

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА ПІДСИЛЮЮЧОЇ ЗДАТНОСТІ ЗВАРНИХ МУФТ ПОШКОДЖЕНИХ ТРУБ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

<sup>1</sup>Р.О. Дейнега, <sup>1</sup>В.І. Артим, <sup>2</sup>О.В. Івасів, <sup>3</sup>В.М. Василюк, <sup>4</sup>С.Р. Яновський, <sup>4</sup>Р.М. Басараб

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40089,  
e-mail: deynega2004@i.ua

<sup>2</sup>Карпатський ЕТЦ, 76007, м. Івано-Франківськ, вул. Максимовича, 15,  
e-mail: ivasivov@rambler.ru

<sup>3</sup>ПАТ "Укртранснафта", 01133 м., Київ, вул. Кутузова, 18/7, тел. (044) 2015790

<sup>4</sup>ПАТ "Укртранснафта", філія "Магістральні нафтопроводи "Дружба",  
м. Львів, вул. Липинського, 12, тел. (0322) 919756, e-mail: rbasara@druzhba.lviv.ua

*Розглянуто принципову схему установки для гідравлічних випробувань труб. Для визначення фактичної деформації тіла труби на всіх етапах випробувань здійснювався запис розмірів деформації за допомогою тензодавача. Представлено результати запису деформації труби. Проаналізовано результати експериментальних досліджень міцності укріпленої ремонтними конструкціями труби з корозійними і ерозійними локальними дефектами.*

Ключові слова: муфта, нафтопровід, міцність, корозійний дефект

*Рассмотрена принципиальная схема установки для гидравлических испытаний труб. Для определения фактической деформации тела трубы на всех этапах испытаний осуществлялась запись размеров деформации с помощью тензодатчика. Представлены результаты запису деформации трубы. Проанализированы результаты экспериментальных исследований прочности укреплённой ремонтными конструкциями трубы с коррозионными и эрозийными локальными дефектами.*

Ключевые слова: муфта, нефтепровод, прочность, коррозионный дефект.

*The schematic circuit of installation for hydraulic tests of pipes was examined. For actual barrel deformation determination at all stages of tests deformation sizes records by means of the strain gage were carried out. Results of pipe deformation record are presented. Experimental research results of pipe durability with corrosive and erosive local defects strengthened by repair constructions were analysed.*

Keywords: thimble, union, oil pipeline, durability, corrosive defect.

Магістральні нафтопроводи є складними, високовартісними, матеріалоемними і вибухонебезпечними спорудами, тому їх руйнування пов'язані зі значними матеріальними витратами, а наслідки таких руйнувань можуть призвести до екологічних катастроф і, навіть, до загибелі людей.

Загальна довжина магістральних нафтопроводів в Україні становить 4,7 тис. км. Близько 80% нафтопроводів перевищили термін експлуатації 20 років, а 60% експлуатується понад 30 років, тому забезпечення їх надійності є однією з найактуальніших науково-технічних проблем галузі.

Найпоширенішою причиною руйнування лінійної частини нафтопроводів є корозійні та ерозійні дефекти труб, зумовлені локальним місцевим пошкодженням матеріалу у ході їх тривалій експлуатації [1]. З часом такі дефекти можуть набувати критичних розмірів, тобто напруження, зумовлені впливом внутрішнього тиску нафти, досягатимуть рівня чи перевищуватимуть границю міцності, що може стати причиною аварії.

Щоб звести до мінімуму руйнування експлуатованих нафтопроводів, проводять їх періодичне діагностування, у ході якого виявляють дефектні ділянки і визначають геометричні параметри дефектів. Залежно від ступеня небезпеки дефектів, вдаються до таких дій: припиняють експлуатацію, знижують робочий тиск, проводять поточний ремонт або повністю заміняють пошкоджену ділянку.

