

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

На правах рукопису

АНДРУСЯК Андрій Васильович

УДК 622.691.4.004.67

ПРОГНОЗУВАННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ
МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ ІЗ ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ
ТРАСИ

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Всі примірники дисертації
ідентичні за змістом.*

*Вчений секретар
спеціалізованої вченої
ради Д 20.052.04*

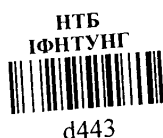
А.Д. / Тимків Д.Ф. /

Науковий керівник

Тимків Дмитро Федорович

д. т. н, професор

Івано-Франківськ-2012



d443

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ І ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ.....	9
1.1 Загальна характеристика нафтопровідної системи, як об'єктів для забезпечення безперебійного транспортування нафти	9
1.2 Загальні відомості про лінійно – виробничої диспетчерської станції Дрогобич	11
1.3 Аналіз методів оцінювання напружень елементів трубопроводів	15
1.4 Надійність нафтопроводів і методи прогнозування залишкового ресурсу труб	19
1.5 Огляд літературних джерел і методів розрахунку	30
1.6 Постановка задач та напрямки досліджень	33
2. ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ ІЗ ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ ТРАСИ	35
2.1 Розробка математичної моделі нестационарних експлуатаційних режимів роботи магістральних нафтопроводів	36
2.2. Аналіз розподілу по довжині та в часі гідродинамічних параметрів потоку нафти для експлуатаційних режимів магістральних нафтопроводів	46
2.3 Аналітичні дослідження характеристик напруженого стану нафтопроводів при нестационарних режимах	54
2.4. Дослідження трубопроводів для визначення залишкової міцності та довговічності з пересіченим профілем траси	61
Висновки по другому розділу	80
3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ У СТАНІ ПОСТАЧАННЯ ТА ПІСЛЯ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	82
3.1 Статистична оцінка механічних характеристик трубної сталі 17ГС у стані постачання	85
3.2 Вплив тривалої експлуатації на механічні характеристики трубної сталі 17ГС	91
3.3 Визначення межі текучості і тимчасового опору трубної сталі 17ГС за виміряною твердістю НВ	102
3.4 Експериментальне визначення механічних характеристик металу труби зі сталі 13Г1СУ на основі діаграми розтягу зразків	107

3.5	Визначення межі текучості і межі міцності металу труби зі сталі 13Г1СУ за величиною твердості НВ	114
	Висновки по третьому розділу	120
4.	ДІАГНОСТИКА НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДУ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ «ДРУЖБА»	122
4.1	Дослідження механічних властивостей трубної сталі марки «Ц» нафтопроводу тривалої експлуатації на ділянці балкового переходу	122
4.2	Визначення механічних характеристик сталі марки Ц за допомогою зразків на розривній машині	128
4.3	Визначення межі текучості і межі міцності металу труби зі сталі марки «Ц» за величиною твердості НВ	132
4.4	Оцінка міцності надземного однопрогонового без компенсаторного переходу нафтопроводу «Дружба» на схилі Карпат	140
	Висновки по четвертому розділу	147
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ	149
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	151
	ДОДАТКИ	157

ВСТУП

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 збереження надійності і безпеки роботи нафтопроводів із кожним роком стає все актуальнішим, оскільки вік основних нафтопроводів - як регіональних, так і транзитних - наближається до межі, після якої повинно бути прийняте рішення: де, коли і скільки кілометрів нафтопроводів потрібно ремонтувати, щоб зберегти систему нафтопроводів у працездатному стані з урахуванням чинника "старіння".

Статистика по системі нафтопроводів показує, що наявність труб із довготривалим терміном експлуатації в різних умовах більш 25 років по магістральним нафтопроводам складає понад 2 тис. км. До 2010 року частка нафтопроводів із віком труб більше 33 років складе 65%. 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 і ремонту трубопроводів. До цього необхідно додати витрати, пов'язані з ліквідаціями розливів нафти при втраті герметичності трубопроводів. Об'єктивне сьогодення змушує вирішувати задачу по продовженню ліцензійних термінів експлуатації трубопроводів зі зменшенням витрат на ремонт. У цьому напрямку в цілому світі збільшилась кількість аналітичних робіт із виконання виробничих функцій в умовах старіння устаткування та матеріалів.

Для оцінки стану лінійної частини трубопроводу потрібно 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. Відомі дослідження в області надійності нафтопроводів, широко розглядаючи всю проблему, не дають конкретних рекомендацій за прогнозом ресурсу лінійних ділянок. Дослідженню засобів прогнозування довговічності трубопроводів і встановленню результатів прогнозування для проектування термінів ремонту присвячено багато робіт як вітчизняних науковців, так і вчених ближнього та дальнього зарубіжжя. Серед усіх робіт найбільш доцільно виділити роботи таких вчених: В.Л.Березина, П.П.Бородавкіна, Л.Г.Телегіна, Г.Г.Васильєва, Е.М.Ясіна, Б.В.Самойлова, , В.Д.Черняєва, К.В.Черняєва. 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 уявлення з метою використання в роботах по проектуванню капітальних ремонтів трубопроводів.

Згідно з останніми статистичними даними велика кількість відмов нафтопроводів зумовлена первинними корозійно-механічними пошкодженнями в місцях каверн і зварних з'єднань трубопроводів.

