

Виробничий досвід

УДК 620.1971

АНАЛІЗ ПОРИВІВ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ УМОВАХ

Б.В. Копей, О.О. Кузьмін, Т.П. Венгринюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727146,
e-mail: koreyb@pung.edu.ua

Розглядаються питання, пов'язані із захистом системи трубопроводів. Досліджується практичне і наукове обґрунтування вимог до захисту від корозії, що вимагає результатів пошуку нових шляхів. На основі статистичних даних підрозділів ВАТ “Укрнафта” розглянуто проблеми захисту від поривів на промислових трубопроводах України. Проведено порівняльний аналіз способів відновлення і зміцнення діючих трубопроводів встановленням композитних матеріалів, а також запропоновано конструкційне виконання способу зміцнення трубопроводів з врахуванням впливу різних чинників його відновлення.

Ключові слова: ізоляційне покриття, трубопровід, працездатність трубопроводу.

Рассматриваются вопросы, связанные с защитой системы трубопроводов. Исследуется практическое и научное обоснование требований к защите от коррозии, что требует результатов поиска новых путей. На основе статистических данных подразделений ОАО “Укрнафта” рассмотрены проблемы защиты от порывов на промышленных трубопроводах Украины. Проведен сравнительный анализ способов восстановления и укрепления действующих трубопроводов установкой композитных материалов, а также предложено конструктивное выполнение способа укрепления трубопроводов с учетом влияния различных факторов его восстановления.

Ключевые слова: изоляционное покрытие, трубопровод, работоспособность трубопровода.

This article discusses many issues related to the protection of piping systems. We study the practical and scientific substantiation of requirements for corrosion protection, which requires new ways of search results. The problems of protection from corrosion damage of industrial pipelines in Ukraine based on the statistical units of JSC “Ukrnafta” are studied. The comparative analysis of methods of restoration and strengthening of existing pipelines and installation of composite materials is conducted and the method of structural strengthening of pipelines is proposed taking into account the impact of various factors of its recovery.

Key words: insulation coatings, pipeline, pipeline operating.

Вступ

Більшість нафтогазових родовищ ПАТ „Укрнафта” перебувають на пізній стадії розробки, внаслідок чого разом з нафтою, газом та газовим конденсатом видобувається велика кількість попутної пластової води. Пластові води в більшості випадків є високомінералізованими розсолами. Транспортування такої продукції призводить до значного руйнування підземного обладнання свердловин та систем нафтозборів, що супроводжується великою кількістю поривів на технологічних трубопроводах.

Трубопровідний парк виробничих підрозділів ВАТ “Укрнафта” – широка мережа підземних і надземних комунікацій, що поєднує внутрішньопромислові та міжпромислові трубопроводи.

Основною проблемою, що перешкоджає безперервній та ефективній експлуатації транспортних систем, є корозійне руйнування трубопроводів, результатом чого стають їх пориви, в тому числі і по зварних швах.

Підвищення термінів служби і безремонтного періоду роботи нафтопромислового обладнання неможлива без зниження втрат від корозії у процесі видобування, транспортування і перероблення вуглеводневої продукції.

Протикорозійний захист повинен забезпечити трубопроводи від корозії під час будівництва та всього періоду експлуатації згідно з Національним стандартом України „Загальні вимоги до захисту від корозії” (ДСТУ 4219-2003).

Головними чинниками надійності підземних споруд і тривалості їх безаварійної роботи є правильний вибір матеріалів та обладнання

Таблиця 1 – Статистичні дані поривів трубопроводів ПАТ "Укрнафта"

№ з/п	Назва підприємства	Кількість поривів трубопроводів, шт.					
		2012 рік		2013 рік		2014 рік	
		всі	в т.ч. по зварних швах	всі	в т.ч. по зварних швах	всі	в т.ч. по зварних швах
1	Бориславське НГВУ	85	4	90	5	43	2
2	Долинське НГВУ	723	266	725	257	826	301
3	Надвірнянське НГВУ	59	21	48	10	31	6
4	Охтирське НГВУ	78	18	106	12	110	22
5	Полтавське НГВУ	56	15	52	22	53	11
6	Чернігівське НГВУ	256	18	345	17	273	26
7	Долинський ГПЗ	6	3	2	1	2	2
8	Качанівський ГПЗ	17	1	12	1	13	-

під час проектування та запровадження систем протикорозійного захисту на стадії будівництва та введення в дію. На цих етапах приймаються технічні рішення про впровадження засобів та методів, які впродовж усього терміну служби будуть захищати споруди від корозійного руйнування. Тобто уже на етапі проектування повинні здійснюватись вибір та закладання необхідних засобів та заходів, а не під час тривалої експлуатації, коли запроваджуваний захід уже неефективний.

