



УДК 656.56

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА ВІДРЕМОНТОВАНОЇ ДІЛЯНКИ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

В.М. Івасів, Р.О. Дейнега

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: deynega2004@i.ua*

Система магістаральних нафтопроводів (МН) України містить [1]:

- 19 нафтопроводів (діаметром до 1220 мм включно; загальною довжиною 3506,6 км, а в одну нитку – 4767,1 км);
- нафтоперекачувальні станції (НПС) і морський нафтовий термінал (МНТ) «Південний»;
- обладнання (резервуарні парки, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні та протиерозійні споруди)

Потужність системи МН на вході – 114 млн. т/рік, на виході – 56,3 млн. т/рік; загальна номінальна ємність резервуарних парків системи МН складає 1083 тис. м³.

Проте існуюча систем нафтопроводів України знаходиться у експлуатації в середньому від 20 до 42 років. За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонтам. Зпроектвані й виготовлені відповідно до вимог нормативних документів трубопроводи повинні бути стійкими до дії середовища. Проте дефекти під час виготовлення, різноманітні пошкодження при монтажі та експлуатації сприяють зародженню і розвитку корозійних процесів, втомних пошкоджень на трубопроводах [2].

Все це в подальшому призводить до відмов трубопроводів. Інтенсивність відмов трубопроводів, викликана зазначеними причинами різко знижується та після трьох-чотирьох років експлуатації (І період) і надалі стабілізується (ІІ період). Після 10–20 років експлуатації (ІІІ період) знову спостерігається зростання інтенсивності відмов, пов'язаних із проявом дефектів корозійного та втомного походження [3]. Отже, дві третіх усіх трубопроводів України експлуатуються більш 20 років (ІІІ період).

Проте, на трубопроводах, які ще згідно вимог можна експлуатувати, зустрічаються ділянки, що містять гранично допустимі пошкодження (корозійні та ерозійні дефекти). Оскільки нафтопроводи є складними, високовартісними та матеріалоємними спорудами то часто приходиться замість їх повної заміни виконувати ремонти пошкоджених ділянок без зупинки роботи самого трубопроводу.

При виявленні дефектів трубопроводів можливо проводити їх ремонт наступними способами:

- заварювання поверхневих корозійних дефектів (без зупинки роботи трубопроводу) [4, 5];
- встановлення бандажів у місцях витоків, стиків та на дефектних ділянках (без зупинки роботи трубопроводу);
- вирізка дефектної ділянки з наступним вварювання нової (із зупинкою роботи трубопроводу) [6].

Враховуючи вітчизняний та світовий досвід, поточний ремонт лінійної частини нафтопроводу доцільно проводити шляхом підсилення бандажами [2]. Таке підсилення дає змогу відновити проектну несучу здатність послаблених різного роду дефектами ділянок лінійної частини магістральних трубопроводів, і в такий спосіб підвищити їх надійність та подовжити термін експлуатації.

Способи монтажу бандажів є різноманітними: як із використанням вогневих робіт [7] так і без їх застосування [8, 9].

Достовірну оцінку підсилюючої здатності бандажів можна отримати за допомогою експериментальних досліджень на натурних конструкціях. Для цього проведено випробовування трубопроводу на міцність та герметичність за допомогою насосної установки УВ1/200 ЦК (рис. 1), технічні характеристики якої наведено у табл. 1.

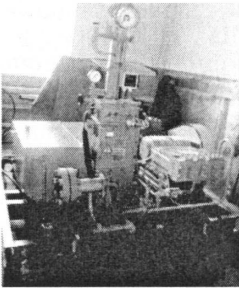
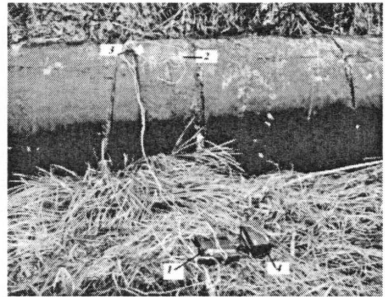


Рисунок 1 – Загальний вигляд установки УВ1/200 ЦК



1 – АЦП; 2 – тензодавач; 3 – тензометричний міст; 4 – акумулятор для живлення системи
Рисунок 2 – Загальний вигляд контрольованої ділянки труби

Таблиця 1 – Технічні характеристики установки УВ1/200 ЦК

№ з/п	Назва параметру	Величина
1	потужність приводного двигуна	15 кВт
2	ємність бака резервуару	0,5 м ³
3	напряга живлення	400 В
4	номінальна подача насоса	1 м ³ /год
5	номінальний тиск насоса	20 МПа



Особливістю даної установки є можливість проведення циклічних випробовувань зразка (котушки трубопроводу) внутрішнім тиском (за рахунок застосування електромагнітного клапана).

