягає у видаленні водою з зовнішньої поверхні старого ізоляційного покриття, ґрунтової і пухких продуктів корозії.



Самохідна машина переміщається трубопроводом, а її ротор з обертовими водоструминними головками здійснює кругові осцилюючі рухи, забезпечуючи перекриття всієї поверхні труби. В окремих випадках для видалення старого плівкового покриття використовується самохідна машина з системою механічного видалення старого покриття. Машина має кілька обертових роторів зі скребковими і щітковими інструментами. Для забезпечення високої якості та довговічності ізоляційного покриття, поверхня трубопроводу повинна бути очищена від іржі і окалини, на ній повинен бути нанесений мікрорельєф, що забезпечує зчеплення (адгезію) покриття з поверхнею труби.

Ця операція здійснюється установкою для очищення та підготовки поверхні. Очищення проводиться абразивоструйним методом з подачею абразиву до оброблюваної поверхні через сопла, встановлені на самохідній машині.

Сопла мають спеціальну форму - отвори, що забезпечує розгін абразиву до високої швидкості. Використовуються також установки з системами дробоструминного і дробометального очищення. У цих установках дріб працює в замкненому циклі – він багаторазово обертається в процесі очищення, знепилюється і регенерується. Операція забезпечує видалення продуктів корозії і окалини (ступінь Sa 2.5 по ISO 8501-1 або ступінь 2 згідно ГОСТ 9.402).



Для нанесення ізоляційного покриття застосовується система безповітряного напилення двокомпонентних матеріалів. Система передбачає повний технологічний цикл: підготовку матеріалів їх перекачування, дозування, змішування і подавання під високим тиском на ізолювану поверхню. Для ізолювання трубопроводів застосовуються поліуретанові, поліепоксидні та інші покриття без розчинника або з мінімальною його кількістю. Це дозволяє отримувати товстощарові покриття в режимі машинного нанесення з швидким висиханням.

Поліуретанове покриття має надзвичайно високу в'язкість компонентів і малий час життя готової композиції в рідкому стані. Тому для функціонування системи розроблені спеціальні апарати і пристрої, що забезпечують високий тиск подачі композиції (до 450 кгс/см²) і дрібнокрапельну подачу матеріалу через спеціальну конфігурацію сопла, які регламентують форму факела. Передбачено попереднє нагрівання компонентів. Нанесення здійснюється автоматичною самохідною машиною з соплами-пістолетами. До складу комплексу входять енергетичні блоки, що переміщуються уздовж ремонтного трубопроводу паралельно самохідним машинам за допомогою трубоукладачів, які одночасно підтримують трубопровід на трійних підвісках.

Ремонт нафтогазопроводів методом шурфування виконується без зупинки транспортування окремими шурфами.

Виконується ремонт ділянок трубопроводу довжиною 15-25 метрів з проміжками 2-10 метрів. Розроблено заходи, що забезпечують безпеку виконання ремонтних робіт. У випадку виконання ремонтних робіт без припинення транспортування газу всі операції здійснюються вручну, виключно струминними методами, без установлення машин на трубопровід. Знят-

тя старого покриття здійснюється ручним водо-струминним пістолетом. Очищення газопроводу з нанесенням мікрорельєфу виконується абразивоструминним методом за допомогою ручного пістолета. Нанесення нового ізоляційного покриття здійснюється ручним пістолетом.



Ремонт трубопроводів у трасово-заводських умовах виконується так: після зупинки транспортування газу і видалення його залишків, трубопровід розрізають на окремі труби. Труби демонтують та транспортують на завод реставрації труб.

В Україні вперше розроблено і впроваджено багатоопераційну технологію реставрації у заводських умовах експлуатованих нафтогазопровідних труб. Технологія полягає у відновленні несучої здатності тіла труби й нанесенні заводського тришарового поліетиленового, поліуретанового, поліепоксидного і внутрішнього ізоляційних покриттів, що дозволяє повністю відновити фізико-механічні властивості труби (рис.12).

Розглянемо тепер процес діагностування шурфуванням і без розкопування труб.

В останні роки у відповідності з реєстрацією даних контролю протикорозійного захисту трубопроводів і налагоджування системи ЕХЗ складається така звітна документація контролю:

- графіки контролю захисного потенціалу трубопроводу;
- акти оцінювання корозійного середовища по трасі;
- акти шурфування трубопроводу.

У відповідності з вказаними даними приймається рішення стосовно термінів і послідовності виконання ремонтних робіт.

