

622.691.4  
А66

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**АНДРУСЯК АНДРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ**



УДК 622.691.4

**ПРОГНОЗУВАННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ  
МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ ІЗ ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ  
ТРАСИ**

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

**АВТОРЕФЕРАТ**  
дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

**Івано-Франківськ-2012**

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України.

**Науковий керівник:**

доктор технічних наук, професор  
**Тимків Дмитро Федорович**  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, завідувач кафедри інформатики.

**Офіційні опоненти:**

доктор технічних наук, професор **Капцов Іван Іванович** - Харківська національна академія міського господарства, зав.кафедри експлуатації газових і теплових систем (м. Харків).


кандидат технічних наук, **Кичма Андрій Олексійович** Львівська політехніка, доцента кафедри деталей машин національного університету (м. Львів).

Захист відбудеться «11» жовтня 2012 року о 13<sup>00</sup> на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04 в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитися в науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий "31" серпня 2012 року

Вчений секретар спеціалізованої  
вченої ради Д 20.052.04  
к.т.н., доцент



Л.Д.Пилипів

## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** Проблема забезпечення експлуатаційної надійності системи нафтопроводів є складною комплексною задачею. Її рішення має винятково важливе значення для всієї країни, тому що всі потоки нафти для значних нафтопереробних заводів і на експорт транспортуються по цій системі. Тому питання надійності та безпеки роботи нафтопроводів із кожним роком стає все актуальнішим, оскільки вік основних нафтопроводів як регіональних, так і транзитних наближається до межі, після якої кожне управління повинно прийняти рішення: де, коли і скільки кілометрів нафтопроводів потрібно ремонтувати, щоб зберегти систему нафтопроводів у працездатному стані з урахуванням чинника "старіння".

Статистика по системі нафтопроводів "Дружба" показує, що наявність труб із довготривалим терміном експлуатації в різних умовах більше 25 років по МН складає понад 2 тис. км. До 2020 року частка нафтопроводів із віком труб більше 33 років складе 70%. Значний вік нафтопроводів об'єктивно пов'язаний зі збільшенням ризику аварій і відмов при експлуатації. Експлуатація таких нафтопроводів пов'язана зі значними витратами на підтримку устаткування в робочому стані, включаючи дорогі роботи з діагностики та ремонту трубопроводів. Об'єктивне сьогодення змушує вирішувати задачу по продовженню ліцензійних термінів експлуатації трубопроводів зі зменшенням витрат на ремонт. У цьому напрямку в усьому світі збільшилась кількість аналітичних робіт із виконання виробничих функцій в умовах старіння устаткування та матеріалів.

Для оцінки стану лінійної частини трубопроводу необхідно використовувати комплекс стандартних і експериментально знайдених спеціалізованих характеристик про стан металу, статистичні зведення про реальні зовнішні впливи на трубопровід за час його експлуатації, результати діагностичних обстежень. Дослідженню засобів прогнозування довговічності трубопроводів і використанню результатів прогнозування для проектування термінів ремонту присвячена дана робота. У процесі проведення роботи проводилися дослідні зразки металу труб, що довгостроково експлуатувалися на нафтопроводах; аналізувалася статистична та технологічна інформація введення режимів перекачування нафти; розроблялися алгоритми оцінки довговічності лінійних ділянок і системи розрахунків ресурсу та його наочного представлення з метою використання в роботах по проектуванню капітальних ремонтів трубопроводів.

Згідно з останніми статистичними даними велика кількість відмов нафтопроводів зумовлена втомним станом металу, який виникає в результаті низькочастотних вібрацій при зміні режиму. Таким чином, визначення впливу параметрів режиму роботи нафтопроводу на його безаварійну експлуатацію є актуальною науковою та прикладною задачею.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертаційна робота виконана в рамках програм НАК «Нафтогаз України» згідно розпоряджень Кабінету міністрів України «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» та «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 роки».

#### **Мета і задачі дослідження.**

Метою роботи є встановлення залишкової міцності металу труб при довготривалій експлуатації магістральних трубопроводів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі:

- проаналізувати сучасний стан та уявлення про механізм руйнування нафтопроводів, параметри режиму роботи та фактори, що впливають на їх надійну експлуатацію;

- встановити вплив руйнування на механічні характеристики трубопроводу;

- дослідити режими роботи магістральних нафтопроводів на основі розробленої математичної моделі нафтопровідної системи з пересіченим профілем траси;

- дослідити основні закономірності руйнування сталі при різних рівнях навантаження;

- провести апробацію результатів досліджень у промислових умовах.

**Об'єкт дослідження:** нафтопроводи, що працюють довготривалий термін у різних умовах експлуатації.

**Предмет дослідження:** фактори впливу руйнування на роботу нафтопроводу.

**Методи дослідження:** для вирішення поставлених у роботі задач використовувались методи: математичного моделювання, диференціального числення, сучасні методи статистичної обробки при моделюванні експериментальних даних, сучасні комп'ютерні технології, теорії планування експерименту.

**Положення що захищаються:** закономірності впливу параметрів та терміну експлуатації нафтопроводу на характеристики матеріалу труб і встановлення залишкового ресурсу.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає в підвищенні безаварійної експлуатації нафтопроводу на базі комплексних теоретичних і практичних досліджень, зокрема вперше:

- проаналізовано сучасний стан та уявлення про механізм руйнування нафтопроводів, параметри режиму роботи та фактори, що впливають на їх надійну експлуатацію;

- встановлено вплив руйнування на механічні характеристики різних трубопроводів, виготовлених зі сталі;

- досліджено експериментальним шляхом основні закономірності руйнування сталі при різних рівнях навантаження;

- запропоновано комплексний підхід для визначення границь текучості та міцності металу труб;

- проведена апробація результатів досліджень у промислових умовах.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у визначенні впливу параметрів режиму роботи нафтопроводу на його безаварійну експлуатацію.

Розглянуто метод визначення руйнування нафтопроводу та визначення ресурсу трубопроводу в залежності від терміну експлуатації.

#### **Особистий внесок здобувача.**

Автором дисертації виконано наступні наукові дослідження:

1. Визначення критерію міцності при статичному навантаженні для негострих концентраторів напружень та дослідження впливу механічних ушкоджень на трубопроводах [1,2].