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

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 симпозиум 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 газонафтосховищ 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.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ І ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ

1.1 Загальна характеристика нафтопровідної системи, як об'єктів для забезпечення безперебійного транспортування нафти

Показником, який визначає міцність, стійкість та експлуатаційну надійність відкритих ділянок, як і всієї лінійної частини трубопроводу, є напружено-деформований стан вказаних елементів. Визначення напруженого стану та його аналіз потрібно виконувати як на етапах проектування та спорудження трубопроводу, так і під час його експлуатації. На етапі проектування питання розрахунку на міцність та стійкість регламентуються будівельними нормами. Експлуатація нафтопроводів пов'язана зі значними витратами на підтримку устаткування в робочому стані, включаючи дорогі роботи з діагностики та ремонту трубопроводів. До цього необхідно додати витрати, пов'язані з ліквідацією розливів нафти і компенсаціями при втраті герметичності трубопроводів. Об'єктивне сьогоднішнє змушує вирішувати задачу по продовженню ліцензійних термінів експлуатації трубопроводів зі зменшенням витрат на ремонт. У цьому напрямку збільшилася кількість аналітичних робіт із виконання виробничих функцій в умовах старіння устаткування і матеріалів.

Стратегія раціональної експлуатації в умовах надлишку пропускної спроможності нафтопровідної мережі змушує вести пошук оптимізації витрат на одиницю об'єму нафти, що перекачується. Основний обсяг витрат повинна складати оплата робіт, пов'язана із капітальним ремонтом магістрального нафтопроводу. Цей ремонт являє собою комплекс технічних заходів, спрямованих на повне або часткове відновлення лінійної частини

нафтопроводу, який експлуатується, до проектних характеристик з урахуванням вимог чинних нормативних документів.

Трубопроводи, як і інші трубопровідні системи, являють собою статично невизначені конструкції. Загально відомо, що для таких конструкцій, виготовлених із пластичних матеріалів, поява місцевих пластичних деформацій не означає переходу конструкції в граничний стан та вичерпання її несучої здатності.

Загальна протяжність нафтопроводів складає 4470 км в однопіткочовому обчисленні і 4053 км по трасі (рис. 1.1). Трубопровідні системи характеризуються високим рівнем розгалуженості, доля простих і складних відводів в загальній протяжності складає 33%. Всі магістралі виконані в однопіткочовому виконанні, 27% відводів збудовані в двопіткочовому виконанні. Максимальний діаметр вітчизняних нафтопроводів DN=400мм, більшість відводів має діаметр DN =100мм і DN =150мм. Перекачування нафтопродуктів здійснюють 18 перекачувальних станцій.

До нафтопродуктів підключено 82 споживачі нафтопродуктів, в тому числі 78 нафтобаз і роздавальних блоків, 2 теплоелектроцентралі, 1 нафтогавань, 1 хімічний комбінат. Темпи зростання протяжності будівництва вітчизняних нафтопроводів характеризує табл. 1.1

Таблиця 1.1 – Темпи зростання протяжності нафтопроводів України

Період	Протяжність, км	Середньорічне збільшення протяжності, км
1971-1975	684	110
1976- 1980	1065	127
1981-1985	2053	198
1986-1990	3277	245
1991-1992	3382	52
1993-2000	674	92
2001-2010	44,2	20

Із таблиці випливає, що найбільші темпи розвитку системи нафтопроводів мали місце протягом 1986-1990 років. Із 1991 року темпи будівництва нафтопроводів зменшились у порівнянні з попередніми періодами. В останні роки продовжували розвиватись тільки системи трубопроводів Київської області та нафтопродуктопровід Мелітополь – Крим, а також нафтопровід Одеса – Броди, який може працювати у реверсному режимі.

Основним функціональним обладнанням перекачувальних станцій є насоси та електродвигуни. Як основні насоси, крім спеціальних нафтових насосів серії НМ, знайшли застосування консольні насоси серії НК і двохопорні насоси типу НПС. Використання інших типів насосів, крім насосів серії НМ, утруднює експлуатацію перекачувальних станцій нафтопроводів, зменшує можливості регулювання режимів їх роботи, погіршує техніко – економічні показники трубопровідного транспорту нафтопроводів.

1.2 Загальні відомості про лінійно – виробничої диспетчерської станції Дрогобич

При експлуатації нафтопроводів виникає значна кількість проблем, пов'язаних зі зменшенням матеріальних затрат на їх функціонування та забезпеченням їх надійної і безаварійної роботи у будь – яку пору року.

Для безаварійної роботи трубопроводів необхідно вибрати методи оцінки довговічності елемента трубопроводу. Вибір методу оцінки довговічності трубопроводу здійснюється у відповідності з типом виявленого дефекту.

Розвиток трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів в Україні пов'язаний із розвитком нафтовидобувної та нафтопереробної промисловості, а також з експортними можливостями транзиту нафти та нафтопродуктів через територію України (рис. 1.1).

Філія "Магістральні нафтопроводи "Дружба" забезпечує транзит російської та казахської нафти в країни Центральної та Західної Європи, а також забезпечує нафтою нафтопереробні заводи Західної України (рис. 1.2).