В останні роки виникла необхідність виконання аварійно-відновлювальних термінових ремонтів трубопроводів. Українськими фахівцями наприкінці 20-го століття була розроблена технологія ремонту трубопроводів без зупинки транспортування газу. Технологія вперше застосована під час ремонту ізоляційного покриття МГ «Івацевичі- Долина» - ІІІ нитка Ду 1200 в УМГ «Львівтрансгаз».

Згідно з технологією трубопровід розкопується окремими шурфами - котлованами довжиною 15-25 м з перемичками між ними, що дає змогу проводити ремонтні роботи без зміни планово-висотного положення поздовжньої осі трубопроводу. За період 1997-2012 роки метод був застосований на трубопроводах України, Росії, Казахстану. Метод захищений патентами України і Росії.



Рисунок 12 – Ремонт тіла труби на заводі

За необхідності повної заміни ізоляційного покриття проводяться поточний ремонт із застосуванням комплексу КРТ.

Послідовно виконуються такі операції:

- видалення старого ізоляційного покриття;
- очищення і підготовка поверхні трубопроводу під нанесення покриття;
- нанесення нового поліуретанового покриття.

Для виконання вказаних вище операцій виготовляються розроблені українськими науковцями та інженерами універсальні самохідні машини. Роботи виконуються як в траншеї, так і на її бермі. Ділянка трубопроводу відрізається і встановлюється на лежні. Енергетичні блоки з обладнанням супроводжують машини. Блоки, встановлені на санях, переміщуються на причепі трубоукладачів, які одночасно підтримують трубопровід.

При застосуванні трасово-заводської схеми ремонту трубопровід розкопують, розрізають на окремі труби і транспортують на завод. На заводі виконуються видалення старого ізоляційного покриття, діагностика, ремонт тіла труби і нанесення нового поліетиленового чи поліуретанового покриття.

Ремонт трубопроводу з повною заміною труб виконується за такою схемою: спочатку трубопровід розкопується, розрізається на окремі труби і транспортується до місця утилізації. Траншея підрівнюється, розкопується до необхідної глибини. За необхідності на дно траншеї підсипається м'який ґрунт або пісок. Відремонтований трубопровід зварюється з окремими трубами, або секціями.

Розглянемо тепер технології, матеріали та обладнання для капітального ремонту.

Водоструминне обладнання для видалення старої ізоляції.

Особливість процесу водоструминного очищення під надвисоким тиском полягає в то-

му, що земля, стара ізоляція, іржа повністю видаляється, місця пошкодження тіла труби зберігаються у незмінному стані і легко виявляються.

Тонкий струмінь рідини, що витікає із отвору малого діаметра з високою швидкістю, впливає на матеріал, що обробляється, з силою, величина якої достатня для мікрорізання часток матеріалу від його основної маси, тобто струмінь рідини надзвуквої швидкості використовується як нескінченний різальний інструмент з великою кількістю різальних кромок.

Фізична схема обробки матеріалів струменем рідини надвисокого тиску при гідрорізанні подібна до схеми обробки різальним інструментом з лезами. При різанні цим інструментом внаслідок руху струменю відносно матеріалу, який обробляється, відбувається послідовне руйнування матеріалу за рахунок відриву, сколювання чи зрушення окремих його елементів у вигляді стружки. Проте струминна обробка є більш складним процесом різання, який має свої специфічні особливості і відрізняється від традиційних процесів різання.

Застосування тонкого рідинного струменю надзвуквої швидкості дає можливість за необхідності повністю автоматизувати видалення старої ізоляції: виключити з технологічного циклу застосування механічного різального інструменту, робочі кромки якого безперервно зношуються, вивільнити обслуговуючий персонал та обладнання, які пов'язані з виготовленням і оновленням інструменту, підвищити якість очищення, знизити шум і повністю ліквідувати запиленість робочого місця.

Видалення старої ізоляції водоструминним обладнанням застосовується як з ручним постом обробки, так і з застосуванням самохідної автоматичної машини

Ручний пост складається з пістолета – сопла і шлангів високого тиску.

Енергетичний блок з дизельним насосним агрегатом забезпечує подачу води і може бути застосований як для ручного видалення ізоляції, так і для автоматичного.

У випадку з бітумними ізоляціями низька температура процесу очищення необхідна, оскільки ізоляційний матеріал не плавиться і не прилипає до основної поверхні труби. Треба окремо вказати на пожежну забезпеченість водоструминного методу, що надзвичайно важливо для зовнішнього очищення поверхні нафтогазопроводів.