Для експериментальних випробовувань взято котушку з лінійної ділянки трубопроводу діаметром 720 мм і товщиною стінки 9 мм, виготовлену зі сталі 17ГС (рис. 2). На досліджуваному зразку (котушці) встановлено ремонтні конструкції у вигляді зварних муфт, що складаються з двох частин та виготовлені із аналогічної труби такого ж діаметру. До тіла труби приварено еліптичні заглушки та штуцер 2 для подачі під тиском води від установки УВ1/200 ЦК. Неруйнівним контролем попередньо виявлено пошкодження внутрішньої поверхні котушки локальними корозійно-ерозійними дефектами.

Для контролю тиску води у досліджуваному зразку використано манометр. Запис величин фактичної деформації труби на усіх етапах випробовувань здійснено за допомогою тензодавача, наклеєного на підготовлену ділянку труби та з'єданого з аналого-цифровим перетворювачем (АЦП) (рис. 2).

Програма випробовувань складалася з таких етапів:

1 Підвищення тиску в трубі до 2 МПа, витримування його впродовж 20 с і зниження до 0,75 МПа.

2 Підвищення тиску в трубі до 4 МПа, витримування його впродовж 20 с і зниження до 2 МПа.

3 Підвищення тиску в трубі до моменту її руйнування (рис. 3).

Перший та другий етапи проведено для узгодження в пружній області показів тензодавача і внутрішнього тиску, що дало змогу визначити відносну деформацію контрольованої ділянки труби під час випробовувань.

На завершальному етапі випробовування, у момент пластичної деформації труби, відбулося три піки деформації (рис. 3). Вони пояснюються специфікою руйнування зміцнених бандажами труб. Так, з досягненням тиску 14,80 МПа відбулося часткове випинання труби з відриванням півмуфти бандажу, яке спричинило різке зниження тиск до 12,9 МПа. Випробовування зупинили до з'ясування причини падіння тиску. Після візуального огляду було прийнято рішення продовжувати випробовування та збільшувати тиск. З досягненням тиску 14,2 МПа відбулося відривання сусіднього бандажу та зниження тиску до 13,8 МПа. Подальше збільшення тиску призвело до руйнування труби (при 14,6 МПа) з одночасним руйнуванням наступного бандажу.

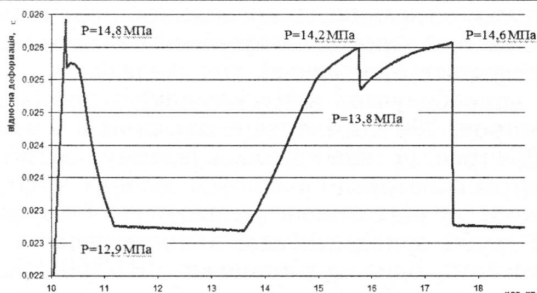


Рисунок 3 – Графік зміни відносної деформації на завершальній стадії випробовувань



Рисунок 4 – Зруйнована ділянка труби

Руйнування труби відбулося практично миттєво з пластичним розкриттям тріщини в осьовому напрямі (рис. 4). Це пояснюється значним запасом потенційної енергії, зосередженої в трубі та бандажі до моменту появи наскрізної тріщини. Слід відзначити, що місце руйнування труби не співпало з місцем її найбільшого корозійно-ерозійного пошкодження.

Через неможливість оцінки напруженого стану труби тензометричним методом в області значних пластичних деформацій, номінальні напруження в стінці труби без урахування підсилюючої дії бандажа в момент руйнування σ^* визначали за формулою:

$$\sigma^* = \frac{p^* \cdot (D - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}, \text{ МПа}$$

де D – зовнішній діаметр труби, мм;

δ – товщина стінки труби, мм;

p^* тиск, за якого відбулося руйнування труби, МПа.