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

Найбільш достовірну оцінку підсилюючої здатності бандажів можна провести за допомогою експериментальних досліджень на натурних конструкціях. З цією метою нами використано насосну установку УВ1/200 ЦК (рис. 1), призначену для гідроопресування та випробування трубопроводів на міцність та герметич-



Рисунок 1 – Загальний вигляд установки UB1/200 ЦК

чність. Ця установка спроектована та виготовлена ЗАТ НВО “Гідромаш” (м. Суми) на замовлення філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ПАТ “Укртранснафта”.

Технічні характеристики:

потужність приводного двигуна – 15 кВт;

ємність бака резервуару – 0,5 м<sup>3</sup>;

напруга живлення – 400 В;

номінальна подача насоса – 1 м<sup>3</sup>/год;

номінальний тиск насоса – 20 МПа.

Установка складається з триплунжерного насоса 2,3 ПТ-1/40, який приводиться в дію від двигуна АІММ 160М6 ІМ 1081 через клинопасову передачу. Робоча рідина заливається в ємність через горловину з фільтрувальною сіткою. У ході випробовувань на статичну міцність насос нагнітає у випробовуваний зразок рідину до досягнення тиску, необхідного для випробування останнього.

Особливістю даної установки є можливість проведення циклічних випробовувань внутрішнім тиском. Для цього спеціальний електромагнітний клапан налаштовують на відповідний тиск. Після увімкнення установки та дося-

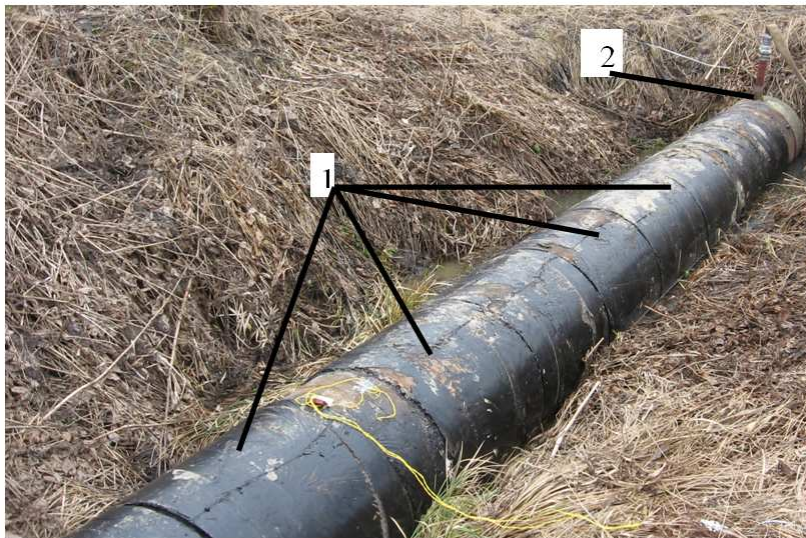
гнення даного тиску спрацьовують контакти на манометрі, і клапан відкривається. Через відкритий клапан робоча рідина повертається до ємності, тобто відбувається скидання тиску. З досягненням тиску величини 1,5 МПа електромагнітний клапан закривається і цикл повторюється.

Для експериментальних випробовувань взято трубу діаметром 720 мм і товщиною стінки 9 мм, виготовлену зі сталі 17ГС (рис. 2) з ремонтними конструкціями у вигляді зварних муфт. Попереднім неруйнівним контролем встановлено значну пошкодженість внутрішньої поверхні труби локальними корозійно-ерозійними дефектами.

Муфти 1, призначені для підвищення міцності дефектних ділянок, складаються з двох частин і виготовлені з такої ж труби. До тіла труби було приварено еліптичні заглушки та різьбовий з’єднувальний штуцер 2 для подавання води під тиском.