При роботі із застосуванням самохідної автоматичної машини забезпечується багаторазове проходження водяних струменів головки по кожному міліметрові довжини трубопроводу. Фактично величина цього параметра є значно вищою, так як у розрахунку не передбачено перекриття діаметрів слідів водяних струменів при переміщенні головки вздовж труби та при її осциляції.

За неможливості водоструминного видалення ізоляції застосовуються механічні машини з інструментальним видаленням ізоляційного покриття. Інструмент – це шкребки для грубої обробки і дротові щітки для фінішного очищення.

Для одержання ізоляційного покриття доброї якості велике значення має підготовка поверхні труб. При цьому важливо забезпечити не тільки очищення металу труби від корозії і прокатної окалини, але і потрібний мікрорельєф активної поверхні, що забезпечує добре зчеплення з покриттям і надійну роботу ізоляції в умовах катодної поляризації.

Прийняті методи механічного очищення поверхні труб при будівництві трубопроводів і при їх ремонті шкребками, шарошками, металічними щітками (самохідні очисні машини ОМ, ОМЛ) не забезпечують необхідних вимог. Останнім часом з'явилися машини з очисними елементами у вигляді круглих приводних щіток. Ці машини краще очищають поверхню від забруднень та іржі, але не усувають прокатну окалину і не створюють необхідний мікрорельєф.

В стаціонарних умовах підготовка поверхні труб проводиться дробоструминними і дробометними установками. Такі методи забезпечують найкраще очищення поверхні труб, необхідний мікрорельєф і відповідають світовим стандартам (IS 8501-1, BS 7079). Відповідає цим стандартам і очищення поверхні трубопроводу піскоструминними апаратами, що застосовуються в трасових умовах.

При вказаних видах обробки струмінь дробу або піску з великою швидкістю поступають на поверхню трубопроводу, видаляючи з неї іржу та прокатну окалину. В результаті такої обробки поверхня труби повністю очищується, в тому числі в пришовних зонах з одержанням складного мікрорельєфу з висотою нерівностей 50-100 мкм. Такий мікрорельєф забезпечує найкращу адгезію ізоляційних матеріалів до поверхні трубопроводу.

На комплексі КРТ здебільшого застосовується абразивний металургійний шлак, що є відходом металургійного виробництва і має спеціальне абразивоструминне призначення.

До складу установки для абразивоструминної обробки входить наступне обладнання:

- абразивоструминні апарати. Це обладнання, в якому проводиться засмоктування абразиву стиснутим повітрям, звідки одержана суміш поступає до очисних пістолетів. В установках використовуються два варіанти комплектації: однокамерні, або двокамерні апарати нагнітаючого типу. Двокамерні апарати дозволяють проводити роботи без витрати швидкості повітря при навантаженні, і їх використання має сенс у випадку довготривалої роботи без зупинок;

- шланги повітряні, заслінки вакуумні, труба арматура, бункер для абразиву та інше допоміжне обладнання;

- повітряний компресор (чи компресори), призначений для живлення абразивоструминних апаратів та системи управління;

- дизельна електростанція - обладнання системи управління;

- один допоміжний пост ручного піскоструминного очищення із спеціальним одягом, ізолюваною маскою та системою очищення, кондиціонування та подачі повітря.

Поєднання компресора високого тиску і сопел дробоструминних пістолетів спеціального профілю забезпечує надзвучкову швидкість дробу. При цьому зменшуються витрати повітря і збільшується продуктивність очищення. Виготовлення сопел з матеріалу, у складі якого є карбід вольфраму, дозволяє довгий час працювати з стабільними параметрами процесу.

Нанесення різних ізоляційних покриттів.

Бітумні покриття – це мастикові покриття, якими покривались трубопроводи з початку їх будівництва. За багато років змінилася конструкція покриття та матеріали. В останні роки - це ґрунтовка полімерна, мастика ізоляційна бітумно-полімерна, ниткопрошивна склотканина, просочена бітумно-полімерною мастикою, стрічка ізоляційна полімерна, обгортка захисна. Нанесення виконується самохідною ізоляційною машиною, яка несе шпулі з склотканиною, стрічкою і обгорткою. Машина має бак для мастики і розтирач для її нанесення. При ручному нанесенні стрічкові матеріали намотуються ручною машиною, а мастика наноситься пензлями або ручними щітками.