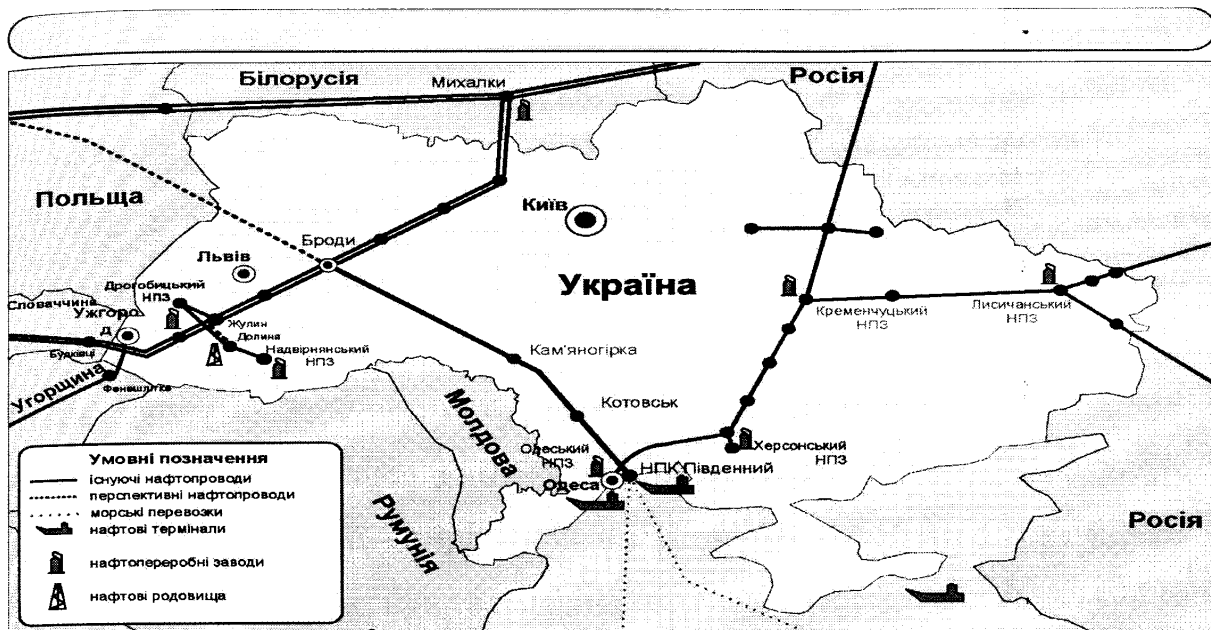


Рисунок 1.1 – Схема магістральних нафтопроводів України

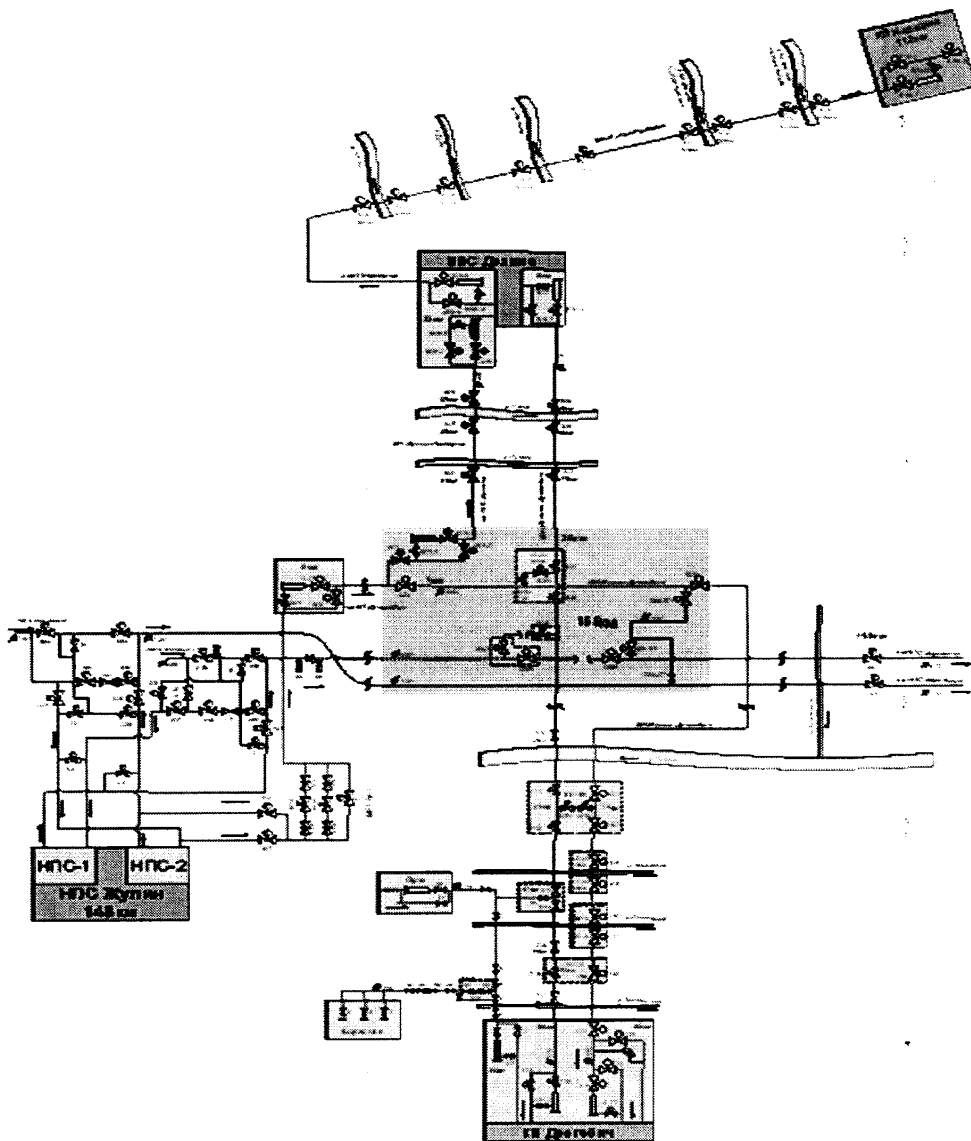


Рисунок 1.2 – Схема лінійно – виробничої диспетчерської станції Дрогобич

За 20 років обсяг поставки нафти на нафтопереробні заводи нафтопровідним транспортом збільшився 12,3 рази і становив понад 90 % обсягу переробки нафти в Україні.

Перший в Україні нафтопровід Долина-Дрогобич довжиною 58,4 км, діаметром 273 мм був збудований у 1962 році. Він пов'язаний із введенням в експлуатацію Північно-Долинського нафтового родовища для транспортування нафти на Дрогобицький нафтопереробний завод. Характерною особливістю цього нафтопроводу є те, що по ньому перекачується високозастигаюча нафта.