2. Дослідження етапу росту тріщин у трубопроводах і умови виконання статичної руйнації та визначення розмаху коливань робочого тиску та частоти навантажень, а також розроблено математичну модель. [3,4].

3. Визначення кількості циклів від моменту зародження тріщини до моменту, коли тріщина стає наскрізною, і здійснення оцінки довговічності та залишкового ресурсу [5].

4. Аналітично досліджено вплив тривалої експлуатації на комплекс механічних властивостей і опір руйнації металу труб і зварних з'єднань та визначено вплив умов експлуатації на механічні властивості й опір руйнації металу труб і зварних з'єднань [6,7].

**Апробація роботи.** Основні результати дисертаційної роботи доповідались на:

- Міжнародній науково – технічній конференції молодих вчених “Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії”. м. Івано-Франківськ, 16 – 20 вересня 2008 р.

- 4 Міжнародній науково – практичній конференції “Наука в інформаційному просторі”. - м. Дніпропетровськ. - 15 – 16 жовтня 2008 р.

- 2-а Міжнародна науково – технічна конференція “Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій”, м. Львів 11 – 13 листопада 2010 рік.

- 10-й Міжнародній симпозіум українських інженерів – механіків. – Львів. - 25 – 27 травня 2011 р.

У повному обсязі результати досліджень доповідались і обговорювались на засіданнях кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтохранищ в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (м. Івано-Франківськ).

**Публікації.** За темою дисертації опубліковано 7 наукових праць, серед яких 4 – у фахових виданнях України, 3 – у збірниках праць Міжнародних конференцій.

**Структура та обсяг роботи.** Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Дисертація

викладена на 150 сторінках, ілюстрована 58 рисунками і 38 таблицями. Список посилань містить 97 найменувань.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі наведено загальну характеристику дисертаційної роботи. Розкрито суть та стан науково-технічної проблеми для безаварійної експлуатації трубопроводів. Обґрунтовано актуальність теми, що дало можливість сформулювати мету та основні задачі дослідження. Розкрито наукову новизну та практичне значення одержаних результатів, подано відомості про особистий внесок здобувача й апробацію роботи.

У першому розділі приведено загальну характеристику нафтопроводів, зроблено аналіз методів оцінювання напружень елементів трубопроводів. Показано, що при проектуванні об'єктів нафтопроводу треба враховувати надійність нафтопроводів і методи прогнозування залишкового ресурсу труб. Надійність конструкції магістрального нафтопроводу як технологічної системи визначається як властивість знаходитися в працездатному стані при встановленому наробітку відповідно до вимог нормативно-технічної документації та регламентованих умов функціонування.

За характером прояву розрізняють раптові та поступові відмови. Тріщина в стінці трубопроводу, що зародилася з тріщиноподібного дефекту, поступово росте в процесі експлуатації. Цей ріст можна простежити за допомогою засобів неруйнівного контролю. Загалом, наробок на відмову, ресурс та інші подібні показники можуть бути визначені лише після того, як настала відмова або був досягнутий граничний стан. Поки ці події не настали, можна говорити лише про їхнє прогнозування з більшою або меншою вірогідністю. Ситуація ускладнена тим, що наробок на відмову залежить від великого числа чинників, частина яких не може бути проконтрольована, інші – задані з тим або іншим ступенем непевності. Залежно від складності задачі та необхідної точності при розрахунках трубопровідних систем на міцність і стійкість необхідно застосовувати два основні підходи:

1. Задачі розв'язують на підставі теорії оболонок із урахуванням відповідних граничних умов та наявних навантажень і впливів.

2. Ділянку трубопроводу розраховують як статичну невизначену стержневу систему, враховуючи при цьому вплив спричинених внутрішнім тиском кільцевих навантажень на характеристики жорсткої труби як стержня залежно від наявних пластичних деформацій та рівнів навантаження.

У зв'язку з цим розглянуто два підходи до прогнозування наробітку на поступову відмову. Перший - детерміністичний підхід до розрахунку довговічності. При такому підході чинники, що впливають на наробіток на відмову, вважаються заданими детерміністичними функціями не випадкових величин. При проведенні розрахунку за даними граничних параметрів одержимо занижену оцінку показника довговічності. Другий підхід -

імовірнісний, коли за допомогою теорії можливостей і математичної статистики визначається нелівність чинників, що впливають на оцінку довговічності. Щодо нафтопроводу, це стосується, головним чином, технологічних систем НПС і резервуарних парків, для яких показники безвідмовності або відомі, або розраховуються за відомими методиками. У випадку лінійної частини нафтопроводу такий розрахунок для труби надзвичайно важкий, тому що природний розкид характеристик металу, коливань тисків, початкових розмірів і дефектів, що з'являються, корозійної активності середовища і впливів інших зовнішніх чинників не дозволяють встановити типові показники надійності для труб.

Основні етапи оцінки ресурсу ділянки трубопроводу на стадії експлуатації включають аналіз руйнацій його елементів, що відбулись, до моменту прогнозування ресурсу, аналіз результатів діагностики технічного стану трубопроводу системами неруйнівного контролю, розрахунок значень залишкового ресурсу при дійсному навантаженні ступеня надійності.

Для оцінки стану лінійної частини трубопроводу використовуються різноманітні комплекси типових і експериментально знайдених спеціалізованих характеристик про стан металу, статистичні зведення про реальні зовнішні впливи на трубопровід за час його експлуатації, результати діагностичних обстежень трубопроводу. На основі цієї інформації можна зробити прогнозування ресурсу трубопроводу.

**Другий розділ** присвячений моделюванню нестационарних режимів роботи магістрального нафтопроводу з пересіченим профілем траси з метою виявлення ділянок лінійної частини, найбільш небезпечних для безаварійної роботи, та їх напруженого стану для визначення залишкового ресурсу. Для цього взято систему рівнянь нестационарного руху ідеальної рідини, яка описується законом збереження маси, кількістю руху та енергією одиничного об'єму середовища, векторна форма яких має вид

$$\begin{aligned} \frac{d\rho}{dt} + \rho \operatorname{div} \vec{v} &= 0, \\ \rho \frac{d\vec{v}}{dt} &= \rho \vec{F} + \frac{\partial \sigma_i}{\partial x_i}, \\ \rho \frac{d}{dt} \left( u + \frac{v^2}{2} \right) &= \rho \vec{F} \vec{v} + \frac{\partial (\sigma_i \vec{v})}{\partial x_i} + \rho q_e, \end{aligned} \quad (1)$$

де  $\rho$  - густина рідини;  $\vec{v}$  - вектор швидкості руху частинок рідини в заданій точці потоку;  $t$  - час;  $\vec{F}$  - вектор питомої рівнодійної всіх масових сил, які діють на об'єм рідини;  $\sigma_i$  - вектор напружень у точці потоку;  $u$  - питома внутрішня енергія частинки потоку;  $q_e$  - питома кількість тепла, отримана одиницею об'єму рідини від зовнішнього джерела.

