



УДК 620.179.17

ДІАГНОСТУВАННЯ СКУПЧЕНЬ НЕТЕХНОЛОГІЧНОЇ РІДИНИ В ПОРОЖНИНАХ ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ

**А.В. Яворський¹, Р.Ю. Банахевич², І.В. Рибіцький¹, М.О.
Карнаш¹, О.М. Карнаш¹**

*¹Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу*

(вул.Карпатська,15, м.Івано-Франківськ,

andrvyus1978@gmail.com)

*²УМГ «Львівтрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз
України»*

(вул. Івана Рубчака, 3, м.Львів, r.banakhevych@gmail.com)

Одним із факторів, які знижують ефективність функціонування газотранспортної системи (ГТС), не дивлячись на існуючі системи осушування природного газу, є наявність вологи в транспортованому продукті. В такій ситуації суттєво ускладнюється нормальний режим роботи газопроводів і знижується його якість. Пари рідини здатні конденсуватися, порушуючи нормальний рух газу по газопроводу. На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки по стінкам труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку [1]. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний затор, частково чи повністю перекриваючи січення труби. Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу покриває шар твердих відкладень і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу. За умов низької турбулентності газового потоку тверді відклади можуть збиратись на дні горизонтальної чи злегка похилої лінії газопроводу.

Значні об'єми рідини накопичуються в порожнині газопроводів під час інтенсивного відбору газу з підземних сховищ газу. Це призводить до утворення рідинних заторів і газоконденсатних пробок та мігрування рідинних скупчень, і як результат, виникнення високого ризику повного припинення газопостачання.

Аналіз стану проблеми визначення місць скупчення рідини та її рівня в порожнині газопроводу показав, що на даний час не

існує приладів чи систем, які б давали можливість вирішити дану проблему відповідно до встановлених вимог.

Одним із шляхів вирішення вище наведеної проблеми може стати широке впровадження діагностування наявності нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу, що реалізується шляхом періодичного вимірювання рівня та визначення об'єму даної рідини в його порожнині за допомогою спеціалізованої системи.

Для вирішення наведеної вище проблеми, фахівцями лабораторії неруйнівного контролю та технічної діагностики об'єктів нафтогазового комплексу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу була розроблена система для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу. Визначення рівня рідини проводиться в польових умовах без втручання в роботу газопроводу [2]. Система складається з мережі контрольно-вимірювальних постів (КВП), встановлюваних в місцях, де існує загроза накопичення рідини в газопроводі і портативного контрольного пристрою. Визначення рівня рідини ґрунтується на акустичному луна-імпульсному методі визначення товщини виробів. Процес контролю полягає в почерговому вимірюванні рівня рідини в газопроводі шляхом підключення пристрою контролю до кожного контрольно-вимірювального поста. На рис. 1 зображено реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на базі контрольно-вимірювального поста.



Рисунок 1 – Реалізація системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини у порожнині газопроводу на базі контрольно-вимірювального поста:

- 1-Акустичний блок; 2- Газопровід; 3- Вимірювальний блок; 4- Кабель акустичного блоку;
5- Колонка КВП; 6- Кабель вимірювального блоку; 7- З'єднувач.**



Згідно наведеної функціональної схеми (рис.1) системи для вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу, вона складається з акустичного блоку 1 (в складі акустичного блоку системі застосовано ультразвуковий п'єзоелектричний перетворювач власного виробництва з відповідною технологією (know-how) забезпечення довготривалого акустичного контакту), який кріпиться до нижньої частини газопроводу 2 та вимірювального блоку 3 (портативний контрольний пристрій). Кабель акустичного блоку 4, за допомогою якого реалізується з'єднання акустичного блоку 1 з наземною частиною, виводиться у колонку контрольно-вимірювального поста 5, та сполучається з вимірювальним блоком 3 за допомогою кабелю вимірювального блоку 6 через з'єднувач 7, який вмонтовується у стінку колонки контрольно-вимірювального поста 5. В якості основи для контрольних пости пропонується обрати сучасні колонки електрохімзахисту (рис.1) вітчизняного виробництва [3].

Дана колонка виготовляється з міцного пластику стійкого до дії зовнішнього середовища і обладнана «антивандальним» пристроєм для попередження несанкціонованого вилучення контрольного поста з ґрунту. Колонка контрольного поста може бути одночасно використана в якості інформаційно-попереджувального знаку (для позначення охоронної зони і траси підземного газопроводу) і в якості контрольно-вимірювального пункту електрохімзахисту.