Другий нафтопровід - перша нитка нафтопроводу "Дружба" на ділянці Мозир-Броди-Ужгород - був введений в експлуатацію в 1962-1963 рр. Протяжність його на території України складала 684 км, транспортування нафти забезпечували сім нафтоперекачувальних станцій, а в м. Броди було розміщено пункт наливу нафти на залізничний транспорт. Вхідна проектна потужність нафтопроводу в Україні становила 17,5 млн.т/рік, вихідна - 8,5 млн.т/рік. Нафтопровід призначений для транспортування суміші татарської, башкирської та західносибірської нафти на експорт до Угорщини та наливу нафти в м. Броди на залізничний транспорт для експорту через нафтоперевальні комплекси (НПК) у містах Одесі та Рені.

Другу нитку нафтопроводу "Дружба" протяжністю 686,5 км, діаметром 720 мм по всій території України і сім суміщених нафтоперекачувальних станцій було збудовано в період 1970-1974 рр. Із введенням другої нитки, загальна вхідна проектна потужність нафтопроводу "Дружба" на території України становила 55,0 млн.т/рік, вихідна - 26,5 млн.т/рік.

Будівництво нафтопроводу "Одеса-Броди" потужністю 9 млн. тонн на рік, діаметром 1020 мм і довжиною 674 км було завершено наприкінці 2001 року. Магістральний нафтопровід "Одеса-Броди" забезпечує транспортування російської нафти в напрямку МНТ "Південний" із подальшим транспортуванням морським транспортом у країни Західної Європи.

Нафтопровід Жулин - Дрогобич проходить територією Львівської області паралельно діючому нафтопроводу Долина - Дрогобич і

нафтопродуктопроводу Дрогобич - Калуш. Нафтопровід є відгалуженням від нафтопроводу "Дружба". Довжина нафтопроводу діаметром 530 мм - 35,8 км. Довжина зовнішнього технологічного нафтопроводу діаметром 530 мм до КП Дрогобич становить 8,4 км. Отже загальна довжина нафтопроводу між площадками НПС Жулин і КП Дрогобич становить 44,2 км.

Траса нафтопроводу являє собою однопіткову систему трубопроводів із діаметром ниток 530x8 мм. По шляху проходження траса нафтопроводу перетинає велику кількість гірських потоків і струмків, а також гірські річки: р. Стрий та р. Тисмениця.

Кіцевий пункт Дрогобич є кінцевою точкою нафтопроводів Долина-Дрогобич, Орів - Дрогобич, Жулин - Дрогобич і призначений для постачання експортної суміші на ВАТ "НПК "Галичина".

У технологічній насосній КП Дрогобич встановлено чотири насосних агрегати; технологією передбачена їх паралельна та послідовна робота (табл. 1.1). Технологічні трубопроводи - це трубопроводи обв'язки всіх комунікацій (резервуари, вузли, насосна). Вони розміщені підземно згідно норми проектування, а інколи наземно і надземно на низьких опорах. Для запобігання перевантажень комунікації й арматури внаслідок можливого перевищення тиску передбачені вузли запобіжних клапанів.

Таблиця 1.2 – Характеристика насосного обладнання КП Дрогобич

Технологічний номер	Марка	Параметри роботи
Н-1	НПС 200-700	N = 400 кВт; n = 2950 об/хв; Q = 200 м ³ /год; H = 700 м
Н-2	10НД6х1	N = 75 кВт; n = 1475 об/хв; Q = 390 м ³ /год; H = 44,5 м
Н-3	6НДв	N = 75 кВт; n = 1420 об/хв; Q = 240 м ³ /год; H = 60 м
Н-4	8НД9х2	N = 132 кВт; n = 2965 об/хв; Q = 240 м ³ /год; H = 132 м

Технологічна схема НПС – це типова принципова схема технологічних комунікацій, що забезпечують виконання операцій по перекачуванню нафти і нафтопродуктів.

НПС Жулин - це проміжна станція нафтопроводу "МН "Дружба", що розміщена на 148 км траси трубопроводу на висоті 320,9 м над рівнем моря.

Технологічна схема НПС виконана таким чином, щоб забезпечити задовільну і безперебійну роботу двониткової системи нафтопроводу на ділянці Жулин – Карпати, а також на ділянці Жулин – Дрогобич.

Технологічна схема НПС забезпечує виконання наступних технологічних операцій:

- перекачування нафти по двонитковій трубопровідній системі діаметрами 530 мм і 720 мм;
- забезпечення окремої роботи двох віток нафтопроводу або суміжної їх роботи, що забезпечує найбільш економічну вигідну експлуатацію системи;
- автоматичне пропускання очисних пристроїв повз НПС без зупинки її роботи;
- транзитне перекачування по нафтопроводу Жулин - Дрогобич.

1.3 Аналіз методів оцінювання напружень елементів трубопроводів

Практика показує, що за відсутності значних дефектів у стінці пластично здеформовані ділянки трубопроводу продовжують створювати опір навантаженням і виконувати свої експлуатаційні функції. Чинні норми з проектування магістральних трубопроводів ґрунтуються на концепції розрахунку за граничним станом. Згідно з цими нормами при перевірці за граничним станом потрібно виконати розрахунок трубопроводу, враховуючи пружнопластичну роботу матеріалу.

Потреба визначення напружень у стінці трубопроводу на експлуатаційному етапі виникає здебільшого на так званих потенційно небезпечних ділянках, що працюють у складних умовах і зазнають дії значних

навантажень, пов'язаних із зміною їх розрахункового простору розташування. Інформація про напружений стан матеріалу труб на зазначених ділянках є визначальною для оцінки їх технічного стану та вирішення питання можливості продовження безпечної експлуатації чи потреби проведення ремонтно-профілактичних заходів та їх конструктивної реалізації.

На теперішній час відомі різноманітні фізичні методи вимірювання напружень в елементах діючих машин та споруд (тензометрії, магнітної анізотропії, ультразвукової та ін.). Проте, застосування фізичних методів не може вирішити проблеми так, як контроль напружено-деформованого стану небезпечних ділянок магістральних трубопроводів. Найбільш перспективними в цьому відношенні є поєднання аналітичних та експериментальних підходів.