Одна з модифікацій бітумного покриття «Пластобіт» дає незначне покращення якості нанесення за рахунок спрощення процесу. «Пластобіт» - це два шари полімерної стрічки і обгортка захисна, нанесені на ґрунтовку і на шар мастики.

Бітумні покриття наносяться на трубопроводи діаметром до 720 мм.

Стрічкові покриття складаються з полімерної стрічки і обгортки захисної, нанесених на ґрунтовку. ДСТУ 4219-2003 обмежує застосування такої ізоляції також діаметром 720 мм.

Покриття на основі епоксидних смол має обмежене застосування, добре працює на ділянках, що потребують підвищеної стійкості на катодне відшарування. Наноситься обладнанням безповітряного нанесення.

Поліуретанові покриття. В результаті аналізу всіх зазначених показників, а також досвіду застосування поліуретанової ізоляції за кордоном і в Україні, можна зробити висновок, що при нормальній роботі системи електрохімічного захисту захисні властивості цього покриття зберігаються не менше 35-40 років і що в даний час вільні від розчинників поліуретанові матеріали холодного твердіння є найбільш прогресивними і високоякісними матеріалами для пасивного захисту трубопроводів від корозії.

Заводські поліетиленові покриття. В даний час у світі більшість трубопроводів будується з труб, що заізолювані в заводських умовах дво- і тришаровим поліетиленовим покриттям.

Конструкція тришарового покриття:

- епоксидний шар (наноситься на гарячу трубу); товщина – 50-70 мкм;
- адгезив (забезпечує адгезію поліетиленового шару до епоксидного);
- севілен; товщина – 200 мкм;
- поліетілен; товщина – 2,2 або 3,5 мм.

Нанесення поліетиленового покриття виконується в енергетично насиченому цеху з попереднім очищенням труб в дробометній камері.

Нанесення покриття виконується у такий спосіб: епоксид – порошковий матеріал – розпилюється в електростатичному полі або шляхом нанесення спеціального епоксидного праймеру; адгезив – розплав – голівкою від екструдера; поліетілен, або поліпропілен-розплав – голівкою від екструдера.

Після нанесення труба проходить через лінію охолодження, де зовнішня поверхня охолоджується струменями води.

Двошарове покриття – тільки адгезив і поліетілен.

В тому ж цеху на внутрішню поверхню наноситься епоксидне покриття.

Поверхня очищується дробометним способом, після чого безповітряним засобом наноситься епоксидна фарба.

Тепер зупинимося на перспективах розвитку реноваційних програм газової галузі.

Середньорічний обсяг капіталовкладень в капітальний ремонт і нове будівництво об'єктів ДК «Укртрансгаз» в середньому становить близько 2 млрд. грн. Враховуючи сьогоднішні завдання галузі, ця сума є вкрай недостатньою.

Головним завданням ДК «Укртрансгаз» є підтримання в безаварійному стані магістральної газопровідної системи. Це завдання вимагає від нас принципового підвищення капіталовкладень в реконструкцію лінійної частини зокрема. Тому планується щорічне збільшення обсягів капіталовкладень на 0,5 млрд. грн. Ці капіталовкладення повинні бути направлені, в першу чергу, у впровадження та застосування нових технологій та матеріалів, що забезпечить принципове подовження терміну безаварійної

експлуатації лінійної частини магістральних газопроводів.

Технічне планування реабілітаційних програм повинно бути трансформовано з ремонту ділянок газопроводів, що мають критичний стан та позанормативний термін експлуатації, в планові капітальні ремонти трубопроводних систем загалом. Для порівняння, РАО «Газпром» щорічно здійснює планове переізолювання 4,5 тис. км лінійної частини магістральної газопровідної системи, а з 2012 року має перейти на планові обсяги – 7,5 тис. км щорічно. До того ж, щорічно нарощується програма планового переізолювання вхідних-вихідних шлейфів компресорних станцій як одних з основних чинників трубопроводної складової газотранспортної системи, яка є одним з найбільш потенційно небезпечним фактором її функціонування. Щорічно до планового переізолювання шлейфів компресорних станцій виводяться на фіксований термін ремонту (а це становить в середньому 70-100 днів) 45-55 компресорних станцій. За планами РАО «Газпром» у 2012-2013 роках ця цифра повинна становити 75 компресорних станцій щорічно.