У результаті розрахунку отримали значення напруження $\sigma^* = 577,2$ МПа, що перевищує нормативне значення границі міцності (530 МПа) для сталі марки 17ГС.

Отже, виходячи з отриманих результатів досліджень, використовувані ремонтні конструкції (муфти) підвищують міцність нафтопроводу.

Проте, використання способу ремонту трубопроводу ремонтними конструкціями та джерел [6...8] виявлено недоліки, а саме:

– необхідність виконання вогневих робіт;

– неможливість введення епоксидного наповнювача під високим тиском у зону контакту трубопроводу і бандажу;



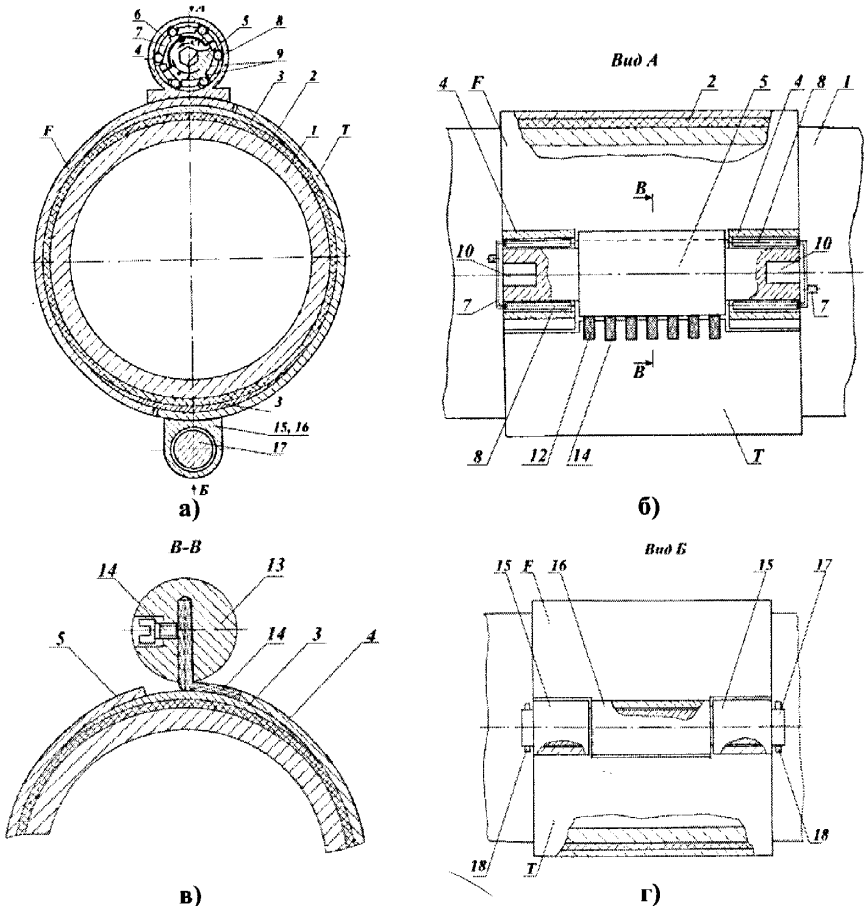
– нерівномірність обтискання трубопроводу бандажем (неможливість повного перекриття по периметру через конструктивні особливості вузла затяжки);

– послаблення натягу бандажу при довготривалих вібраційних навантаженнях.

Отже, будь-яка ремонтна конструкція, що встановлюється на пошкоджену ділянку трубопроводу призначена тільки для тимчасового подовження терміну його експлуатації. Тому, виходячи з наведених недоліків застосування приварних муфт безпечнішим є використання бандажів, що встановлюються на трубопровід за допомогою роз'ємних з'єднань.