Аналіз статистичних даних поривів трубопроводів за структурними одиницями ПАТ "Укрнафта"

Статистику поривів трубопроводів за структурними одиницями ПАТ "Укрнафта" наведено в таблиці 1.

Виходячи з даних проведеного аналізу за період з 2012 по 2014 рр., в окремих НГВУ значна частина поривів припадає саме на категорію "по зварних швах", а саме.

Так, в НГВУ „Бориславнафтогаз” кількість поривів по зварних швах значно перевищує кількість поривів по швах, що знаходиться в межах від 5 до 6 відсотків щорічно.

В НГВУ „Долинанфтогаз” кількість поривів по зварних швах значно більша і знаходиться в межах 36%.

В НГВУ „Надвірнанафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 20 до 36 відсотків.

В НГВУ „Охтирканафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 12 до 24 відсотків.

В НГВУ „Полтаванафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 21 до 43 відсотків.

В НГВУ „Чернігівнафтогаз” кількість поривів по зварних швах знаходиться в межах від 5 до 10 відсотків.

Причинами поривів по зварних швах є:

- а) зміна кристалічної ґратки при зварюванні в зоні шва;
- б) порушення технологічного процесу під час проведення зварювальних робіт;
- в) вплив "людського чинника".

Розглянемо стан та термін експлуатації трубопроводного парку загалом по НГВУ "Долинанфтогаз".

Загальна протяжність трубопроводів НГВУ "Долинанфтогаз" складає 782627 м.

Трубопроводний парк, який охоплює систему збору і транспортування нафти і газу, включає: викидні трубопроводи (шлейфи від нафтових свердловин), нафтозбірні колектори, нафтопроводи, газопроводи і трубопроводи цеху підтримання пластового тиску (ЦППТ), шлейфи до нагнітальних свердловин, нагнітальні колектори, водозабірні трубопроводи від природних водойм, водопроводи від УПС.

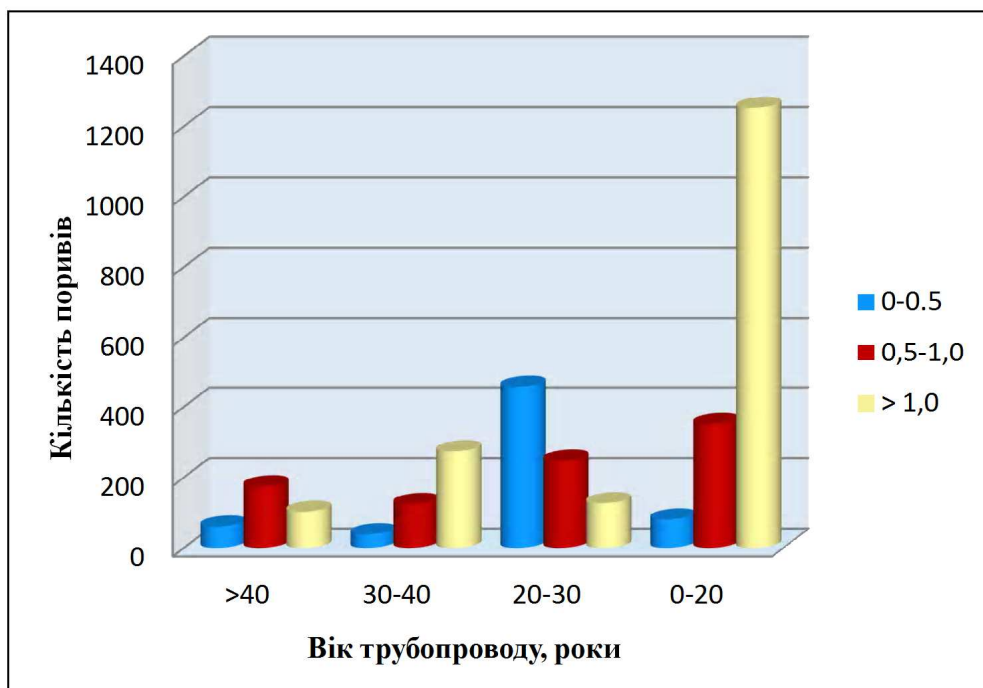
У таблиці 2 зведено дані про віковий стан трубопроводного транспорту НГВУ "Долинанфтогаз" по роках експлуатації. Як бачимо, 58% нафтопроводів і 69,6% водопроводів фізично зносились і потребують заміни або капітального ремонту.