Розглянемо рух нафти на прямолінійній ділянці магістрального нафтопроводу. Застосовуючи загальноприйнятий підхід для моделювання гідродинамічних процесів на ділянках магістральних трубопроводів, розглядаємо рівняння руху рідини в одновимірній постановці. Тоді система рівнянь (1) матиме наступний вид

$$\begin{cases} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + v \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\rho f_x - \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{4}{3} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \mu \left( \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right]; \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0; \\ \frac{\partial}{\partial t} \left[ \rho \left( e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right] + v \frac{\partial}{\partial x} \left[ \rho \left( e + \frac{\rho v^2}{2} + \frac{p}{\rho} \right) \right] = \rho q_R + \frac{\partial}{\partial x} \left[ \lambda \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right) \right] - \frac{4}{3} \mu \left( \frac{\partial v}{\partial x} \right)^2 - \rho v f_x. \end{cases} \quad (2)$$

Вираз у першому рівнянні системи (2), характеризує вплив сили тертя на параметри потоку нафти, замінимо наслідком із формули Дарсі-Вейсбаха, записаної для нафти, згідно з якою

$$\frac{4}{3} \frac{\partial}{\partial x} \left( \mu \frac{\partial v}{\partial x} \right) = \rho v \frac{\xi v}{2D}, \quad (3)$$

де  $\xi$  - коефіцієнт гідравлічного опору.

Після деяких перетворень система рівнянь (2,3) набуде виду

$$\frac{\partial M}{\partial t} = -v \frac{\partial M}{\partial x} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\xi |v|}{2D} M - \rho \frac{\pi D^2}{4} g \frac{dz}{dx}; \quad \frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{1}{\pi D^2 / 4} \frac{1}{c^2} \frac{\partial M}{\partial x}. \quad (4)$$

$$\text{За умови } M = \rho v \frac{\pi D^2}{4},$$

де  $M$  – масова витрата нафти в нафтопроводі.

Система рівнянь (4) дозволяє отримати розподіл тиску та масової витрати нафти для ділянки магістрального нафтопроводу в просторі та часі. Оскільки дана система диференціальних рівнянь нелінійна, аналітичний розв'язок для неї побудувати неможливо. Тому в теорії та на практиці користуються наближеними методами розв'язування цих рівнянь. Здійснимо перехід від системи рівнянь (4) до її наближеного виду шляхом припущення щодо квазілінійності даної системи.

Серед широкого набору числових методів розв'язування лінійних диференціальних рівнянь загальноприйнятим є метод сіток. Для запису різницевого аналогу рівнянь (4) застосуємо неявну схему розбиття з другим порядком точності по  $x$ . Оскільки по  $t$  у системі рівнянь маємо тільки першу



похідну, то для забезпечення другого порядку точності апроксимації по  $\tau$  необхідно застосувати метод "предиктор-коректор".

При використанні методу сіток для визначення значень параметрів нафтопроводу під час перебігу на них різко виражених нестационарних процесів (якими є аварійні режими) для уникнення нестійкості різницьових схем необхідно виконувати локальне згущення сітки дискретизації областей визначення параметрів. Різницьовій дискретизації з нерівномірною сіткою розбиття підлягають рівняння (4).

Враховуючи наведені зауваження, різницєва схема рівнянь руху нафти для точок у середині області дискретизації по  $x$  і  $\tau$  матиме вигляд

$$\frac{M(x_i, t_{j+1}) - M(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = -v(x_i, t_{j+1}) \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\pi D^2}{4} \times$$

$$\times \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\xi |v(x_i, t_{j+1})|}{2D} M(x_i, t_{j+1}) - g \frac{\pi D^2}{4} \frac{1}{2} \rho \left[ \frac{(z_i - z_{i-1})}{\Delta x_{i-1}} + \frac{(z_{i+1} - z_i)}{\Delta x_i} \right], \quad (5)$$

$$\frac{p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = - \frac{4}{\pi D^2 c^2} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}. \quad (6)$$

Наведені рівняння розв'язуються методом послідовних наближень. На кожному наближенні коефіцієнти біля шуканих величин згідно припущення про квазілінійність системи (4) приймаються сталими та в процесі переходу до наступного наближення корегуються.

Напружено-деформований стан лінійної частини залежить від внутрішнього тиску, котрий визначається режимом перекачування нафти, профілем траси, інженерно-геологічними особливостями прокладки трубопроводу в даному районі, котрі визначають умови взаємодії трубопроводу з ґрунтом.

Розрахунок експлуатаційних режимів здійснено для нафтопроводу «Дружба» на перегоні між НПС Броди та НПС Солочин. Довжина ділянки складає 136 км. Нафтопровід обладнаний магістральним насосами НМ 3600-230 із робочими колесами на номінальну подачу 2500 м<sup>3</sup>/год. Для моделювання їх роботи можна скористатись моделлю виду

$$H = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2 + a_3 Q^3, \quad (7)$$

де  $H$  - напір, м;  $Q$  - подача, м<sup>3</sup>/год.;  $a_{1-4}$  - поліноміальні коефіцієнти, визначені за паспортними характеристиками насосних агрегатів.

Нестационарні процеси, пов'язані зі зміною кількості працюючих насосних агрегатів, характеризуються наступними особливостями:

- при відключенні насосного агрегату в зворотному до руху нафти напрямку відбувається рух хвилі підвищеного тиску, а у напрямі руху нафти - хвилі пониженого тиску;

- при включенні насосного агрегату в роботу в зворотному до руху нафти напрямку рухається хвиля пониженого тиску, а у напрямку руху нафти – хвиля підвищеного тиску.

Нестаціонарні режими виникають тільки під час включення та відключення насосних агрегатів (рис. 1-2). Окрім того на нестаціонарні процеси великий вплив має відбір або підкачування нафти. Чим більший відбір або підкачування нафти в трубопроводі, тим триваліші нестаціонарні процеси (рис. 3–4).