Проаналізувавши конструкції існуючих роз'ємних муфт виявлено, що вони мають ряд недоліків [8, 9]. Натомість пропонується для герметизації та зміцнення трубопроводу наступна конструкція муфти, зображена на рис. 8. [10]

Муфта працює наступним чином. За допомогою зварного з'єднання статор 4 закріплюють до стрічки F. Кінці тросів 12 встановлюють в пази 14 металевої стрічки T де їх приварюють. Протилежні кінці тросів 12 закріплюють в отворах 11 ротора 5 стопорними гвинтами 13. Потім з'єднують частини металевої стрічки F і T за допомогою шарнірного вузла шляхом установки осі 17 у втулки 15 і 16 і фіксують штифтами 18 з обох кінців. З'єднану металеву стрічку шарнірним вузлом встановлюють на дефектне місце трубопроводу 1, попередньо зафіксувавши на трубопроводі протекторну прокладку 2. Між протекторною прокладкою 2 і металевою стрічкою у місці установки шарнірного вузла і механізму натягу стрічки встановлюються сталеві підкладки 3. Динамометричними ключами, встановленими у отвори 10, повертають ротор 5 у напрямі стрілки ω в статорі 4. Досягнувши розрахункового моменту натягу стрічки фіксують ротор 5 відносно статора 4 шляхом введення в клин роликів 8 між статором 4 і шестигранними зубчастими поверхнями 9, виконаними у роторі 5, за рахунок повороту сепараторів 6 повідком 7 також у напрямі стрілки φ



- 1 – трубопровід; 2 – протекторна прокладка; 3 – сталеві підкладки; 4 – статор; 5 – ротор; 6 – сепаратор; 7 – поводок; 8 – ролики; 9 – шестигранні зубчасті поверхні; 10 – грановані внутрішні поверхні під динамометричні ключі; 11 – отвори; 12 – трос; 13 – стопорний гвинт; 14 – відповідні пази; 15 – торцева втулка; 16 – втулки; 17 – вставлена вісь; 18 – штифт

Рисунок 2 – Конструкція муфти

Застосування запропонованої конструкції муфти відбудеться забезпечення точного значення розрахункової і контрольованої сил рівномірного обтиску трубопроводу по периметру, що забезпечить надійну герметизацію і зміцнення дефектної ділянки трубопроводу.



Подальші дослідження будуть спрямовані на дослідження напружено-деформованого стану як пошкодженої ділянки трубопроводу з встановленою на її поверхню муфтою, так і особливостей конструкції запропонованої муфти.

Літературні джерела

1 <http://www.ukrtransnafta.com/shema-sistemi-magistralnih-naftoprovodiv-ukrayini>

2 Степова О. В. Техногенна безпека експлуатації магістральних нафтопроводів / О. В. Степова // Збірник наукових праць [Полтавського національного технічного університету ім. Ю. Кондратюка]. Сер.: Галузеве машинобудування, будівництво. - 2011. - Вип. 2. - С. 266-270. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Znpqmb_2011_2_44.

3 Иванцов О.М. Надежность и безопасность магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 1997. - №10. - С. 26-31.

4 Правила производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. ВСН 2-112-79. - М.: ВНИИСТ, 1979. 112 с.

5 РД 39-30-1119-84. Инструкция по заварке коррозионных язв металла труб нефтепроводов под давлением. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984. - С. 46.

6 ВСН 006-89: Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. М., Миннефтегазстрой // ВНИИСТ., 1989. - 118 с.

7 Харионовский В.В, Курганова И.Н., Иванцов О.М. Прогнозирование показателей надежности конструкций газопроводов // Строительство трубопроводов. 1996. - №3. - С. 26-29.

8 А.с. 1068654 СССР. Устройство для устранения течи в трубопроводе / А. П. Мерзлякин (СССР). – Бюл. № 3. – 1984 – 3 с.

9 Пат. 17440 Україна, МПК F16L 55/16. Пристрій для зміцнення і герметизації трубопроводу / Шлапак Л.С., Івасишин М.В., Бекер М.В. – № u 2006 04312; заявл. 17.04.2006; опуб. 15.09.2006, Бюл. № 9. – 2 с.

10 Пат. 89225 Україна, МПК F16L 55/00. Пристрій для герметизації наскрізних дефектів трубопроводу / Крижанівський Є. І., Слободян В. І. Джус А. П., Івасів О. В., Ногач М. М., Кутенець В. О., Басараб В. М., Дейнега Р. О., – № u201313777; заявл. 27.11.2013; опуб. 10.04.2014, Бюл. № 7/2014. – 5 с.