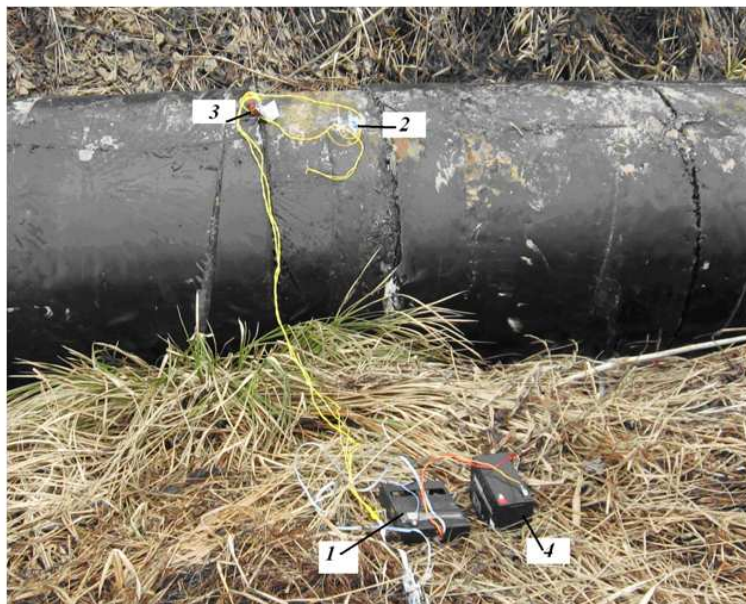
Спостереження за зміною тиску проводилося за допомогою манометра.





1 – бандажі; 2 – штуцер

Рисунок 2 – Загальний вигляд труби для гідровипробовувань



1 – АЦП; 2 – тензодавач; 3 – тензометричний міст; 4 – акумулятор для живлення системи

Рисунок 3 – Загальний вигляд контрольованої ділянки труби

Деформований стан труби під час випробовувань контролювали тензометричним методом, який дає змогу провести глибокий аналіз та добре зарекомендував себе у різних галузях промисловості, зокрема нафтогазовій [3].

Для визначення фактичної деформації тіла труби на усіх етапах випробовувань здійснювався запис розмірів деформації за допомогою тензодавача, наклеєного на підготовлену ділянку тіла труби та з'єднаного з аналого-цифровим перетворювачем (АЦП) (рис. 3).

Результати запису деформацій контрольованої ділянки тіла труби під час випробовувань наведено на рис. 4-6.

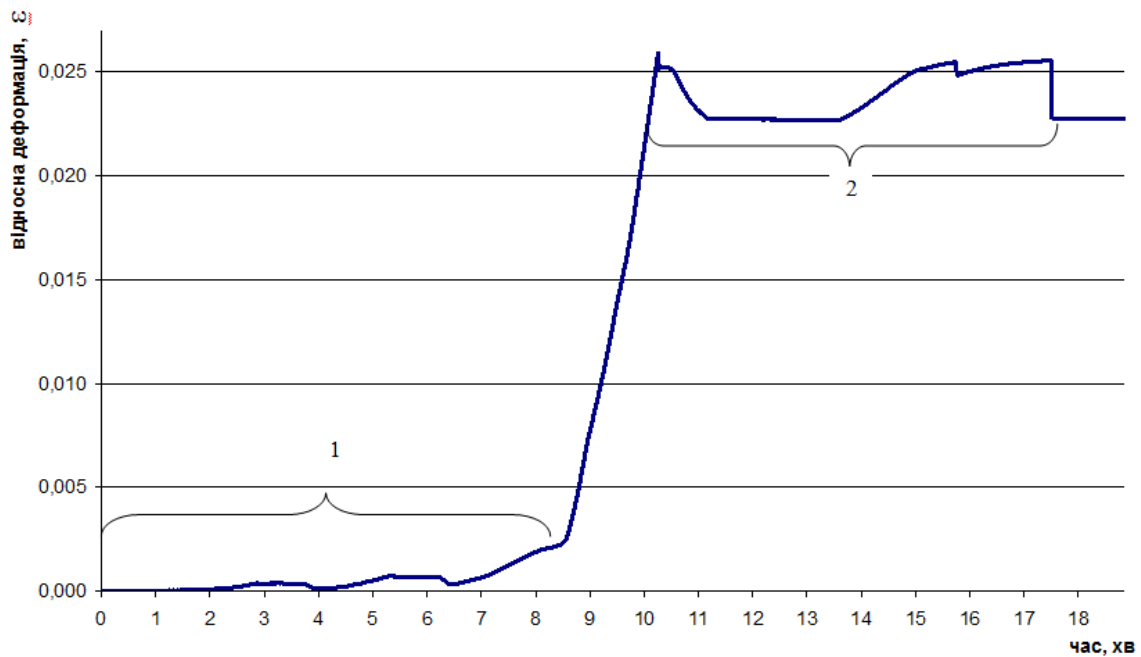
Програма випробовувань складалася з таких етапів:

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;

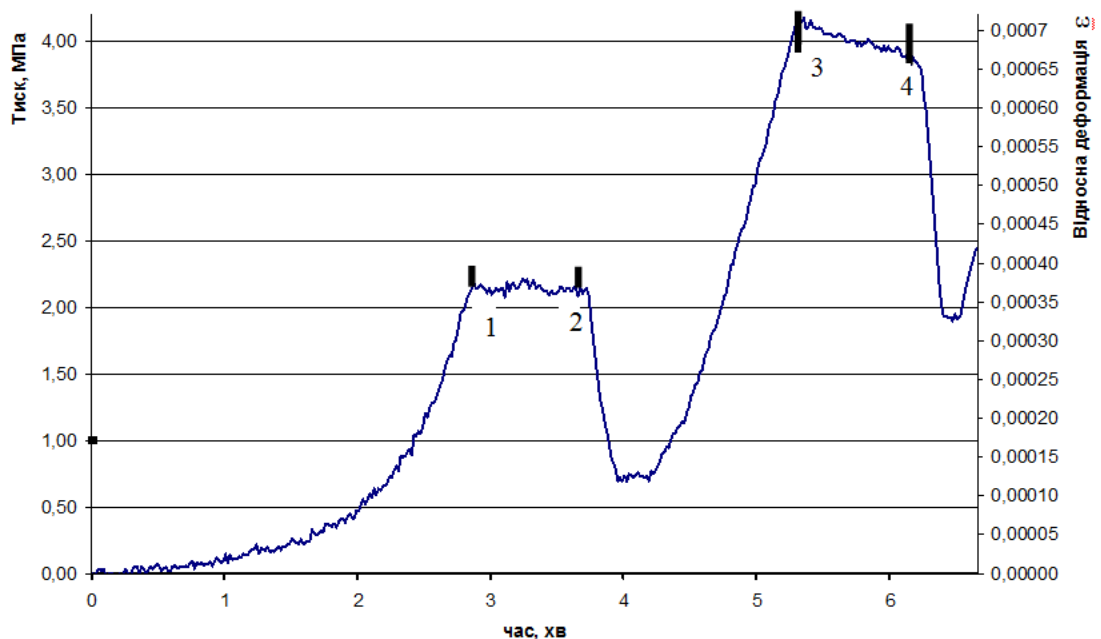
3) підвищення тиску в трубі до моменту її руйнування (рис. 6).

Перший та другий етапи було проведено для узгодження в пружній області показів тензодавача і внутрішнього тиску, що дало змогу визначити відносну деформацію контрольованої ділянки труби під час випробовувань (рис. 5, позиції 1-2 та 3-4).



1 – ділянка пружної деформації тіла труби; 2 – ділянка завершальної стадії випробувань

**Рисунок 4 – Графік відносних деформацій**



1-2 – ділянка стабілізації тиску (на позначці 2 МПа);  
3-4 – ділянка стабілізації тиску (на позначці 4 МПа)

**Рисунок 5 – Ділянка пружної деформації тіла труби**

На завершальному етапі випробування, коли відбувалася пластична деформація труби, можна спостерігати три піки деформації (рис. 6). Вони пояснюються специфікою руйнування зміцнених бандажми труб. Так, з досягненням тиску 14,80 МПа відбулося часткове випинання труби з відриванням півмуфти бандажу, яке спричинило різке зниження тиску до 12,9 МПа. Випробування зупинили до з'ясування причини падіння тиску. Після візуального огляду було прийнято рішення продов-

жити випробування та піднімати тиск далі. З досягненням тиску 14,2 МПа відбулося відривання сусіднього бандажу та зниження тиску до 13,8 МПа. Подальше підняття тиску призвело до руйнування труби за тиску 14,6 МПа з одночасним руйнуванням наступного бандажу.