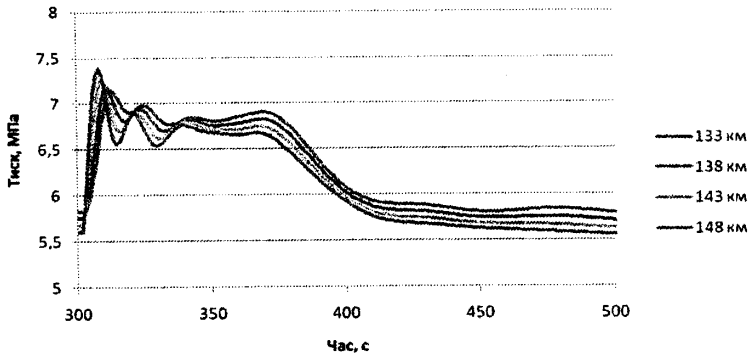


Рисунок 1 – Розподіл у часі тиску в точках перегону перед НПС Жулін після відключення насосного агрегату на НПС

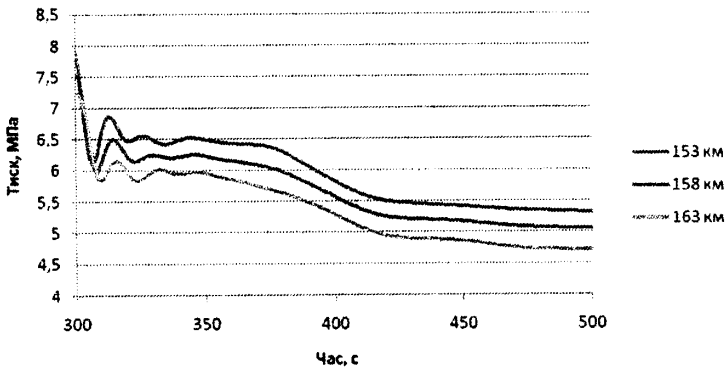


Рисунок 2 – Розподіл у часі тиску в точках перегону після НПС Жулін після відключення насосного агрегату на НПС

У результаті проведеного аналізу графіків розподілу в часі тиску було встановлено, що найбільш небезпечним для нафтопроводу є місця перед та після НПС.

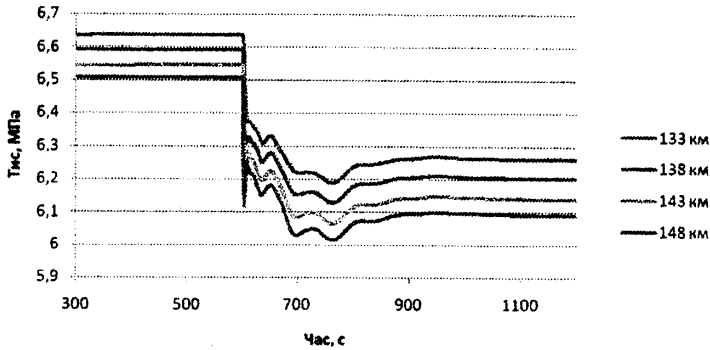


Рисунок 3 – Розподіл у часі тиску в точках перегону перед відбором після збільшення відбору на 100 кг/с

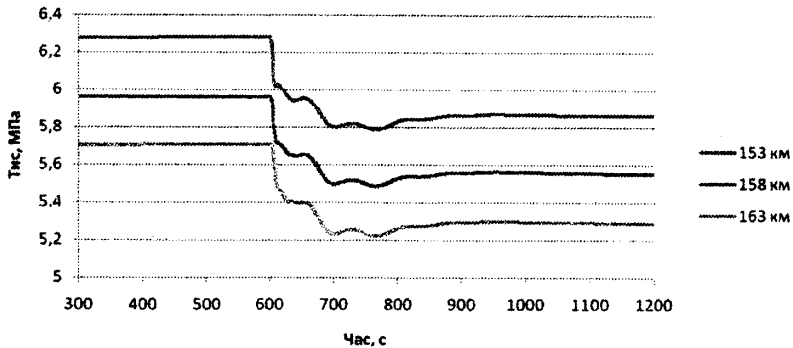


Рисунок 4 – Розподіл у часі тиску в точках перегону після відбору після збільшення відбору на 100 кг/с

Аналіз нестационарних режимів свідчить, що профіль траси незначно впливає на розподіл тиску по її довжині. Перед НПС нестационарний режим набагато сильніший, ніж після НПС. Окрім того розроблено алгоритм розрахунку залишкової міцності при різних режимах роботи нафтопроводів.

У третьому розділі проведено дослідження механічних характеристик трубної сталі 17ГС, яка застосовується в магістральних нафтопроводах.

Проаналізовано значення границі текучості  $\sigma_T$ , тимчасового опору  $\sigma_B$ , відносного подовження після розриву  $\delta$  та ударної в'язкості  $KCV$  труб 720x10 мм. Порівняння наведених у табл.1 результатів засвідчує, що механічні характеристики металу окремих труб можуть істотно перевищувати їх нормативні значення, а саме: границя текучості – у 1,4 рази; тимчасовий опір – у 1,27 рази; відносне подовження після розриву – 1,45 рази, а ударна в'язкість аж у 3,4 рази.

Таблиця 1 – Механічні характеристики трубної сталі 17ГС

Нормативні				За сертифікатами			
$\sigma_T$ ,	$\sigma_B$ ,	$\delta$ ,	KCV.	$\sigma_T$ ,	$\sigma_B$ ,	$\delta$ ,	KCV.
МПа	МПа	%	Дж/см <sup>2</sup> (T °C)	МПа	МПа	%	Дж/см <sup>2</sup> (T °C)
360	520	20	30(-40)	380-505	539-650	20-29	29,5-99,8 (-40)

Для даної сталі одержано кореляційну залежність між межею текучості та межею міцності, коефіцієнт кореляції якої наведений у таблиці 2. Надійної кореляції між ударною в'язкістю, з одного боку, та межею міцності, межею текучості та відносним подовженням після розриву, з іншого боку, для неї не виявлено.