Загальна кількість поривів залежно від терміну, технічного стану трубопроводів, дії як внутрішньої, так і зовнішньої корозії по роках наступна (рис. 1-4).

У 2012 році на технологічних трубопроводах сталося 723 поривів, у тому числі 19 – на внутрішньопромислових нафтопроводах, 156 – на викидних лініях нафтових свердловин, 21 – на внутрішньопромислових газоппроводах, 117 – на внутрішньопромислових водоппроводах і 410 – на водоппроводах до нагнітальних свердловин.

Таблиця 2 – Стан парку трубопроводів НГВУ "Долина нафтогаз"

Вид трубопроводів	Довжина трубопроводів, м	Довжина для вказаного віку трубопроводів					
		до 10 років		від 10 до 20 років		більше 20 років	
		м	%	м	%	м	%
шлейф від свердловини	396472,6	94913,6	23,9	90546,0	22,8	211013,0	53,2
нафтозбірний колектор	43455,3	8168,0	18,8	12256,0	28,2	23031,3	53,0
нафтопровід	31277,3	9976,3	31,9	немає даних	—	21301,0	68,1
шлейф від газової свердловини	5300,0	—	0,0	немає даних	—	5300,0	100,0
газопровід	73520,0	6623,0	9,0	немає даних	—	66897,0	91,0
водозабірний трубопровід від УПС	5400,0	110,0	2,0	немає даних	—	5290,0	98,0
водозабірний трубопровід від природної водойми	27739,0	15659,0	56,5	немає даних	—	12080,0	43,5
трубопровід на скидову свердловину	5228,0	5228,0	100,0	немає даних	—	—	—
нагнітальний колектор	75774,8	27980,8	36,9	8596,0	11,3	39198,0	51,7
шлейф до нагнітальної свердловини	118460,0	36719,0	31,0	28938,0	24,4	52803,0	44,6
Всього:	782627,0	205377,7	26,2	140336,0	17,9	436913,3	55,8



■ - до 0,5 км ■ - від 0,5 до 1,0 км ■ - більше 1,0 км

1 – шлейфи нафтових свердловин; 2 – колектори; 3 – шлейфи нагнітальних свердловин

Рисунок 1 – Залежності кількості випадків поривів трубопроводів від часу їх експлуатації