Конкретне планування обсягів та об'єктів ЛЧ МГ базується на результатах діагностики внутрішньотрубними інтелектуальними поршнями. Для забезпечення стовідсоткового моніторингу технічного стану системи необхідно вже у найближчі роки закінчити оснащення всіх, без винятку, магістральних газопроводів камерами прийому-запуску внутрішньотрубних поршнів. Така програма розроблена фахівцями ДК «Укртрансгаз», затверджена керівництвом та втілюється в життя, хоча і не такими темпами, як би нам хотілося.

На нашу думку, також необхідно значно підвищити обсяги комплексного корозійного обстеження трубопроводів та наполегливо працювати над точністю та достовірністю результатів, які отримуємо в ході проведення цього виду діагностики лінійної частини трубопроводних систем, з метою якнайточнішого визначення ділянок МГ для першочергового та аварійного ремонту, що буде виконуватись в майбутньому у локальному режимі без зупинки процесу транспортування газу.

Як вже відзначалось вище, українські фірми, практично, одноосібно володіють технологіями капітального ремонту ЛУМГ без зупинки процесу транспортування газу. Користуючись саме цими технологіями, ми можемо з впевненістю констатувати, що в найближчі роки нарощування обсягів капітального ремонту та переізоляції магістральних газопроводів, де зупинка транспортування газу або його байпасування практично неможливі, буде не тільки нашим побажанням, а й стане повсякденною реальністю. Це, в першу чергу, стосується таких трубопроводних систем, як МГ «Уренгой-Помари-Ужгород» Ду 1400, МГ «Прогрес» Ду 1400, МГ «Союз» Ду 1400, МГ «Івацевичі-Долина», Ду 1200, МГ «Київ-Захід України» I, II н. Ду 1000 - Ду 1200 та інші. Сьогоднішні передові ремонтні технології дозволяють у без-

перервному режимі транспортування газу виконати «холодне» (ППС- технології) та «гаряче» (зварюванням за технологією ІЕЗ імені С.О. Патона) бандажування трубопроводу та наносити вітчизняне поліуретанове покриття досить тривалого терміну експлуатації, що дозволить гарантувати подовження терміну подальшої експлуатації відремонтованих трубопроводних систем на 30 і більше років.

Щодо планового капітального ремонту, найважливішим моментом, на нашу думку, є значне розширення трасово-заводського способу ремонту за технологією вітчизняного консорціуму «Good Pipe» та з застосуванням напівстаціонарних мінібаз патентованої розробки ПВІ ЗІТ «Нафтогазбудізоляція». Завдяки технологіям повного відновлення несучої здатності стінки трубопроводу та виконання стаціонарного переізолювання окремих труб тришаровим поліетиленом, поліуретановими та поліепоксидними матеріалами, з подальшим монтажем відновлених труб у трасових умовах, забезпечується можливість подальшої довготривалої експлуатації з нормативним подовженням строку служби до 35 років і більше.

При цьому, вважаємо вкрай важливим щонайширше впроваджувати прогресивні засоби монтажу магістральних газопроводів із застосуванням нової та відновленої труби, в першу чергу, піонерські технології контактного стикового зварювання та інші лідерські технології ІЕЗ імені С.О. Патона, технологічного обладнання КЕМЗ «Зварка» та НПФ «Меридіан», обладнання для автоматичного зварювання ПВІ ЗІТ «Нафтогазбудізоляція». За аналогією з вимогами РАО «Газпром» ми і надалі намагаємося забезпечити максимальне функціональне заміщення ручних способів зварювання автоматичними та напівавтоматичними.

Із застосуванням згаданих вище прогресивних технологій планується у найближчі роки на інвестиційних засадах розпочати капітальний ремонт методом повної заміни труб МГ «Уренгой-Помари-Ужгород» Ду 1400, як одного з найбільш важливих об'єктів транзитної магістральної системи транспортування газу в країні Європи. Вже перші ділянки, маємо таку надію, будуть виконані у 2011-2012 роках. Тут мова йде про труби Ду 1400 мм і щорічні обсяги заміни близько 150 км.

В процесі планового керування реабілітаційними програмами об'єктів галузі одним з найперспективніших впроваджень є заходи, спрямовані на поширення впровадження унікальних розробок Івано-Франківського університету нафти та газу у галузі боротьби з біокорозією, оскільки в сучасних трубопроводних системах, що експлуатуються сьогодні в Україні, ще досить значна кількість трубопроводів мають бітумно-полімерне покриття, вразливе саме до цього виду корозії.