Таблиця 2 – Коефіцієнти кореляцій  $r_i$ 

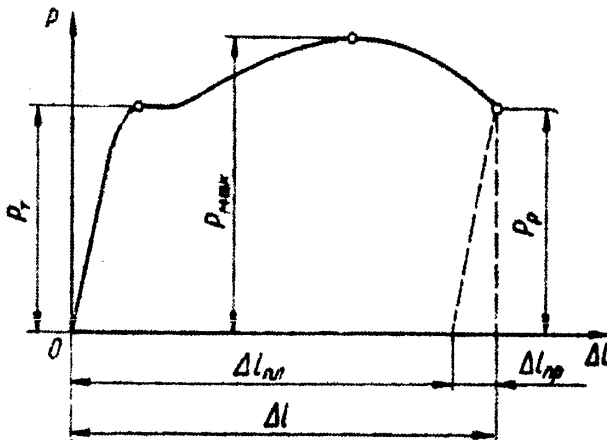
$KC - \sigma_T$	$KC - \sigma_B$	$KC - \delta$	$\sigma_B - \sigma_T$
-0,125	0,028	0,107	0,69

Досліджувався вплив тривалої експлуатації на зміну основних механічних характеристик сталі шляхом випробування на ударну в'язкість та розтяг зразків, вирізаних із ділянки трубопроводу 820x9 мм після 55 років експлуатації за дії робочого тиску 4,8 МПа, а також вирізаних із труб аварійного запасу 17ГС за вимірною твердістю НВ. Запропоновано: під час проведення розрахунків на статичну міцність контрольованих ділянок слід надавати перевагу значенням характеристик міцності, одержаних із випробувань зразків із вирізок цих ділянок. Доказано, що деградація механічних властивостей сталі 17ГС виражається в основному у зниженні її ударної в'язкості, а протягом 40-річної експлуатації трубопроводу під дією робочих кільцевих напружень рівних приблизно половині межі текучості значення ударної в'язкості зменшилося порівняно з вихідним станом на 37,1 %. При використанні уточнених розрахунків на міцність та довговічність потенційно небезпечних ділянок магістральних нафтогазопроводів при визначенні характеристик міцності  $\sigma_T$  і  $\sigma_B$  за вимірною твердістю матеріалу

труби доцільно на основі експрес-методу визначати реальну твердість металу трубопроводу на даний час. При цьому важливо уточнювати значення коефіцієнтів пропорційності  $K$  для різних марок трубних сталей окремо на підставі випробувань на розтяг зразків, вирізаних під час ремонтних робіт.



Рисунок 5 – Частина труби, для якої проводили визначення механічних характеристик металу



$P_T$  - сила, при якій відбувається процес текучості металу;  $P_{max}$  - максимальна сила, при якій визначають межу міцності металу;  $P_P$  - сила в момент розриву зразка;  $\Delta l_{nl}$  - приріст розрахункової частини зразка після розриву;  $\Delta l$  - загальний приріст розрахункової частини зразка до моменту розриву;  $\Delta l_{np}$  - складова пружної деформації загального приросту зразка

Рисунок 6 – Загальний вигляд діаграми розтягу

У четвертому розділі досліджуються механічні властивості трубної сталі марки «Ц» нафтопроводу тривалої експлуатації на лінійних ділянках балкових

переходів. Випробуванням на розтяг піддавали сегментні зразки зі збереженням товщини стінки труби. Визначались залежності між поздовжніми напруженнями та відносними деформаціями (рис. 7), а також між напруженнями та зміною коерцитивної сили у поперечному напрямі (рис. 8 – 9).

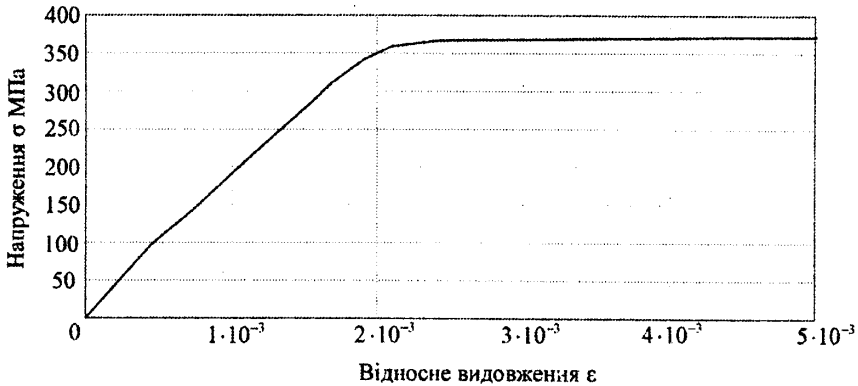


Рисунок 7 – Діаграма розтягу зразка з необробленими поверхнями (Труба 720x9,8 мм, сталь марки «Ц»)

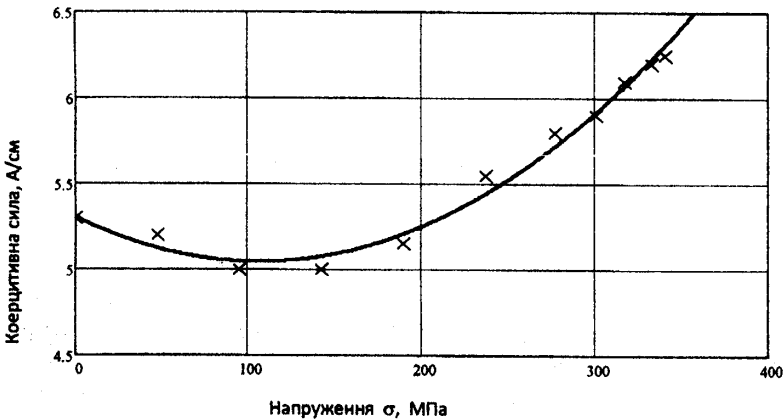
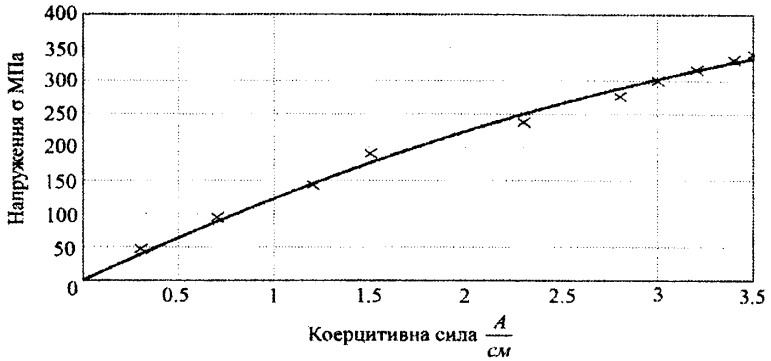