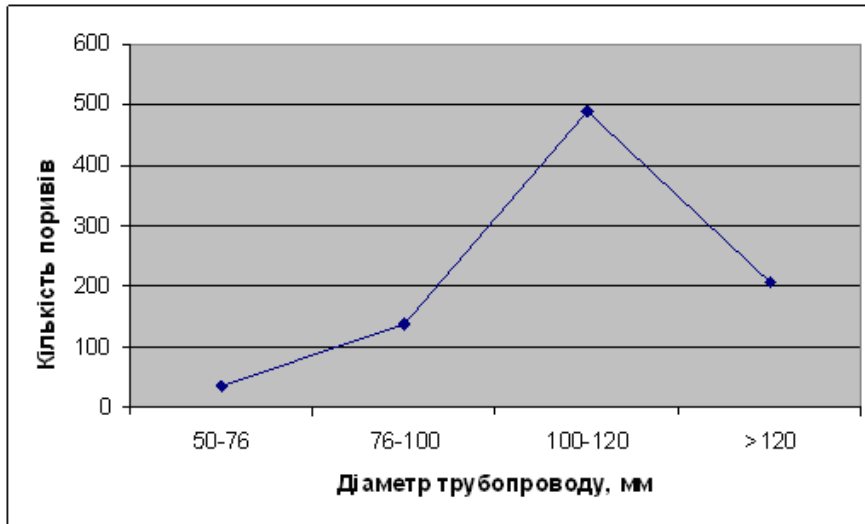
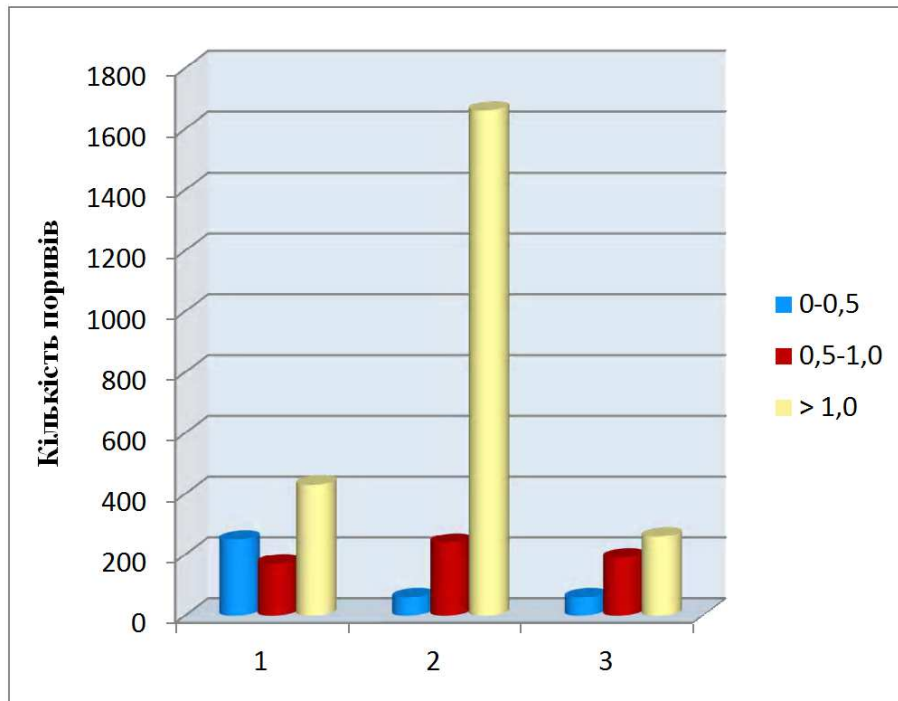


Рисунок 2 – Залежності кількості випадків поривів трубопроводів нафтових свердловин від їх діаметру за період 2012 – 2014 роки



■ - до 0,5 км ■ - від 0,5 до 1,0 км ■ - більше 1,0 км

1- шлейфи нафтових свердловин; 2 – шлейфи нагнітальних свердловин; 3 – колектори

Рисунок 3 – Кількість поривів залежно від довжини трубопроводів

У 2013 році на технологічних трубопроводах сталося 725 поривів, у тому числі: 8 – на внутрішньопромислових нафтопроводах, 147 – на викидних лініях нафтових свердловин, 6 – на внутрішньопромислових газоппроводах, 143 – на внутрішньопромислових водоппроводах і 421 – на водоппроводах до нагнітальних свердловин.

На даний час на об'єктах НГВУ "Долина нафтогаз" інгібіторного захисту не впроваджено, у зв'язку з чим обладнання систем нафтозбору та систем ППТ піддаються значному корозійному руйнуванню, що підтверджується великою кількістю поривів.

Аналіз статистичних даних поривів трубопроводів та їх характер НГВУ "Долина нафтогаз", які найчастіше траплялись за період з 2011 по 2014 рр., згруповано за видами поривів і зведено до таблиці 3.

Ця таблиця наглядно ілюструє факт корозійного руйнування трубопроводів через дію внутрішніх чинників, дія яких перевищує кількість руйнувань чинниками зовнішньої дії (грунтової корозії) від 4 до 15 разів.

Пориви, пов'язані з дією зовнішньої корозії, в 2011 році складають 7,9 %, відповідно від внутрішньої корозії – 92,1 %; в 2012 році від

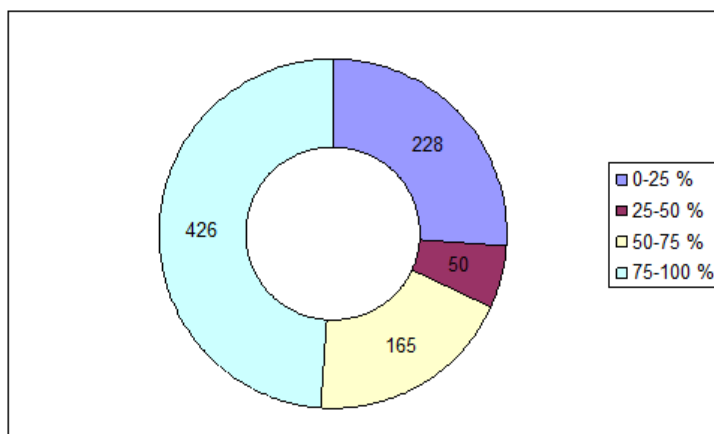


Рисунок 4 – Кількість поривів трубопроводів нафтових свердловин залежно від обводненості продукції