Для реалізації запропонованого підходу було зібрано експериментальну установку для моделювання системи вимірювання рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу. В якості ділянки газопроводу було використано секцію труби діаметром 426 мм і шириною 180 мм) [1]. Секція труби заглушена з обох сторін, з встановленими патрубками для закачування і викачування рідини. Внизу секції встановлений акустичний блок, з кабелем зв'язку, який виведений на поверхню ґрунту в спеціальну контрольно-вимірювальну колонку. У листопаді 2010 року було виконано закопування трубною секції на глибину приблизно 120 см. Далі, з інтервалом 3 місяці до вересня 2013 виконувалися послідовні контрольні вимірювання різних рівнів рідини (від 5 до 60% діаметра) в секції - ні в одному з випадків не було помічено втрати сигналу від п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача. Це підтверджує можливість забезпечення надійного тривалого акустичного контакту в таких системах моніторингу рівня рідини в трубопроводі підземного укладання.

На основі проведених досліджень створено передумови для розрахунку орієнтовного обсягу (об'єму) скупчень в порожнині



трубопроводу і побудови стаціонарних систем діагностування, що забезпечують такі вимірювання у відповідних точках по трасі газопроводу.

Як було зазначено вище найбільш потенційну небезпеку, щодо накопичення нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу, несуть висхідні ділянки по трасі газопроводу. Відповідно до цього отримано залежності визначення об'єму накопиченої рідини для висхідних ділянок. В якості вхідних параметрів для розрахунку об'єму нетехнологічної рідини використовується отримані значення рівня нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу (в точці встановлення акустичного блоку системи) і технологічні параметри ділянки трубопроводу [4].

З метою апробації запропонованої методики визначення об'єму нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу були проведені експериментальні дослідження на ділянці газопроводу «Пасічна-Тисмениця» (діаметр 525мм) Богородчанського ЛВУМГ на найбільш критичній ділянці щодо утворення скупчень нетехнологічної рідини в порожнині газопроводу [1].

В процесі дослідження виявлено, що рівень рідини в порожнині газопроводу складає 206 мм, тобто майже на половину перебиває січення труби, для технологічних параметрів трубопроводу розрахований об'єм рідини згідно отриманої залежності склав 87 л. Проведений подальший випуск рідини через дренажний пристрій, який був змонтований в точці вимірювання на газопроводі, в спеціальну збірну ємність показав, що об'єм нетехнологічної рідини визначений з похибкою 10%. Така точність визначення об'єму нетехнологічної рідини є достатньою для прийняття експлуатаційного рішення щодо її своєчасного вилучення з порожнини газопроводу у встановленому порядку попереджуючи виникнення аварійних ситуацій.

Літературні джерела

1. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія / Загальна редакція: О.М. Карпаш. Редакційна колегія: Райтер П.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Тацакович Н.Л., Рибіцький І.В., Дарвай І.Я., Банахевич Р.Ю., Височанський І.І. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 398 с.
2. Патент на винахід UA 106840. Пристрій для вимірювання рівня рідини в порожнині газопроводу / Карпаш О.М., Рибіцький І.В., Карпаш М.О., Банахевич Р.Ю. (Україна). – Опубл. 10.10.2014, Бюл.№ 19, 2014р.
3. Компанія «ТЕХНОТЕК». <http://www.texnotek.com>.



4. Банахевич Р.Ю. Розрахунок об'єму скупчень нетехнологічної рідини в порожнині діючого газопроводу / Р.Ю. Банахевич, А.В. Яворський, М.О. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2014. - №1(32). – С. 107-113.

УДК 621.648

НОРМАТИВНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОБІТ З ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДВОДНИХ ПЕРЕХОДІВ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ

*О.М. Карпаш, Є.Р. Доценко, М.О. Карпаш
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу, м. Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15,
76019, тел. (0342) 50-47-08, yedotsenko@gmail.com*

Нафтопровідна система нашої країни формувалась здебільшого з 60-х років ХХ століття і вже на сьогоднішній час термін служби більше як половини нафтопроводів перевищив або близький до нормативного терміну експлуатації [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 інші. Перетинання водних перешкод магістральними трубопроводами найчастіше вирішується шляхом будівництва підводних переходів.

Підводні переходи магістральних нафтопроводів (рис.1), незважаючи на їхню відносно невелику питому вагу у загальному об'ємі будівництва магістральних нафтопроводів, відносяться до найбільш відповідальних ділянок цих споруд.

Найбільш негативним наслідком аварій на нафтопроводах є вплив на навколишнє природне середовище. Особливо треба відмітити те, що витікання нафти, як правило, можна виявити через 12 і більше годин від початку аварії.

У зв'язку з цим під час аварій на нафтопроводах, зокрема на підводних переходах, найбільш значні наслідки пов'язані із забрудненням нафтою водних об'єктів. Масштабність забруднення, велика швидкість його поширення, значна кількість факторів та інваріантність аварійних ситуацій роблять