Рисунок 8 – Залежність між середнім значенням коерцитивною силою та розтягальним напруженням трубної сталі «матеріал Ц» (x-експериментальні точки, — лінія регресії  $H_c = 5,305 - 4,782 \cdot 10^{-3} \sigma + 2,21 \cdot 10^{-5} \sigma^2$ )



x-экспериментальні точки, — лінія регресії  $\sigma = -11,24 \cdot \Delta Hc + 136,7 \cdot \Delta Hc^2$

Рисунок 9 – Залежність розтягального напруження від зміни коєрцитивної сили в поперечному напрямку трубної сталі «матеріал Ц»

Залежність між поздовжніми напруженнями та відносними деформаціями носить нелінійний характер (рис. 7). Це пояснюється особливостями форми безшовних труб. Щодо коєрцитивної сили, то зі збільшенням напружень її значення для поздовжнього напрямку зменшуються, а для поперечного – збільшуються (рис. 8 – 9). При значенні напружень, менших 75 % границі текучості, середнє значення коєрцитивної сили відрізняється від початкового на 10 %. Далі вимірювалась твердість металу різними методами (шляхом вдавлювання кульки та портативним твердоміром динамічного типу ТЭМП – 3). У результаті знайдено тарувальний коефіцієнт  $k_{\sigma_T} = 0,93$  для визначення границі текучості металу труб діючого нафтопроводу. Тарувальний коефіцієнт за значенням твердості за Брінелем  $k_{HB\sigma_T} = 0,23$ .

Отримані значення твердості та механічні характеристики трубної сталі марки «Ц» із терміном експлуатації 33 роки зведені в табл. 3.

Таблица 3 – Механічні характеристики трубної сталі «Ц»(ТІ 208. 1-Ц-056/67

$\sigma_T$ , МПа	$\sigma_B$ , МПа	$E$ , МПа	$\delta$ , %	НВ, МПа $d = 10 \text{ мм}$	НВ, МПа ТЭМП – 3	$k_{\sigma_T}$ , МПа	$k_{HB\sigma_T}$ , МПа
370	528	$2,12 \cdot 10^5$	24,5	1628	1250	0,93	0,23

Для визначення похибки при вимірюванні твердості знаходили середнє значення  $HB$  (математичне значення та його довірчий інтервал) за формулами

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}, \quad \Delta \bar{X} = \pm t_{ДІ} \frac{S}{\sqrt{n}}. \quad (8)$$

де  $X_i$  – упорядковані значення виміряних величин  $HB_i$ ;  $t$  – параметр, величина якого для двостороннього довірчого інтервалу чисельно рівна значенням коефіцієнта Стюдента;  $n$  – кількість вимірювань;  $S$  – вибіркова дисперсія.

Після кожної серії замірів проводилася перевірка припущення прийнятої моделі нормальності розподілу  $W$  – критерію

$$W = b^2 / S_0^2. \quad (9)$$

Тут характеристичне число  $b$  і величина  $S_0^2$  рівні

$$b = \sum_{i=1}^K a_{ni} (X_{n-i+1} - X_i); \quad S_0^2 = \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2. \quad (10)$$

Отримане значення  $W$  для  $n=12$ , перевищує ймовірність 50%. Відповідно, це дає можливість використання моделі нормального розподілу для описування похибок вимірювання твердості труб за допомогою переносного твердоміра «ТЕМП-3».

Усереднені результати вимірювання твердості та механічні характеристики матеріалу плоских зразків подані в табл. 3. Аналіз приведених результатів показує, що похибка між експериментально визначеною межею текучості  $\sigma_T^E$  й аналогічним параметром  $\sigma_T$ , наведеним у сертифікаті якості на виготовлення труби, складає 1,2%; відповідно для межі міцності  $\sigma_B$  – 2%. Різниця між середніми результатами визначення твердості металу труби за допомогою стаціонарної установки та переносного приладу «ТЕМП-3» складає 0,78%.

Використовуючи залежності, рекомендовані в нормативному документі, визначимо межу текучості  $\sigma_T$  і межу міцності  $\sigma_B$  на основі значень заміряної твердості за Брінеллем

$$\sigma_T = 0,367 HB - 240; \quad (11)$$

$$\sigma_B = 0,345 HB. \quad (12)$$

Аналіз результатів показує, що розбіжність між експериментально визначеним значенням межі текучості  $\sigma_T^E$  (отриманим на основі діаграми розтягу плоского зразка) і розрахунковим значенням  $\sigma_T$ , визначеним за



твердістю матеріалу труби, складає 28,3 %. Відповідно, аналогічна розбіжність для межі міцності складає 18,42 %.

Результати вимірювання інформативного параметра твердості металу труби надземного переходу «Дружба-2» приладом ТЭМП-3 наведено в табл.4.

Таблиця 4 – Результати багатократних вимірювань твердості металу труби надземного переходу

покази приладу ТЭМП – 3, С												$C_{сер.}$	НВ, МПа
40	40	41	39	39	39	40	39	38	38	40	39	391	364
6	0	2	1	5	7	0	0	6	7	3	7		

Границя текучості металу труби надземного переходу за результатами вимірювання приладом ТЭМП – 3

$$\sigma_T = k_{\sigma_T} \cdot C_{сер.} = 364 \text{ МПа.}$$

Із метою перевірки достовірності запропонованого підходу виконано також вимірювання твердості металу труб надземного переходу методом втискування кульки  $D=10 \text{ мм}$  (навантаженням  $F=20 \text{ кН}$ ) спеціальним переносним приладом. Основні результати цих вимірювань наведено у табл. 5.

Таблиця 5 – Результати вимірювання твердості труби надземного переходу втискуванням кульки діаметром  $D=10 \text{ мм}$  навантаженням  $F=20 \text{ кН}$

Діаметри відбитків, $d$ , мм									$A_{сер.}, \text{мм}^2$	НВ, МПа
3,8	3,85	3,90	4,10	4,00	3,90	4,00	3,85	12,6	1590	

Границя текучості за числом твердості за Брінеллем

$$\sigma_T = k_{НВ} \sigma_T \cdot НВ = 366 \text{ МПа.}$$

Як бачимо, значення границі текучості, знайдені на підставі результатів вимірювання твердості у польових умовах за двома різними методиками, істотно не відрізняються між собою. Тому для практичних цілей можна рекомендувати методику визначення границі текучості за результатами вимірювань інформативного параметра твердості портативними твердомірами. Такі заміри в умовах траси простіші та потребують значно менших затрат часу.

## ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення надійної експлуатації лінійної частини магістрального нафтопроводу з пересіченим профілем траси за рахунок обстеження ділянок із низькочастотною пульсацією тиску при відборах

і підкачках нафти, який дає змогу визначати залишкову міцність труб із тривалим терміном експлуатації, а саме:

1. На підставі узагальнення статистичних даних аварійності магістральних нафтопроводів проведено класифікацію відмов і причин їх виникнення; розглянуто методи оцінки напружено-деформованого стану елементів системи трубопроводів; зроблено аналіз рівнів надійності; доведено, що сумарне число відмов при експлуатації зростає щороку на величину 0,4 – 0,6 1/рік на 1000 км.

2. Встановлено на основі реалізації створеної математичної моделі, що при зміні режимів роботи НПС виникають низькочастотні коливання тиску тривалістю до 150 с (що відповідає 2,5 циклам при амплітуді 0,3 МПа) перед НПС і після неї тривалістю 200 с (що відповідає 4,1 циклам при амплітуді 0,1 МПа). Найбільші збурення виникають при зміні величини відбору нафти з трубопроводів; незалежно від віддалі, де проводиться відбір, вони ідентичні по довжині як на вході, так і на виході НПС.

3. Деградація механічних властивостей сталі 17ГС виражається, в основному, в зниженні її ударної в'язкості. Протягом 40-річної експлуатації трубопроводу під дією робочих кільцевих напружень, що складає близько половини межі текучості, значення ударної в'язкості зменшилося порівняно з початковим станом на 37,1 %.

4. Запропоновано на основі експрес-методу визначити реальну твердість металу труб із метою визначення характеристик міцності трубої сталі, необхідних для уточнених розрахунків потенційно небезпечних ділянок нафтопроводу на міцність та довговічність.

5. Проведена апробація результатів досліджень на ділянці Броди - Солочин і НПС Жулин нафтопроводу «Дружба», яка підтверджує основні наукові положення та висновки роботи. Результати проведених досліджень і їх апробації дозволили розробити методику «Прогнозування довговічності магістральних нафтопроводів із пересіченим профілем траси», використану при прогнозуванні надійності нафтопроводу «Дружба». Очікуваний економічний ефект від впровадження складає 55 тис. грн.

Основний зміст дисертаційної роботи опубліковано у таких працях:

1. Андрусак А. В. Аналіз і причини відмов на нафтопроводі та чинники, що впливають на їх експлуатацію / А. В. Андрусак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2008. – 2(18). – С. 99-102.

2. Андрусак А. В. Методи визначення впливу пошкоджень на працездатність нафтопроводу / А. В. Андрусак // Нафтогазова енергетика ІФНТУНГ. – 2008. – 3(8). – С. 23-25.

3. Андрусак А. В. Оцінка етапу втомного зростання тріщин та методи визначення статичного руйнування нафтопроводу / А. В. Андрусак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ. – 2008. – 4(29). – С. 83-85.

4. Тимків Д. Ф. Розроблення математичної моделі нестационарних експлуатаційних режимів роботи магістральних нафтопроводів /

Д.Ф.Тимків, Ю.Г.Мельниченко, А. В. Андрусяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ. – 2011. – 1(38). – С. 120-124.

5.Андрусяк А.В. Визначення розмаху коливань робочого тиску та частоти навантажень /А.В.Андрусяк// Матеріали IV міжнародної науково – практичної конференції: збірник наукових праць. – Том 2 «Наука в інформаційному просторі» (м. Дніпропетровськ, 15-16 жовтня 2008р.) / Науково – дослідний економічний сектор регіонального розвитку Придніпровського науково – освітнього інституту інноваційних технологій в будівництві при ПДАБА. – Дніпропетровськ ПДАБА, 2008. – С.50 – 53.

6.Андрусяк А.В. Порівняльний аналіз механічних характеристик трубної сталі 17ГС у стані постачання та після тривалої експлуатації /А.В.Андрусяк, Б.С.Білобран// II – а міжнародна науково – технічна конференція «Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій» (м. Львів 11 – 13 листопада 2010 р) / Національний університет «Львівська політехніка». – Львів: КІНПАТРИ ЛТД. – 2010. – С.29 – 31.

7.Андрусяк А.В. Оцінювання межі текучості та тимчасового опору трубної сталі «Ц» за твердістю за Брінелем. /А.В.Андрусяк, Б.С.Білобран// Матеріали міжнародної науково – технічної конференції « X міжнародний симпозіум українських інженерів – механіків у Львові» (м.Львів 25 – 27 травня 2011 р) / Національний університет «Львівська політехніка». – Львів: КІНПАТРИ ЛТД. – 2011. –С.269 – 271.

## АНОТАЦІЯ

**Андрусяк А.В.** – Прогнозування довговічності лінійної частини магістральних нафтопроводів із пересіченим профілем траси: – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Івано-Франківськ, 2012.

Дисертація присвячена питанням забезпечення надійної експлуатації лінійної частини магістрального нафтопроводу з пересіченим профілем траси для визначення залишкової міцності труб, які експлуатуються тривалий час.

Уперше для визначення міцності та залишкових напружень у лінійній частині магістрального нафтопроводу з пересіченим профілем траси створено математичну модель для розрахунку нестационарних режимів і визначення небезпечних ділянок. Встановлені характерні зв'язки механічних властивостей сталі з тривалістю їх експлуатації, одержано кореляційну залежність між межею текучості та межею міцності. Проведені поглиблені аналітичні дослідження залежностей між поздовжніми напруженнями та відносними деформаціями, а також між коерцитивною силою та розтягальним напруженням, які значно впливають на механічні характеристики сталі марки Ц.

Проведено апробацію результатів математичного моделювання на нафтопроводі Дружба на ділянках Броди - Солочин, а також на НПС Жулин, які підтвердили основні наукові положення та висновки роботи. На основі проведених досліджень розроблено методику прогнозування довговічності магістральних нафтопроводів із пересіченим профілем траси.