Таблиця 3 – Дані по поривах трубопроводів НГВУ "Долинанафтогаз"

Вид та місце пориву	Рік дослідження		
	2011	2012	2013-2014
Пориви по тілу труби	457	468	1021
Пориви по зварному шву	266	257	601
Пориви, пов'язані з дією зовнішньої корозії	57	43	335
Пориви, пов'язані з дією внутрішньої корозії	666	682	537
в тому числі абразивно-ерозійний знос в нижній частині труби	297	392	695

внутрішньої корозії – 94,1%, а в 2013 році від внутрішньої корозії – 80%.

Пориви по зварному шву в 2011 році складають 36,8%, в 2012 році – 35,4%, а в 2013 році – 36,4% від загальної кількості поривів.

Найбільша кількість поривів відбувається на водопроводах – більше 75% від загальної кількості поривів. Це пояснюється, в першу чергу, тим, що трубопровідний транспорт системи ППТ працює в екстремальних умовах: трубопроводами транспортується корозійно-агресивна високомінералізована пластова вода (швидкість корозії 0,4-2,2 мм/рік) з високою швидкістю та під високим тиском (15-18МПа). Системою ППТ щорічно транспортується 2323 тис. м³ води, з них 1816,36 тис. м³ – пластової води, 506,62 тис. м³ – прісної води.

В таких умовах експлуатації трубопроводів із сталевих труб труби безвідмовно працюватимуть 3-4 роки, далі спостерігаються пориви трубопроводу, що призводить до витоку підтоварної води, створення небезпечної екологічної ситуації. Тому питання протикорозійного захисту нагнітальних ліній систем ППТ НГВУ "Долинанафтогаз" є актуальним.

Для більш наочної картини проаналізовано систематичні пориви (більше 20 поривів на трубопроводі протягом одного року). Наприклад, на нагнітальному колекторі від КНС-7 до ВРБ-2 Північна Долина в 2011 році сталося 42 пориви, в 2012 році – 27 поривів. На нагнітальному колекторі від КНС-7 до ВРБ-8 в 2011 році сталося 46 поривів, а в 2012 – 37 поривів. На шлейфі до нагнітальної свердловини від

ВРБ-12 до свердловини 284 Долина стався 61 порив у 2011 році; на шлейфі до нагнітальної свердловини від ВРБ-9 до свердловини 296 Долина сталося 44 пориви в 2012 році, а на шлейфі до нагнітальної свердловини від КНС-2 до свердловини 185 Північна Долина сталося в 2013 році 38 поривів, а в 2012 році – 92 пориви і т.д.

Витрати у 2013 році на ліквідацію поривів по цих трубопроводах склали 2359882 грн (середня вартість робіт з ліквідації одного пориву складає 2857 грн), на сплату штрафних санкцій за шкідливі викиди – 18283 грн.

Як видно з наведених даних, трубопроводи системи ППТ НГВУ "Долинанафтогаз" потребують негайного і першочергового захисту від корозійного руйнування.

Отже, промислові трубопроводи повинні споруджуватись та функціонувати як системи, в яких виникнення ризику відмов та аварій буде зведено до мінімуму [1].

Традиційно захист від ґрунтової, атмосферної та інших видів корозії забезпечують ефективним вибором ізоляційного покриття у поєднанні із катодним захистом [2]. Тривалий час для захисту трубопроводів використовували рулонне поліетиленове покриття. Ізоляцію наносили холодним способом у трасових умовах і без особливої підготовки поверхні труби. Проте з часом виявились недоліки цього виду покриття.

Руйнування полімерного покриття закладається ще на стадії спорудження трубопроводів [3], що пов'язано із розгерметизацією шва

між суміжними витками при нанесенні ізоляційної стрічки. Зморшки і гофри в покритті, що призводять до розшарування стрічки в напуску, виникають внаслідок дії на покриття вертикального тиску ґрунту, поперечних і повздовжніх переміщень трубопроводу на викривлених ділянках. Якщо полімерні стрічки в напуску накладено з порушенням вимог технології їх нанесення, то під ними трубопровід не захищений від корозії [3].