Науковими основами достовірної оцінки напружено-деформованого стану елементів тонкостінних трубопроводів служать праці з теорії тонких оболонок, теорії пластичності, будівельної механіки стержневих систем, опору матеріалів. Залежно від складності задачі та необхідної точності при розрахунках трубопровідних систем на міцність та стійкість застосовують 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 кільцевих навантажень спричинених внутрішнім тиском, на характеристики жорсткої труби як стержня залежно від наявних пластичних деформацій та рівнів навантаження.

Перший підхід здебільшого застосовують для розрахунку окремих частин з певними особливостями. Останнім часом можливості використання підходів, що ґрунтуються на дво- і тривимірних математичних моделях, значно розширюються з огляду на застосування програмних комплексів.

Другий підхід дещо простіший і вимагає менше затрат часу. Полягає він у зведенні двовимірної задачі до одновимірної шляхом введення прямих залежностей між внутрішніми силовими факторами та відповідними

переміщеннями: поздовжньою силою – видовженням осі, згинальним моментом – зміною кривизни та крутним моментом кутом закручування. Поперечну силу як другорядний внутрішній силовий фактор при аналізі напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів не враховують.

Практичні методи розрахунку на міцність та стійкість трубопроводів, як і чинні норми з їх проектування, ґрунтуються на другому підході.

Одним із основних навантажень, на дію якого розраховують трубопроводи на стадії проектування при визначенні товщини стінки, є внутрішній тиск. Під дією внутрішнього тиску в матеріалі стінки труби виникають кільцеві і поздовжні нормальні напруження.

Відповідно до чинних норм кільцеві напруження обчислюють на підставі безмоментної теорії циліндричних оболонок. Величина зумовлених внутрішнім тиском поздовжніх напружень значною мірою залежить від конструктивної схеми ділянки й умов її закріплення і може складати від 30% до 50% кільцевих напружень.

На відміну від складових напружень, які залежать від внутрішнього тиску і, певною мірою, в процесі експлуатації можуть регулюватися, впливати на складові напруження від інших навантажувальних факторів досить важко. Це стосується в першу чергу нормальних і дотичних напружень, що виникають у поперечних перерізах трубопроводу, які взаємно пов'язані з внутрішніми зусиллями поздовжньою та поперечною силою, згинальним і крутним моментами й є результатом роботи ділянки трубопроводу як стержневої конструкції.

Виникнення цих напружень найчастіше зумовлене відхиленнями поздовжньої осі трубопроводу при спорудженні або в процесі експлуатації від передбачуваного проектом розташування. Якщо викривлена вісь ділянки трубопроводу є плоскою кривою, то в загальному випадку така ділянка зазнає плоского згину і в її поперечних перерізах виникають два основні внутрішні силові фактори: поздовжня сила та згинальний момент. При аналізі напружено-деформованого стану трубопроводів впливами поперечної сили нехтують. У

випадку просторової ділянки у її поперечних перерізах виникає крутий момент.

Із погляду розрахунку на міцність ділянка трубопроводу являє собою в окремих випадках багатократно статично невизначену систему. Тому визначення внутрішніх силових факторів пов'язано з розкриттям статичної невизначеності конструкції, що потребує розгляду геометричної сторони задачі – деформацій осі трубопроводу, як стержневої конструкції.

Здебільшого визначення напружено-деформованого стану ділянки трубопроводу, що працює в екстремальних умовах, пов'язане з істотними труднощами. Для одержання достовірних результатів потрібно застосовувати методи нелінійної теорії оболонок, механіки стержневих систем, механіки ґрунтів.

Теоретичні дослідження впливу деформації контуру поперечного перерізу на напружено-деформований стан тонкостінної труби були започатковані Т. Карманом . Використовуючи енергетичний метод, він вперше обґрунтував явище підвищення гнучкості при згині кривої труби порівняно з прямою. Уточнений розв'язок задачі Кармана одержав Бескін, зберігаючи більшу кількість членів у рядах для переміщень. Пізніше одержаний енергетичний методом розв'язок Бескіна було підтверджено у роботі шляхом розв'язання системи диференціальних рівнянь осесиметричного згину тонкостінних оболонок.

Дослідження пружнопластичного стану тонкостінних труб безпосередньо пов'язані з розвитком прикладної теорії пластичності та її двох основних напрямків : розрахунку конструкцій за граничним станом та розрахунку технологічних процесів виготовлення деталей методами пластичного деформування. Основи розрахунків при навантаженні за границею пружності викладені в працях Работнова [1], К.М. Русинка [2], В.Т. Троцена [3], І.А. Цурпала [4] та інших.

Окреме місце в дослідженнях пружнопластичного стану труб займають питання пластичного згину труб із метою виготовлення криволінійних

елементів трубопроводів, яким присвячені роботи [2,5,]. У цих роботах, використовуючи різні способи схематизації діаграм розтягу та припускаючи, що матеріал труби перебуває в лінійному напруженому стані, одержано розрахункові формули для визначення згинального моменту та зміни кривини при розвантаженні.

Граничний стан прямої тонкостінної труби у разі дії внутрішнього тиску, згинального і крутного моментів та осьової сили розглянуто в роботах [2,6,7,8].

1.4 Надійність нафтопроводів і методи прогнозування залишкового ресурсу труб

При проектуванні об'єктів нафтопроводу з позицій системного підходу розрізняють три рівні надійності: надійність конструкції, надійність функціонування та надійність технологічного процесу [9]. При цьому під надійністю конструкції об'єкта розуміють властивість зберігати усталені якості стосовно всіх можливих збурень, котрі можуть зустрітися при виготовленні матеріалів і виробів, які входять до об'єкту, при проектуванні, спорудженні, експлуатації та ремонті. Функціональна надійність об'єкта визначається як системна властивість об'єкта забезпечувати стійке виконання планових функцій.

