

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ПІДВОДНИХ ПЕРЕХОДІВ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

¹О.М.Карпаш, ²В.М.Москвіч, ³В.М.Василюк, ¹А.В.Яворський

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42430;
e-mail: karpash@nung.edu.ua

²АТ „Трест Підводтрубопровід”, м. Київ, вул. Курнатовського, 20, тел. (044) 5102595

³ВАТ „Укртранснафта”, м. Київ, вул. Артема, 60, тел. (044)

Главным негативным последствием аварий на нефтегазопроводах является влияние на объекты окружающей среды. Рассматриваются вопросы актуализации нормативных документов и усовершенствования технических средств контроля качества подводных переходов трубопроводов.

Influence on environment objects is the main negative consequence of oil and gas pipelines damages. The issues of normative documents actualization and techniques of underwater crosses quality control are considered.

Трубопровідні системи є однією з найважливіших складових енергетичного комплексу нашої країни, а їх безперебійне функціонування має життєво важливе значення для населення та економіки країни.

Нафтопровідна система України формувалась переважно з 60-их років минулого століття і на початок 2000 року термін служби більше як половини нафтопроводів перевищив або близький до нормативного терміну експлуатації. Підводний перехід – особливий конструктивний елемент лінійної частини трубопроводу (рис. 1), який є потенційно небезпечним для навколишнього середовища [1].

Технічні коридори магістральних нафтопроводів проходять у зонах, що характеризуються наявністю розвинених та складних систем водних об'єктів, таких як ріки Дніпро, Дністер, Тиса та ін. Надійність та безпека підводних переходів трубопроводів характеризує ряд факторів техногенного та природного характеру, наведених у таблиці 1 [1].

Основним негативним наслідком аварій на

нафтопроводах є вплив на об'єкти природного середовища. До уваги необхідно брати і той фактор, що витікання нафти чи газу, як правило, можна виявити через 12 і більше годин з часу аварії.

У зв'язку з цим під час аварій на нафтопроводах найвагоміші наслідки пов'язані із забрудненням нафтою водних об'єктів. Масштабність забруднення, велика швидкість його поширення, значна кількість чинників та інваріантність аварійних ситуацій роблять проблему захисту водних об'єктів під час аварій на підводних переходах МН дуже складною [2].

Нафта, що потрапляє у воду, може не тільки переноситися на сотні кілометрів від місця аварії, викидатися на берег, але й проникати в товщу води, накопичуватися в донних осадах, втрачати свої початкові властивості, перетворюватися в комплекс вуглеводнів, які діють на все живе у водоймі зовсім інакше, ніж сама нафта.



Рисунок 1 – Підводний перехід трубопроводу

Таблиця 1 – Основні фактори, які визначають стан підводного переходу

Група факторів	Фактори
Дефекти тіла труби і зварних швів	Втрати металу, його розшарування, задирки, поздовжні і поперечні тріщини, дефекти геометрії труби, вм'ятини, гофри
Зовнішні антропогенні механічні впливи	Глибина закладання трубопроводу, рівень антропогенної активності, степінь захисту наземного обладнання, узгодження зі сторонніми організаціями проведення робіт в охоронній зоні.
Корозія	Нормативні забезпеченість засобами ЕХЗ, стан ізоляційного покриття, корозійна активність ґрунту, наявність підземних металевих споруджень і енергосистем поблизу траси трубопроводу, стрес-корозія (корозія під напругою), біокорозія.
Якість труб	Технологія виготовлення і марка сталі труб, постачальник труб, термін експлуатації трубопроводу.
Якість будівельно-монтажних робіт	Категорія ділянки за складністю виробничих робіт, контроль якості будівельних і зварювально-монтажних робіт, технологія і сезон будівництва (прокладки).
Конструктивно-технологічні фактори	Товщина стінки труби, надійність захисту від гідравлічних ударів, надійність телемеханіки, система контролю втрати, наявність деталей польового виготовлення, наявність на ділянці лінійної арматури та наземних вузлів розгалуженої конфігурації.
Природний вплив	Несуча спроможність ґрунтів, наявність зсувів, водяна і вітрова ерозія, сейсмічність району.
Експлуатаційні фактори	Експлуатаційна документація, стан охоронної зони, частота патрулювання (обходи, обльоти, об'їзди) траси, періодичність і якість діагностики і ремонту, кваліфікація працівників, організація навчання персоналу, якість зв'язку, система оповіщення, план проведення аварійних робіт, техоснащення.