Останнім часом приділяється велика увага розробкам, які пов'язані зі способами протикорозійного захисту нафтогазопроводів, прокладених у ґрунтах з різним ступенем мінералізації, у болотних, замулених ґрунтах, які містять сульфатредуючі бактерії, шляхом розробки рецептури нових композицій антикорозійного покриття із введенням в нього інгібіторів корозії та біоцидів різних модифікацій з метою покращення антикорозійних, ізоляційних характеристик. Введення в покриття біоцидів (антисептиків) посилює біостійкість бітумного покриття, а також виключає проростання в нього коренів рослин, що руйнують цілісність покриття [4, 5, 6].

Проте наведені вище матеріали мають низку недоліків. Це, наприклад, невисока адгезія, особливо до поліетилену, або складна технологія використання, а також висока вартість матеріалів. Тому дуже важливим питанням є вибір в'язучого для скловолоконних армувальних матеріалів.

На підставі проведених досліджень було розроблено спосіб попередження розвитку корозійних дефектів трубопроводів.

Створення способу попередження корозійних дефектів поверхні трубопроводів шляхом застосування нового складу багатокомпонентного композитного покриття дасть змогу розширити функціональні можливості способу і збільшити час експлуатації трубопроводу за рахунок забезпечення високої міцності і адгезії покриття до трубопроводу [7, 8].

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ЧАСТИНА

Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу розроблено композитне покриття „ІКП”, яке являє собою композицію на основі епоксидної смоли або поліуретану, армованої склотканиною, призначене для зовнішньої ізоляції підземних сталевих промислових нафтогазопроводів та інших споруд з метою їх захисту від ґрунтової корозії.

Лабораторією сертифікаційних випробувань протикорозійних ізоляційних покриттів трубопроводів Фізико-механічним інститутом ім. Г.В. Карпенка НАН України проведено випробування ізоляційного композитного покриття „ІКП”. [9].

Ізоляційне композитне покриття являє собою конструкцію, де на шар епоксидного покриття марки ЕДТ – 10П, що складається із епоксидної модифікованої смоли ЕД – 10 і модифікованого затверджувача на основі амінів, накладене скловолокно марки Т-10-80 і зверху

покрите поліуретановою композицією 3М Scotchkote 352, яка складається з двох компонентів: компонент А (основа) і компонента Б (затверджувача).

Покриття призначене для ізолювання підземних, підводних та надземних сталевих нафтогазопроводів, а також інших підземних і надземних металевих споруд (ємностей, сполучних деталей, засувок та інших) для попередження розвитку корозійних дефектів та захисту від ґрунтової та інших видів корозії згідно з вимогами ДСТУ 4219 – 2003.

Покриття можна наносити в польових або заводських умовах за допомогою автоматизованої установки для нанесення ізоляційного покриття на трубопровід.

Випробування здійснювались за такими показниками:

- товщина (ГОСТ 17035-86);
- міцність на удар (ДСТУ 4219-2003);
- діелектрична суцільність (ДСТУ 4219-2003);
- перехідний питомий електричний опір (ДСТУ 4219-2003);
- адгезія (ДСТУ 4219-2003);
- термостійкість (ДСТУ 4219-2003);
- водопоглинання (ВБН В.2.3-00018201.01.02.01-0-96).

У ході проведення випробувань використовувались зразки з покриттям, нанесеним на металеві пластинки розміром 150×150×4 мм.

Співвідношення при змішуванні компонентів композиції 3М Scotchkote 352: 3 частини компоненту А до 1 частини компоненту Б подано в таблиці 4.

Таблиця 4 – Композиція покриттів

№ зразків	Композиція покриття
1	Шар епоксидної ґрунтівки Силовий бандаж Шар покриття 3М Scotchkote 352 Силовий бандаж Шар покриття 3М Scotchkote 352
2	Шар епоксидної ґрунтівки Силовий бандаж Шар покриття 3М Scotchkote 352
3	Шар епоксидної ґрунтівки Скловолокно Шар покриття 3М Scotchkote 352 Скловолокно Шар покриття 3М Scotchkote 352
4	Шар епоксидної ґрунтівки Скловолокно Шар епоксидної ґрунтівки Скловолокно Шар покриття 3М Scotchkote 352
5	Шар епоксидної ґрунтівки Скловолокно Шар покриття 3М Scotchkote 352