У цьому напрямку особливу цінність мають патентовані розробки у напрямку керованого руйнування ізоляційних конструкцій на ділянках, що плануються до планових капітальних ремонтів. Впровадження такого типу

технологій дозволить значно зменшити капіталовкладення у капітальний ремонт з переізоляцією МГ та дозволить принципово підвищити лінійні швидкості ремонтів за рахунок попередньо керованого руйнування адгезійних шарів, особливо промислових праймерів плівкових та бітумонаповнених покриттів. Впровадження цих технологій може зробити технологічний переворот у традиційних реноваційних технологіях трубопроводів.

Як відзначалось раніше, у частині трубопроводних складових компресорного господарства найважливішим є якнайшвидше впровадження програм переізолювання вхідних-вихідних шлейфів компресорних станцій із застосуванням поліуретанових ізоляційних матеріалів, стійких до високотемпературних режимів та викидів викидних газів ГТУ з терміном експлуатації понад 30 років, таких як вітчизняний «Байсит» та аналоги світового рівня якості.

Найближчими роками плануються роботи з відновлення антикорозійного покриття технологічного обладнання компресорних станцій, а також ГРС та ГРП, що знаходиться на балансі ДК «Укртрансгаз».

ВИСНОВКИ

Перелічені чинники, є основною частиною технічних заходів, що забезпечать підтримання газотранспортної системи України у безаварійному стані, будуть гарантувати стовідсоткову надійність України як основного транзитера російського газу та газу країн Центральної Азії, забезпечать абсолютну екологічну безпеку держави, і, як наслідок, економічну та бюджетотутворюючу складову державного бюджету.

Оснащення передовим технологічним обладнанням (комплексами обладнання для капітального ремонту, блок-комплексами, заводами полімерної ізоляції) будівельних, ремонтно-будівельних підрозділів галузі дасть змогу значною мірою вирішити проблему продовження термінів експлуатації трубопроводів.

Як показує зарубіжний досвід, капітальний ремонт з повним відновленням ресурсу трубопроводу, замість нового будівництва, крім прямої економії коштів на придбання труб, вартість яких становить половину вартості трубопроводу, дає також економію, яка виражається у відсутності необхідності відчуження нових земельних ділянок, виконання нових переходів під дорогами, будівництва додаткових споруд пов'язаних з новою трасою.

Застосування комплексів для ремонту газопроводів в Україні також визнано ефективним і в даний час більшість великих ремонтних робіт проводиться з використанням зазначеної технології та обладнання.

Література

1 Іткін О.Ф. Економічні механізми інноваційної та інвестиційної діяльності при реставрації магістральних газопроводів України: монографія / О.Ф. Іткін. – Київ: Науковий світ ®, 2002. – 306 с.

2 Pat. 5,129,355 USA. High pressure water jet cleaner and coating applicator / Sidney A. Taylor. – Publ. United States Patent, Jul. 14, 1992.

3 Іткін О.Ф. Досвід виконання робіт з капітального ремонту магістральних газопроводів без зупинення транспорту газу / О.Ф.Іткін, М.П. Деркач, Ю.В. Банахевич // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 4. – С. 51-53.

4 Крупка В.О. ICAT LS-2001 - принципово нова і технологічно вигідна поліепоксидна ізоляція зварних стиків магістральних газонафтопроводів / В.О. Крупка, А.В. Драгілев, В.О. Шумський // Матеріали науково-практичної конференції-виставки [«Сучасні ізоляційні та відновлювальні технології в нафтогазовому та енергетичному комплексах, будівництві та комунальному господарстві»]. – Львів, 2006.

5 Крупка В.А. Усиление поверхностей, антикоррозионная и химическая защита, новые решения, защита сварных швов. Устройство выхода трубопровода из земли / В.А. Крупка, В.А. Задорожный, А.В. Драгилев // Материалы VIII Международной научно-технической конференции [«Состояние и перспективы применения защитных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли»]: сборник докладов. – Москва, 2012. – С. 16-20.

6 Патент № 25436, Україна МПК F16L 55/16 55/18. Спосіб ремонту ізоляційного покриття трубопроводу / Дьомін Ю.М., Іткін О.Ф., Гольденберг А.М., В.П. Солтис, В.Я. Петренко; – № а 2006 01957; Заявлено 23.02.2006 р.; Опубл. 15.03.2007 р., Бюл. № 3, 2007 р.

Стаття надійшла до редакційної колегії

24.11.11

Рекомендована до друку професором

Є. І. Крижанівським