Аналіз причин пошкоджень свідчить, що в результаті вібрації розмитих ділянок трубопроводів внаслідок течії відбувається понад 70% аварій, пошкодження суднами, що проходять, та якорями – 11%, корозія – 9%, неякісне зварювання з'єднань та підсилювальних муфт – 4%, пошкодження льодом – 2%, ерозія берегових зон – 2%.

Розслідування та аналіз причин аварій трубопроводів, які відпрацювали понад 20 років, засвідчує, що їх старіння впливає на збільшення числа відмов. Це насамперед пов'язано зі зниженням захисних властивостей ізоляційного покриття, з накопиченням і розвитком дефектів у трубах і зварних з'єднаннях, з процесами старіння металу. Знижуються властивості пластичності і в'язкості металу та зварних з'єднань.

Саме по собі старіння металу труб ні в якому разі не виключає подальшого використання трубопроводів, однак в умовах їх подальшої експлуатації, зокрема, рівень робочого тиску і температури перекачувального продукту, повинні враховувати ступінь деформаційного старіння металу.

Для забезпечення безпечної експлуатації підводних переходів необхідно знати не тільки показники фізичного старіння труби, але й деградацію інших її елементів (ізоляційного покриття, арматури, заглиблення в дно водойми і т.д.), фактичний стан пошкоджень, профілакти-

ки, ремонту, модернізації, організації управління довговічністю усього об'єкта [3].

В умовах домінуючого впливу на надійність процесів втоми, корозії та деградації матеріалу систем нафтогазопостачання за нерівномірного та вибіркового розвитку цих процесів традиційні методи і засоби попередження аварій та прямих витрат нафти практично вичерпали свої можливості.

Раніше було розроблено низку методичних [4, 5] та нормативно-технічних документів, які визначають правила проектування, будівництва [3] та експлуатації переходів трубопроводів (в основному, газопроводів) через водні перешкоди, загальним принципом яких є попередження аварійних розливів нафти або вихід газу для збереження ефективності трубопровідної системи. Проте розробникам важко було передбачити на багато років уперед різні сценарії розвитку ситуації на підводних переходах, темпи розвитку засобів та технологій контролю якості металоконструкцій.

Згідно з чинним стандартом підприємства [6] головним критерієм, який дає можливість визначити технічний стан підводного переходу магістрального газопроводу, є товщина стінки трубопроводу і за показниками залишкової товщини стінки визначають критичний стан, довговічність і ресурс підводного переходу.

В окремих випадках, де є технічна можливість (камери приймання-запуску поршнів), проводять внутрішньотрубну діагностику підводних переходів.

Окрім того, в ряді закордонних стандартів [7] рекомендується під час оцінки технічного стану враховувати наявність, розміри та місце знаходження корозійних, механічних і металургійних дефектів, а також руслові деформації. Обстеження технічного стану також передбачає регулярний візуальний огляд (патрулювання) і планові водолазні й приладові обстеження та гідрометричні і топографо-геодезичні роботи. Однак методи, технічних засобів, що давали б змогу здійснювати такий контроль, у стандарті не наводиться.

На наш погляд, вимоги технологічної та економічної безпеки вимагають дещо нових підходів. Тут необхідно одночасно вирішувати два завдання.

1. Актуалізація комплексу нормативно-технічної документації, що стосується забезпечення технологічної безпеки підводних переходів магістральних нафтогазопроводів у процесі їх будівництва, експлуатації та реконструкції, особливо це важливо, з огляду на названі вище причини, для нафтопроводів.