Таблиця 5 – Фізико-механічні та захисні властивості ізоляційних композитних покриттів

Найменування показників	Методи контролю	Вимоги ДСТУ 4219-2003			Результати випробувань зразків				
		Клас А	Клас Б	Клас В	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Зовнішній вигляд	ДСТУ 4219	Відсутність пухирів, гофр і складок			Відповідає				
Товщина покриття, мм	ГОСТ 17035	1,5-2,0,-4,2			2,60	1,58	1,66	1,56	4,2
Міцність на удар за температури 20° С, Дж, не менше	ДСТУ 4219 Додаток А	4	8	15	8	4	12	8	15
Діелектрична суцільність. Відсутність пробою електричним струмом за напруги 5 кВ/мм товщини	ДСТУ 4219 Додаток В	Витримує			Витримує				
Перехідний питомий електричний опір покриття в 3 %-ному розчині NaCl за температури 20° С, Ом·м ² , не менше	ДСТУ 4219 Додаток Г	10 ⁷	10 ⁸	10 ¹⁰	1,2×10 ⁸	1,1×10 ⁸	1,2×10 ⁸	1,1×10 ⁸	1,1×10 ¹⁰
Адгезія до сталі, Н/мм ² , не менше	ДСТУ 4219 Додаток Е.3	–	5,0	7,5	5,0	5,0	5,0	5,0	7,8
Термостійкість, °С, 5 год	ДСТУ 4219	Клас ГТ			80	80	80	80	80
Водопоглинання, %, 24 год, не більше	ВБН В.2.3-00018201.01.02.01-0	0,2			0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Композицію покриттів з відповідними номерами зразків наведено у таблиці 4. Результати випробувань фізико-механічних та захисних властивостей ізоляційних композитних покриттів наведені у таблиці 5.

За фізико-механічними та захисними властивостями покриття поділяються на класи, конкретизовані у ДСТУ 4219 -2003, згідно з яким клас А – нормальне покриття, клас Б – посилене покриття, клас В – дуже посилене покриття.

За даними табл. 5 видно, що кращими фізико-механічними та захисними властивостями володіє зразок № 5, покриття якого складається з шару епоксидної ґрунтівки, нанесеного на неї скловолокна і поліуретанової композиції 3 м Scotchkote 352 (рис. 5. а, б).

Результати випробувань фізико-механічних та захисних властивостей ізоляційного композитного покриття трубопроводів наведено в таблиці 5.

Міцність на удар отриманого покриття складає 15 Дж, що відповідає покриттю класу В. Адгезія до сталі в діапазоні температури від 20⁰С до максимальної дорівнює 7,8 МПа, що також відповідає покриттю класу В.

Перехідний питомий електричний опір покриття (електричний опір між ізольованим за допомогою захисного покриття металом трубопроводу та ґрунтом, який віднесено до одиниці площі поверхні трубопроводу) складає 8,1·10¹⁰ Ом·м² (згідно з ДСТУ 2419 – 2003 цей показник повинен задовольняти 10¹⁰ Ом·м).

Таким чином, отримане покриття сумісне із системою катодного захисту і забезпечує стійкість покриття до відшарування при катодній поляризації, а також високу стійкість адгезії покриття до сталі в умовах підвищеної вологості. Призначене як для підводного використання, так і для звичайних умов. Покриття призначене для тривалої експлуатації в умовах підвищеної вологості за температури до 65⁰ С. У відносно сухих умовах температура експлуатації покриття до +100⁰ С. Може наноситись у складних польових умовах, що вимагають швидкість нанесення, високу механічну і хімічну стійкість, а також високі захисні властивості покриття.

Даний спосіб забезпечує високу технологічність і простоту нанесення покриттів, оскільки монтаж даних покриттів не потребує досягнення особливих контрольованих параметрів, таких як

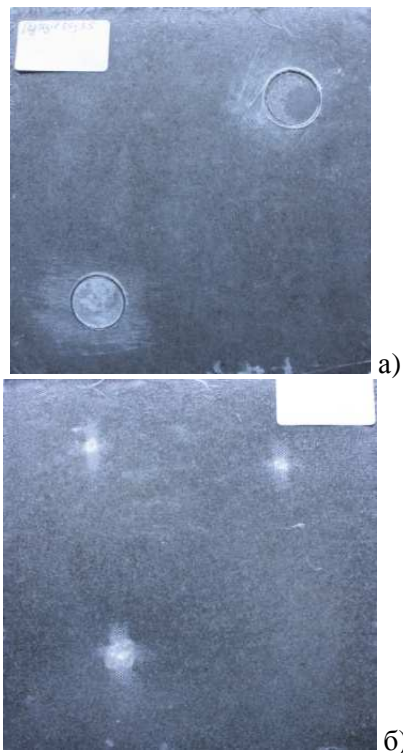


Рисунок 5 – Зразки з покриттям після випробувань на адгезію (а) та ударну міцність (б)