Ключові слова: нафтотранспортна система, нестационарні процеси, аварійні режими, залишковий ресурс, деформація.

## АННОТАЦИЯ

**Андрусяк А.В.** – Прогнозирование долговечности линейной части магистральных нефтепроводов с пересеченным профилем трассы. - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.13 - Трубопроводный транспорт, нефтегазохранилища. Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа. Ивано-Франковск, 2010.

Разработана математическая модель, на основе которой исследованы режимы работы магистральных нефтепроводов при подключении и отключении насосных станций на НПС, а также при различных отборах нефти по длине трубопровода.

Разработан алгоритм расчета остаточной прочности при разных режимах работы нефтепроводов.

Проведены расчеты прочности трубопроводов на разных его участках; доказано, что наиболее опасными в трубопроводе являются участки перед и после НПС, а также участки в местах увеличения или уменьшения отбора нефти.

Проведено исследование механических свойств трубных сталей 17ГС и 13Г1СУ, наиболее широко применяющихся в магистральных нефтепроводах.

На стандартные механические характеристики трубной стали 17ГС – предел текучести, временное сопротивление и относительное удлинение после разрыва – длительная эксплуатация нефтегазопроводов существенно не влияет. Во время оценки влияния сроков эксплуатации магистральных нефтегазопроводов на стандартные механические характеристики металла труб корректнее сравнивать результаты испытаний с соответствующими значениями в состоянии снабжения, приведенными в сертификатах на трубы, из которых построен исследуемый участок.

Для трубной стали 17ГС получена корреляционная зависимость между пределом текучести и границей прочности. Надежная корреляция между ударной вязкостью, с одной стороны, и границей прочности, пределом текучести и относительным удлинением после разрыва - с другой, для этой стали не выявлена.

Деградация механических свойств стали 17ГС выражается, в основном, в снижении ее ударной вязкости. В течение 40-летней эксплуатации трубопровода под действием рабочих кольцевых напряжений, равных

приблизительно половине предела текучести, значение ударной вязкости уменьшилось сравнительно с исходным состоянием на 37,1 %.

Для труб из стали 17ГС предел текучести  $\sigma_T$  и временное сопротивление при разрыве  $\sigma_B$  с достаточной для практики точностью можно определять по результатам измерения твердости за Бринеллем портативным твердомером типа ТЭМП - 3 и по рекомендованным нормативным документам СОУ 60.3-30019801-007: 2004, а также по эмпирическим формулам.

В случае уточненных расчетов прочности и долговечности потенциальноопасных участков магистральных нефтегазопроводов при определении характеристик прочности  $\sigma_T$  и  $\sigma_B$  по измеренной твердости материала трубы, целесообразно с помощью экспресс-метода определять реальную твердость металла трубопровода на сегодняшний день. При этом важно уточнять значение коэффициентов пропорциональности  $K$  для разных марок трубных сталей отдельно на основании испытаний на розтяжение образцов, вырезанных во время ремонтных работ.

Выполнена статистическая обработка значений основных механических характеристик трубной стали "материал Ц" по заводским сертификатам на трубы диаметром 720 мм.

Исследовано влияние продольных напряжений при розтяжении на значение коэрцитивной силы в продольном и поперечном направлениях для трубной стали "материал Ц". Выяснено, что с увеличением напряжений ее значения для продольного направления уменьшаются, а для поперечного – увеличиваются. Однако ее среднее значение с ростом напряжений изменяется не существенно.

Поэтому в случае использования коэрцитивной силы для определения ударной вязкости целесообразнее в качестве информационного параметра использовать эти средние значения.

Предложен подход к определению границ текучести и прочности металла труб, основывающийся на тарировании шкалы прибора непосредственно в значениях этих основных механических характеристик для конкретных марок трубных сталей на основании результатов испытаний на розтяжение и твердость образцов, изготовленных из тамплетов, вырезанных во время ремонтных работ соответствующих участков действующих трубопроводов.

Проведены комплексные экспериментальные исследования оценки достоверности предложенного метода определения границы текучести металла труб путем сравнения результатов, полученных с применением портативного твердомера ТЭМП-3 и специальным устройством для измерения твердости металла труб в полевых условиях путем вдавливанием шарика диаметром 10 мм.

Для определения границы текучести металла труб ("материал Ц") нефтепровода "Дружба-2" по результатам измерения твердости прибором ТЭМП - 3 найден коэффициент тарирования относительно показаний этого

прибора  $k_{\sigma_T} = 0,93$  и коэффициент тарирования по значению твердости по Бринеллю  $k_{HB\sigma_T} = 0,23$ .

На основании результатов исследований выполнен проверочный расчет на прочность надземного трубопровода однопролетного перехода нефтепровода "Дружба - 2" в соответствии с требованиями действующего нормативного документа СНиП 2.05.06-85. На начало апреля 2010 г. коэффициент запаса прочности относительно границы текучести этого перехода составлял 1,76.

Ключевые слова: нефтетранспортная система, нестационарные процессы, аварийные режимы, остаточный ресурс, деформация.

## ABSTRACT

**Andrusyak A.V.** – Forecasting durability line part of the pipeline with crossed profile of road. - manuscript.

Dissertation for the degree of candidate of technical sciences in specialty 05.15.13 - Pipeline Transport, oilgas safekeeping. Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. Ivano-Frankivsk, 2011.

Dissertation is devoted to ensuring reliable operation of the linear part of the main oil pipeline with crossed profile of the road to determine the residual strength of pipes that operated by for a long time.

The first time for determine of the strength and remaining tensions in the linear part of the main oil pipeline with crossed profile of the route created a mathematical model for calculating the stationary regimes and identification of hazardous areas. Established typical relations of mechanical properties of steel with the duration of their operation, obtained correlation between the yield point and limit strength. Conducted deeper analytical research relation between longitudinal tension and relative strains and between coercive force and stretching tension that significantly affect the mechanical characteristics of steel grade C.

Conducted the approbation results of mathematical modeling on oil pipeline Druzhba in parts Brody - Solochin as well as NPCs Zhulin, which confirmed the basic scientific provision and conclusions of work. On the basis conducted researches developed the method of forecasting durability line part of the pipeline with crossed profile of road.

Key words: oil transportation system, nonstationary processes, emergency regimes, remaining life, deformation.