У нормативних документах мають бути регламентовані такі основні вимоги:

- перелік об'єктів (обладнання, конструкції, інженерні мережі тощо), які підлягають контролю – технічні вимоги до якості контрольованого виробу;

- обсяг та види контролю на різних етапах свого життєвого циклу (вхідний контроль, монтаж, будівництво, приймальні випробування, експлуатація, ремонт, реконструкція та ін.);

- зони виникнення потенційно-небезпечних дефектів та їх типи;

- бракувальні критерії до кожного виду контрольованого обладнання та типів дефектів;

- вимоги до методів і засобів, що використовуються для проведення контролю, у тому числі і до стандартних взірців підприємств, на яких здійснюється налагодження апаратури;

- періодичність проведення контролю;

- вимоги до персоналу, що проводить контроль;

- алгоритм дії фахівця з проконтрольованими виробами;

- вимоги до форм та змісту документів, що складаються після проведення контролю.

Пропонується в першу чергу розробити такі нормативні документи:

- Підводні переходи магістральних нафтопроводів. Контроль якості та приймання будівельних робіт.

- Технічна експлуатація підводних переходів магістральних нафтопроводів. Контроль технічного стану.

- Технічна експлуатація підводних переходів магістральних нафтопроводів. Правила виконання регламентних та ремонтних робіт.

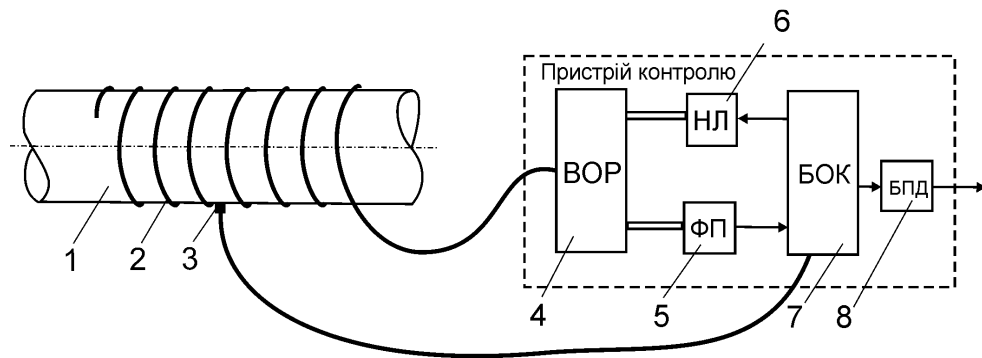
- Підводні переходи магістральних нафтопроводів. Правила виконання аварійних робіт.

2. Розроблення та впровадження нових технічних засобів для оцінки технічного стану підводних переходів, які дали б змогу розширити реальний спектр контрольованих технічних характеристик підводних переходів.

Одним з основних факторів, що можуть призвести до пошкодження (деформації) підводних переходів, є природні дії (переформування русла та берегів ріки в місцях переходів, наявність зсувів, зміна несучої здатності ґрунту, водна та вітрова ерозії тощо) на підводний перехід. Слід зазначити, що інтенсивність на ділянках підводних переходів значно вища, ніж на ділянках річок, на яких не проводиться будівництво. На основі існуючих нормативних методів неможливо зробити достовірний прогноз переформування русла і як наслідок забезпечити необхідні додаткові гідротехнічні заходи для захисту підводних переходів від негативних дій руслових процесів. На практиці визначення просторового розміщення підводного переходу в окремих випадках проводились на основі безконтактних методів з поверхні води за допомогою систем які, як правило, складаються з корабельного трасошукача, ехолота і системи глобального позиціонування. Прикладом таких систем можуть бути системи комплексного обстеження підводних переходів трубопроводів російського виробництва АМК „Скат” [8] і „Гидромастер” [9]. Окрім застосування надводних систем, проводиться також візуальне обстеження річкового дна на предмет оголення підводних ділянок трубопроводів за допомогою керованих підводних роботів, обладнаних засобами відеоспостереження або за допомогою водолазів. Проте такі обстеження через високу вартість, роботомісткість і сезонність робіт, складність проведення контролю проводяться в кращому випадку 1-2 рази на рік, що є недостатньо для річок з великою швидкістю течії і різкою зміною рівня води. Виходячи з цього, важливо одержувати інформацію про зміщення нафтопроводу на підводних переходах для вжиття відповідних захисних заходів. Також проводиться тільки геодезична зйомка кривої провисання трубопроводу та фактичного профілю балкового переходу (положення вигнутої осі у вертикальній площині) з використанням приладів типу нівелір. При цьому досліджуються тільки відкриті ділянки переходів [5].