очищення поверхні до металевого блиску і нагрів до певної температури. Спосіб ефективний в умовах, коли нагрів труби при нанесенні ізоляції недопустимий. Захисне покриття, яке отримують згідно із даним способом для захисту труб від пошкоджень, відзначається термостійкістю, міцністю, високою адгезією до труб, високими ізоляційними та протикорозійними властивостями.

ВИСНОВКИ

Захисне покриття, яке отримане згідно з даним способом для захисту труб від пошкоджень, відзначаються термостійкістю, міцністю, високою адгезією до сталевих труб, високими ізоляційними та протикорозійними властивостями. В'язкість під час удару отриманого покриття складає 15 Дж.

Для зменшення водопоглинання і збільшення адгезії покриття до труби наносять поліуретанове покриття, яке володіє водовідштовхувальними властивостями. Це дає можливість вилучити з процесу зміцнення трубопроводу додаткову операцію апретування (нанесення на поверхню труби гідрофобних водовідштовхувальних) покриттів.

Результати випробувань фізико-механічних і захисних властивостей ізоляції композитного покриття «ІКП» на основі поліуретанової композиції «3М Scotchkote 352» свідчать про їх відповідність вимогам до захисних покриттів посиленого і дуже посиленого типу.

Даний тип зовнішнього покриття використовується в технології будівництва, ремонту пошкоджень ізоляційних покриттів, ізоляції зварних стиків та поривах промислових трубопроводів.

Література

1 Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. Том 11 / Г.М.Никифорчин, С.Г.Поляков, В.А.Черватюк, І.В.Ориняк, З.В.Слободян, Р.М.Джала. – Львів: СПОЛОМ, 2009. – 504 с.

2 Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії : ДСТУ 4219-2003 [чинний від 2003-00-00]. – К. : Держстандарт України, 2003. – 100 с.

3 Валеев М. М., Асадуллин М. З., Аскарров Р. М. и др. Мероприятия по обеспечению безопасности магистральных газопроводов ООО «Баштрансгаз» // Материалы Второго научно-технического семинара «Обеспечение промышленной безопасности производственных объектов топливноэнергетического комплекса Республики Башкортостан. – Уфа.: Издательство УГНТУ, 1999. – С. 87-93.

4 Пат. 89709, Україна, МПК С23F 11/00F16L58/02. Спосіб протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів, прокладених в болотних, замулених ґрунтах які містять сульфатредуючі бактерії / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ; заявка № а200807330, заявл. 27.05.2008; опубл. 25.02.2010., Бюл. № 4. – 8 с.

5 Пат. 84769, Україна, МПК F16L58/02 (2006.01)/308В 9/032 (2006.01). Спосіб ремонту сталевих трубопроводів / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ; заявка № а200613389, заявл. 18.12.2006; опубл. 25.11.2008., Бюл. № 22. – 10 с.

6 Пат. 82775, Україна, МПК С23F11/00, F16L58/02 (2006.01). Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ; заявка № а200610/07, заявл. 21.09.2006; опубл. 12.05.2008., Бюл. № 9. – 3 с.

7 Копей Б.В. Спосіб попередження розвитку тріщиноподібних корозійних дефектів поверхні трубопроводів / Б. В. Копей, Т. П. Венгрияк // Нафтогазова енергетика: Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 10–14 жовтня 2011 р.) – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – С. 82.

8 Пат. 101532 Україна, Спосіб попередження розвитку тріщиноподібних та корозійних дефектів поверхні трубопроводів / Венгрияк Т. П., Копей Б.В.: заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; заявка № а201107154, заявл. 06.06.2011; опубл. Бюл. № 7.

9 ТУ У 26.1–02070855.003–2010 „Ізоляційне композитне покриття трубопроводів. Технічні умови”.

Стаття надійшла до редакційної колегії 11.06.15

Рекомендована до друку професором **Петриною Ю.Д.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Тарабариним П.В.** (НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)