У теорії надійності конструкції під довговічністю розуміють властивість об'єкта, що полягає в його спроможності не досягати граничного стану протягом деякого часу або наробітки при встановленій системі технічного обслуговування та ремонту [10]. Надійність конструкції магістрального нафтопроводу як технологічної системи визначається як властивість знаходитися в працездатному стані при встановленому наробітку відповідно до вимог нормативно-технічної документації і регламентованих умов функціонування. Під граничним станом тут розуміють стан трубопроводу, при якому його подальша експлуатація неприпустима або недоцільна, або відновлення його працездатності неможливо або недоцільно.

Центральним поняттям теорії надійності є поняття відмови. Відмовою називають подію, що полягає в порушенні працездатного стану об'єкта. Для надійності конструкції, оцінка і прогнозування якої, в основному, використовуються при прогнозуванні ремонту, критерієм відмови є втрата герметичності конструктивних елементів трубопроводу, що зумовлює неприпустимий обсяг витоку нафти або поява аварійної ситуації. В залежності від обсягу витоку відмови мають різноманітну категорійність.

За характером прояву розрізняють раптові і поступові відмови. Усталісна тріщина в стінці трубопроводу, що зародилася з тріщиноподібного дефекту, поступово росте в процесі експлуатації. Цей ріст можна простежити за допомогою засобів не руйнівного контролю. Загалом, наробок на відмову, ресурс й інші подібні показники можуть бути визначені лише після того, як наступила відмова (утворення течі в результаті проростання усталосної тріщини) або був досягнутий граничний стан (оцінене, наприклад, за критерієм квазіхрупкого руйнування). Поки ці події не наступили, можна говорити лише про їхнє прогнозування з більшою або меншою достовірністю. 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.

У цьому зв'язку можна розглядати два підходи до прогнозування наробку на поступову відмову. Перший - детерміністичний підхід до розрахунку довговічності. При такому підході чинники, що впливають на наробіток на відмови, вважаються заданими детерміністичними функціями невинуватих величин. При цьому розрахунок проводиться по граничних параметрах із тим, щоб одержати занижену оцінку показника довговічності. Другий підхід - ймовірносний, коли методами теорії можливостей і математичної статистики враховується непевність завдання чинників, що впливають на оцінку довговічності. Сполучення таких підходів, по відомій термінології [11], зветься напівдетерміністичним підходом (методом) прогнозування довговічності. Звичайно в якості показників надійності технологічного устаткування

використовуються показники безвідмовності і ремонтпридатності або комплексний показник - коефіцієнт готовності, а також ресурс - як показник довговічності. Такі показники, як правило, приводяться в технічних умовах на виробі з вказівкою граничних умов навколишнього середовища при експлуатації виробу, при яких гарантується збереження цих показників. Використовуючи показники безвідмовності, можна розрахувати стратегію обслуговування та ремонту виробу і чисельність персоналу при відповідній моделі експлуатації. У такий спосіб практично можливо розрахувати показники надійності навіть складної технологічної системи, якщо умови її експлуатації відповідають зазначеним у технічних умовах на виробі [12,13,14]. Це стосується, головним чином, до 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, розмірів початкових і дефектів, що з'являються, корозійної активності середовища та впливів інших зовнішніх чинників не дозволяють встановити типові показники надійності для труб. У зв'язку з такими обставинами нерідко рекомендується використовувати експертну оцінку прогнозованих термінів служби, залишкового індивідуального ресурсу та конструкційного ризику підземних і надземних ділянок трубопроводів [15,16]. Процедура експертної оцінки, крім суб'єктивного розгляду та вибору розрахункових схем систем зовнішніх та внутрішніх навантажень і впливів на конструкцію трубопроводу, також потребує обчислення значень залишкового ресурсу конструктивних елементів при навантаженнях, що діють, і прогнозованих майбутніх навантаженнях на трубопровід.

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 контролю, що не руйнує; розрахунок значень

залишкового ресурсу при дійсному навантаженні і завдання ступеня надійності.

При аналізі зведень про відмови лінійної частини нафтопроводів за тривалий термін прийнято вважати [17], що за рівнем надійності нафтопроводи діляться на три групи:

1-а група – Ці нафтопроводи вводилися в роботу, як правило, без активного захисту від корозії, бітумна ізоляція мала термін служби від 8 до 12 років. Досліджувані тиски підвищувалися до 1,1 разу від робочого при тривалості дослідів 6 годин.

2-а група – В цей період вводилися в дію нафтопроводи переважно великого діаметра. У проектах передбачалися засоби електрохімічного захисту, що вводилися в роботу пізніше, ніж місцеві джерела енергопостачання. Час досліджень збільшувалося до 24 годин.

3-я група – Передбачалося будівництво трасових ЛЕП для надійного енергоживлення об'єктів трубопроводів, досліджувані тиски підвищувалися до рівня заводських, що викликали напруження в металі до 0,95 від межі текучості, підвищилася категорійність ділянок нафтопроводу.

Протягом останніх 20 років неодноразово проводилися дослідження причин відмов і аналізи статистичних даних про відмови на нафтопроводах [18,19,20,21,22,23]. Об'єктивно можна вважати, що останні роботи [24,25,26,27] мають більш повні зведення про відмови, хоча деякі типи відмов були характерні для своїх періодів роботи нафтопроводів. Під час терміну експлуатації трубопровід піддається навантаженням, близьким до нормативних характеристик міцності металу труб. Це пов'язано і зі складною схемою взаємодії трубопроводу з ґрунтом, і з наявністю дефектів металургійного, зварювального та транспортного походження; і з порушеннями та помилками режимів технології перекачування. Крім того, незважаючи на поліпшення в останні роки експлуатаційних показників, відбувається процес "старіння" нафтопроводів. У трубних сталях в умовах експлуатації нафтопроводів в основному відбувається деформаційне старіння. Це пояснюється не тільки циклічним характером навантаженості металу труб, але і тим, що трубні сталі

містять домішки - вуглець, азот, що легують елементи. Наявність атомарного водню в ґрунтових електролітах, сірководневих нафтах, генерація його при катодних реакціях призводять до деякого окрихчування металу труб при тривалих циклічних впливах. Сукупність цих процесів призводить до зміни структури і фізико-механічних властивостей металу, тобто до старіння металу. Сполучення всіх чинників створює випадковий характер відмов і аварій. Кількісна оцінка конструктивної надійності трубопроводу звичайно розглядається по різноманітних критеріях.