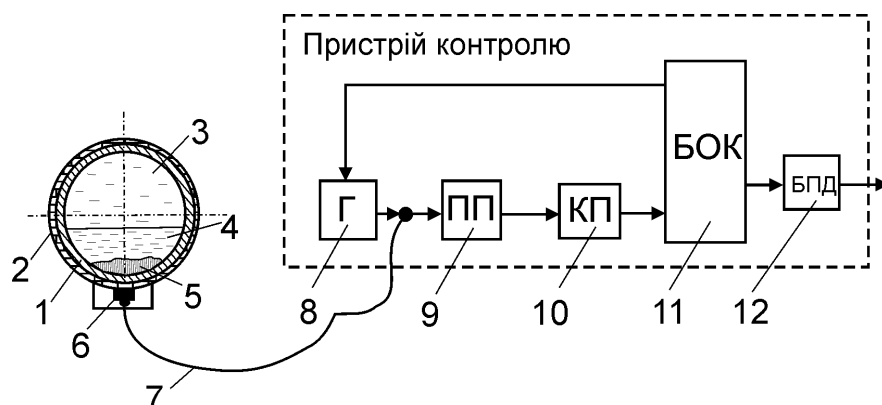
Тому необхідно розробити методи точного визначення відхилення просторового положення трубопроводу та його елементів від проектного або базового – того, яке було зафіксовано в матеріалах приймальних випробувань збудованого трубопроводу.

Виявляти зміщення підводного переходу трубопроводу пропонується за допомогою волоконно-оптичного давача (ВОД), який обмотується навколо тіла труби. Вибір ВОД для цього завдання пов'язаний з багатьма перевагами перед класичними давачами деформації – тензоперетворювачами. На відміну від тензоперетворювачів установаження ВОД не вимагає складних технологічних операцій на тілі труби, ВОД є корозійнонеактивними і нечутливими до



1 – нафтопровід; 2 – волоконно-оптичний давач із дзеркальним закінченням;
3 – давач температури; 4 – волоконно-оптичний розгалужувач; 5 – фотоприймач;
6 – напівпровідниковий лазер; 7 – блок оброблення і керування; 8 – блок передачі даних

Рисунок 2 — Реалізація пристрою контролю зміщення секції підводного переходу нафтопроводу



1 – нафтопровід; 2 – ізоляція; 3 – нафта; 4 – вода; 5 – шлак; 6 – суміщений ультразвуковий перетворювач; 7 – з'єднувальний кабель; 8 – генератор; 9 – попередній підсилювач;
10 – компаратор; 11 – блок оброблення і керування; 12 – блок передачі даних

Рисунок 3 — Реалізація пристрою для оцінки рівня рідини та наявності шлакових відкладень у діючих нафтопроводах

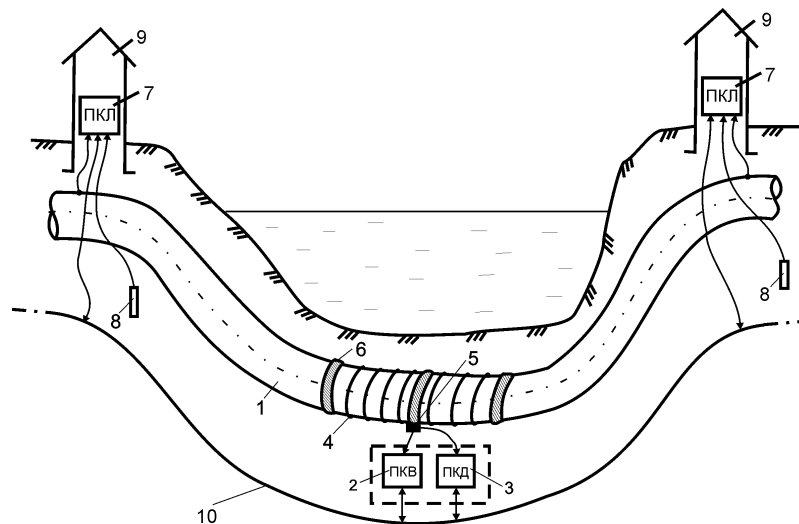
зовнішнього електромагнітного випромінювання, окрім цього довжина чутливого елемента ВОД може становити 25 км. ВОД також можуть служити елементом охоронної системи нафтопроводу для запобігання несанкціонованого відбирання нафтопродуктів [10]. Реалізація пристрою контролю зміщення секції підводного переходу нафтопроводу зображена на рисунку 2 [11].