Руйнування труби відбулося практично миттєво з пластичним розкриттям тріщини в осьовому напрямі (рис. 7), що пояснюється значним запасом потенційної енергії, зосередженої в трубі та бандажі до моменту появи

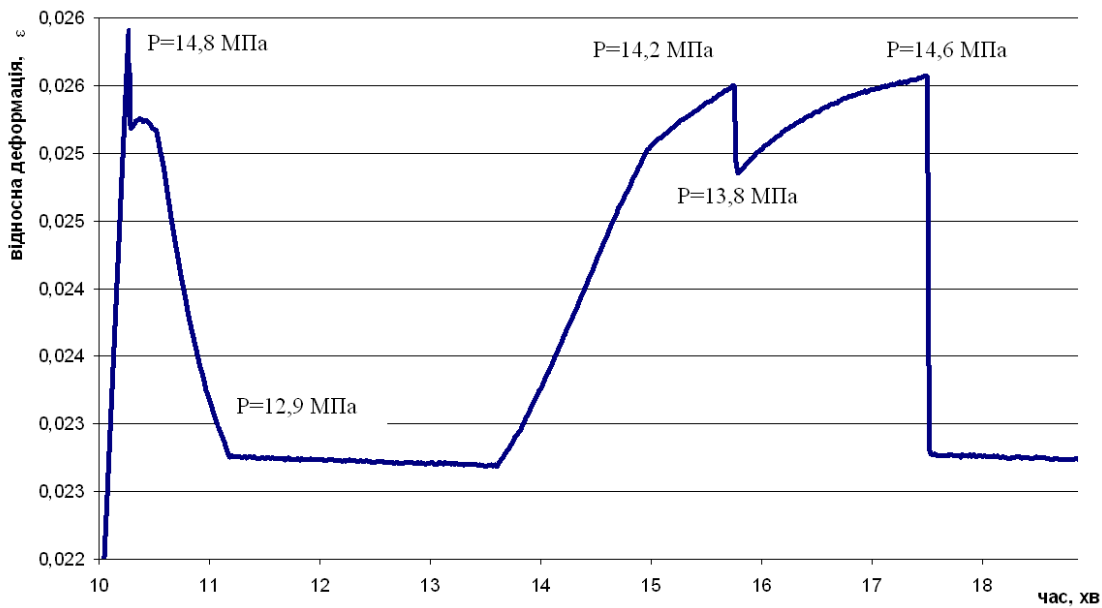


Рисунок 6 – Графік зміни деформації на завершальній стадії випробувань



Рисунок 7 – Ділянка руйнування труби

наскрізної тріщини. Слід відзначити, що місце руйнування труби не співпало з місцем її найбільшого корозійно-ерозійного пошкодження.

Через неможливість оцінки напруженого стану труби тензOMETричним методом в області значних пластичних деформацій, номінальні напруження в стінці труби без урахування підсилюючої дії бандажа в момент руйнування  $\sigma^*$  розраховували за формулою:

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

де:  $D$  – зовнішній діаметр труби, мм;  
 $\delta$  – 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. Таким чином, використовувані ремонтні конструкції підвищують міцність нафтопроводу, чим забезпечують необхідну їх надійність.

Подальші дослідження будуть спрямовані на оцінку впливу корозійних локальних дефектів нафтопроводів на їх міцність і надійність.

### Література

- 1 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 104 с.: ил.
- 2 Гумеров А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов. / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 310 с.: ил.
- 3 Харионовский В.В. Исследование эксплуатационной прочности трубопроводов КС / В.В. Харионовский, В.И. Дегтярев, В.В. Сараев // Газовая промышленность. – 1979. – № 2. – С. 37-40.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
 29.09.11  
 Рекомендована до друку професором  
 Грудзом В.Я.