Відзначено, що незважаючи на великий термін експлуатації нафтопроводів, аварійність, починаючи з 2011 р., на нафтопроводах почала швидко знижуватися. Це пов'язано насамперед із тим, що завантаження більшої частини нафтопроводів знизилася, відповідно зменшилися робочі тиски.

Таблиця 1.3 – Узагальнення і дослідження причин відмов вітчизняних нафтопроводів [94] по роках (у %)

	1990-1994	1995-1999	2000-2011
Нестача будівельно-монтажних робіт	18,8	23,4	26,6
Пошкодження сторонніми механізмами	15,8	9,8	5,4
Порушення правил експлуатації	14,8	8,5	4,3
Корозія	9,9	18,1	23,2
Дефекти труб і деталей	20,8	25,5	29,4
Стихійні лиха та інші причини	19,9	14,7	12,3
Частота відмов на 1000 км в рік	1,5	1,33	1,15

Проектне завантаження залишилося тільки на експортних напрямках. Крім того велику роль у зниженні аварійності, а значить і в підвищенні надійності та безпеки всієї системи нафтопроводів, почала відігравати внутрітрубна діагностика, що в останні роки дозволяє оперативно виявляти дефекти та вживати заходи до їхнього вибіркового усунення. Тенденція зниження аварійності зберігається також завдяки удосконалюванню експлуатаційної роботи. У 2000 р. частота відмов складала вже 0,06 на 1000 км трубопроводів у

рік [26]. Таким чином, можна відзначити, що типова тенденція (відбувається зниження відмов після початкового сплеску, викликаного дефектами виробництва труб і будівельно – монтажних робіт, а до кінця терміну експлуатації ресурсу роботи труб спостерігається їх збільшення) поки що не підтверджується для більшості досліджуваних лінійних ділянок.

Аналіз досвіду експлуатації й експериментальних робіт [28,29,30,31] по проблемі надійності показує, що чинники, котрі впливають на можливість виникнення відмов, можуть бути об'єднані в декілька груп: циклічне навантаження трубопроводу, тип труби й її фактичний стан, тип ізоляції та стан катодного захисту, властивості ґрунту та наявність поблизу джерел електрохімічних впливів і ін. І все ж основною причиною відмов лінійної частини трубопроводів є корозійний знос і малоциклічна втома металу труб у сполученні зі змінами структури металу.

Лінійна частина нафтопроводу складається з послідовно сполучених труб, що відновлюються (десятки тисяч труб на кожній лінійній ділянці між НПС). При відмові на лінійній ділянці практично відновляється тільки елемент, що відмовив (труба); окремі труби (елементи) мають довільний розподіл часу роботи до відмови. Середній час між відмовами може бути прийнятий для всіх труб одного типорозміру та сорту сталі однаковим тільки для початкового моменту експлуатації. З часом під дією різноманітних чинників середній час між відмовами труб змінюється в залежності від місця розташування труби, зменшуючись, як правило, до початку лінійної ділянки. Тому час роботи лінійної частини (системи) до першої відмови буде відрізнятися від часу роботи між першою і другою відмовою, а також всіма наступними. При цьому змінюються і закони розподілу відповідних випадкових розмірів, що характеризують механічні властивості металу труб. Очевидно що для системи, котра відновлюється, якою є лінійна ділянка трубопроводу, показники надійності залежать від того, в якому режимі знаходяться справні елементи системи при відновленні елемента, що відмовив. На даний час існують технології, при яких деякі ушкодження нафтопроводу можуть усуватися без

припинення режиму роботи. У такому випадку всі елементи системи знаходяться в роботі і характеристики їхньої надійності не залежать від стану інших елементів. Проте, як правило, відмови нафтопроводу супроводжуються припиненням перекачування нафти. У цьому випадку при відмові одного елемента на час його ремонту інші елементи системи залишаються незавантаженими. При цьому в залежності від типу характеристики труби, по якій ведеться розрахунок надійності, інтенсивність відмови ненавантажених елементів може рахуватися рівною нулю, наприклад, якщо розрахунок ведеться по параметрі тріщиностійкості, або нерівною нулю, якщо розрахунок ведеться по параметрі холодостійкості.

Практично лінійна частина трубопроводу є порівняно надійною системою, тобто мається на увазі, що середній час безвідмовної роботи кожного з елементів системи (труби) набагато більше, ніж середній час відновлення. Відповідно, коефіцієнти готовності окремих елементів і самої системи достатньо близькі до одиниці.

Очевидно, що і при всіх цих допущеннях уявити лінійну частину трубопроводу між двома насосними станціями у виді одного еквівалентного елемента неможливо, оскільки інтенсивність відмов труб залежить, окрім інших чинників, і від місць розташування труби по трасі лінійної ділянки. На рис. 1.3 – 1.4 подана узагальнена гістограма відмов труб нафтопроводу – Дружба на території Дрогобицької лінійно – виробничої диспетчерської станції в залежності від місця розташування відмови на лінійній ділянці. Враховані відмови за 35 років експлуатації нафтопроводу. З цієї гістограми очевидно, що 55% відмов відбулося на початковій частині кожної ділянки нафтопроводу (що складає), у тому числі 40% на перших кілометрах (10% від довжини лінійної ділянки). Висновок про те, що труби старіють швидше на початку кожної лінійної ділянки на трубопроводах, підтверджується і на інших нафтопроводах.