Робота пристрою базується на тому, що під час деформації ВОД, яка викликана зміною осевого напруження секції нафтопроводу під час його зміщення, змінюється швидкість поширення світлого сигналу у ВОД. Зміна фази між надісланим і прийнятим світловими сигналами пропорційна зміщенню трубопроводу. Оскільки оптичні властивості ВОД залежать також і від температури під час розрахунку зміщення, вводиться температурна поправка на основі вимірювання температури секції нафтопроводу, де встановлений ВОД. Досвід застосування ВОД для визначення зміщення трубопроводів засвідчує чутливість даних пристроїв контролю до переміщень на рівні 5 мкм [12].

Окрім того, поряд з основними завданнями діагностики для підводних переходів нафто-

проводів існує також проблема контролю накопичення води і шлаку в порожнині труби [13, 14]. Вода і шлак, що накопичуються в нижній частині переходу перекривають прохідний переріз труби і створюють додатковий опір потоку транспортованої нафти. Такі накопичення створюють загрозу пошкодження як самої труби, так і апаратури під час проведення внутрішньотрубної діагностики. Для оцінки рівня води і наявності шлакових відкладень без втручання в нафтопровід пропонується використовувати пристрій, реалізація якого зображена на рисунку 3.

Визначення рівня рідини і наявності шлакових відкладень ґрунтується на акустичному ехо-імпульсному методі визначення глибини. Ультразвуковий перетворювач закріплюється в нижній точці нафтопроводу за допомогою утримуючого хомута (довговічний акустичний контакт перетворювача забезпечується за допомогою силіконового мастила). Внаслідок різної швидкості поширення ультразвуком хвилі в металі, воді, шлаці і нафті можна на основі аналізу відбиттів ідентифікувати наявність рідини в нафтопроводі за двома пакетами імпульсів або за серією імпульсних пакетів для шлакових



1 – нафтопровід; 2 – пристрій контролю водовмісту; 3 – пристрій контролю деформації;
4 – волоконно-оптичний датчик; 5 – ультразвуковий датчик об'єднаний із здавачем температури;
6 – хомути кріплення; 7 – пристрій контролю захисного потенціалу; 8 – порівняльний електрод;
9 – контрольно-вимірювальна колонка; 10 – кабель зв'язку і живлення

Рисунок 4 — Реалізація системи моніторингу технічного стану підводних переходів нафтопроводів

відкладень, що відповідають відбиттям від меж розділу метал-шлак, шлак-вода та вода-нафта. Тривалість часу між відбиттям прямо пропорціональна рівню рідини в нафтопроводі.

Також підводні переходи відносять до найнебезпечніших корозійних ділянок нафтопроводу. Як відомо, швидкість корозії металу зовнішньої поверхні нафтопроводу практично повністю залежить від таких основних факторів [15]:

- якості протикорозійного покриття, що визначається, в основному, величиною перехідного опору та силою адгезії до поверхні труби);
- достатньою за величиною та стабільністю у часі поляризацією металу поверхні труби, що досягається правильним застосуванням засобів електрохімічного захисту).

За умови повільної зміни першого фактора основною причиною, що суттєво впливає на швидкість розвитку корозійних дефектів, залишається другий фактор. З огляду на думку провідних фахівців з протикорозійного захисту (С.Г.Поляков – ІЕЗ ім. Патона, Ю.Кузьменко „ВНІПТРАНСГАЗ” – Київ, Н.П.Глазов – „ВНИСТ”, Москва), кожна перерва в роботі засобів електрохімічного захисту неминує прискорює розвиток корозійних дефектів. Таким чином, величина та наявність електрохімічного захисту нафтопроводів у часі покладені на стан їх протикорозійних покриттів, які визначають надійність нафтопроводів. Виходячи з цього та з вимог ДСТУ 4219-2003 [16] для підводних переходів нафтопроводів, необхідно забезпечити неперервний контроль захищеності в часі.

На основі наведеного пропонується система моніторингу технічного стану підводних переходів нафтопроводів (рисунок 4), яка дає можливість одночасно контролювати зміщення секцій підводного переходу нафтопроводу, рівень води і накопичення шлакових відкладень в

його порожнині та стан електрохімічного захисту даної ділянки.

Стан електрохімічного захисту підводного переходу визначається шляхом постійного вимірювання потенціалу „труба – порівняльний мідно-сульфатний електрод” за допомогою пристрою контролю потенціалу. Такі пристрої розміщуються в контрольно-вимірювальних колонках на берегах ріки. Контрольно-вимірювальна колонка одночасно використовується як інформаційно-попереджувальний знак для позначення охоронної зони і траси нафтопроводу. Дані про рівень води в нафтопроводі, наявність шлаку, зміщення нафтопроводу і рівень захисного потенціалу на кінцях підводного переходу постійно передаються через кабель зв'язку на диспетчерський пункт для подальшого аналізу, збереження даних і прийняття відповідних технологічних рішень.

Впровадження запропонованої системи моніторингу технічного стану підводних переходів магістральних нафтопроводів в поєднанні з належним нормативним забезпеченням дасть змогу правильно вибирати обсяги робіт з проведення контролю технічного стану переходу, планувати проведення профілактичних робіт з підтримання належного стану підводного переходу, що у свою чергу суттєво збільшує термін його експлуатації. Окрім того, дані, що накопичуються під час функціонування такої системи моніторингу, можуть бути з успіхом застосовані для розроблення будівельно-проектної документації на нові підводні переходи.

Література

1. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 195 с.: ил.

2. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1977. – 223 с.
3. Батыров К.А., Лерман М.Г. Строительство магистральных трубопроводов на участках повышенной сложности. – К.: Будівельник, 1983. – 104 с.: ил.
4. РД 39.30-1060-84 Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных трубопроводов. – Миннефтегазпром, 1984. – 42 с.
5. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. – ANSI/ASME B 13G-1984, The American Society of Mechanical Engineers.
6. СТП 320.30019801.053-2002 Магістральні газопроводи. Технічне обслуговування та ремонт підводних переходів.
7. ВРД 39-1.10-016-2000 Методика оценки работоспособности балочных переходов магистральных газопроводов через малые реки, ручьи и другие препятствия. – М., 2000. – 22 с.
8. АМК „Скат”, www.fort21.ru.
9. „Гидромастер”, www.hydromaster.ru.
10. Future Fibre Technologies (FFT). Secure Pipe. www.fft.com.au. 2006.
11. Патент №224850 Россия G01K11/32. Волоконно-оптический датчик деформаций / Яковлев М.Я., Цуканов В.Н. – Опубл. 20.03.2005.
12. Rod C.Tennyson, Tom Miesner Fiber-optic Monitoring Focuses on Bending, Corrosion. // Oil and Gas Journal (USA). – February 2006. – С.55.
13. Александров В.А., Фесенко С.С., Мостовой А.В. Внутритрубное обследование неравнопроходных подводных переходов // Газовая промышленность. – 2004. – № 4. – С. 46-48.
14. Кутков С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные скопления // Нефтегазовое дело. Электронный журнал. – www.ogbus.ru. – 2004.
15. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии / Н.П.Глазов, И.В.Стрижевский, А.М.Калашникова и др. – М.: Недра, 1978. – 215 с.
16. ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. – К.: Держспоживстандарт України, 2003. – 68 с.