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, в принципі, можна зробити прогнозування ресурсу трубопроводу. Для цього в останні роки використовують різноманітні спеціалізовані методики, наприклад [8,32,33,34,35,36,37].

На ранній стадії створення методичного апарату для визначення довговічності ресурс визначався по показнику міцності. Найбільш сучасна на даний час методика [38,39] відображає сучасну практику прогнозування

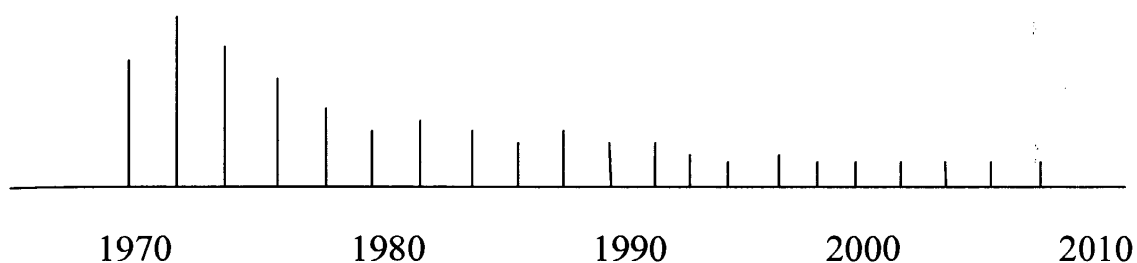


Рисунок 1.3 – Гістограма відмов по рокам роботи нафтопроводу Дружба Дрогобицької лінійно – виробничої диспетчерської станції

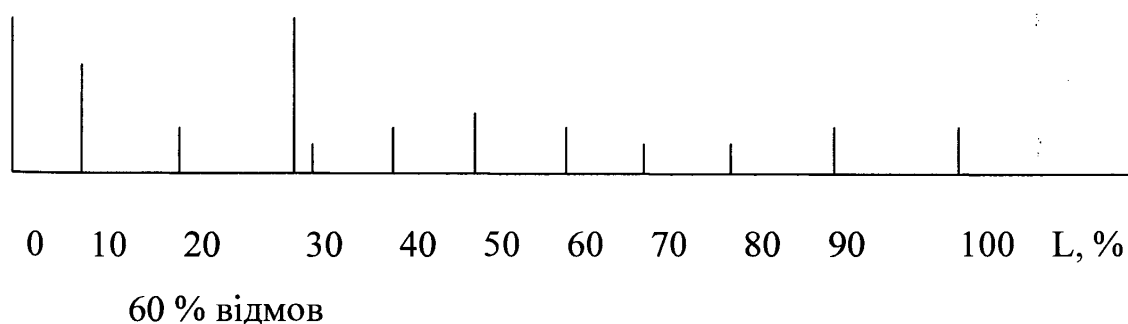


Рисунок 1.4 – Гістограма відмов за 35 років в залежності від місця події на лінійній ділянці нафтопроводу

залишкового ресурсу. У цій роботі подані методи оцінки довговічності елемента трубопроводу, котрий має дефекти, на основі одержуваної внутрітрубними інспекційними снарядами інформації з параметрів дефектів

стілки труби (дефектоскопи ультразвукового або магнітного принципу дії) й інформації з параметрів дефектів геометрії труби. Вибір методу оцінки довговічності трубопроводу здійснюється у відповідності до типу виявленого дефекту. Для дефектів механічного та металургійного походження оцінка довговічності ведеться за критерієм опору деформуванню та руйнації при малоцикловому навантаженні внутрішнім тиском. При цьому для поверхневих дефектів стінки за граничний стан приймається утворення макротріщин у зонах найбільшого місцевого навантаження. Для тріщиноподібних дефектів час досягнення критичної межі визначається часом росту втомної тріщини до критичних розмірів. Ця методика найбільш повно відповідає загальним вимогам до методів прогнозування залишкового ресурсу [40]. Проте інтепретація і визначення дефектів залежить від точності та межі спроможності дефектоскопів, що поки лишає невизначеною суттєву зону початкових дефектів.

На рис. 1.5 приведена розроблена схема розрахунків [41] за прогнозом індивідуальних залишкових ресурсів лінійних ділянок нафтопроводу. Відповідно до цієї схеми для прогнозування стану нафтопроводу використовується первинна інформація з траси нафтопроводу; зразки сталі труб, що експлуатувалися; статистичні відомості про режими перекачування нафти, продуктивність та робочі тиски, які були в трубопроводі за час його експлуатації, про зміни схеми об'єктів переключення насосних агрегатів і про відмови, котрі мали місце на лінійній частині нафтопроводів. Відмінною характеристикою даної роботи з розрахунку індивідуального залишкового ресурсу є можливість врахування багатопараметричних дефектів трубопроводу, що знаходяться в умовах об'ємного напруженого стану, використання комбінованих критеріїв механіки руйнації та кінетичних рівнянь росту втомлених тріщин, враховуючи накопичення деформаційних пошкоджень у матеріалі [42]. Окрім того, у роботі передбачена можливість розрахунку напружено-деформованого стану сучасними чисельними методами (метод кінцевих елементів) і запропоновані критерії динамічної руйнації

трубопроводу. Прогнозування ресурсу може бути даний у конкретному елементі чи відрізьку трубопроводу або поданий графіком прогнозованого ресурсу вздовж траси нафтопроводу від дії однотипного дефекту, що створює передумови для об'єктивного порівняння лінійних ділянок за ступенем небезпеки в залежності від типу сталі труб, розмаху коливань робочого тиску та профілю траси.



Рисунок 1.5 – Структурна схема розрахунку лінійних ділянок на залишкову міцність

В якості вихідної інформації використовуються матеріали дослідження натурних зразків металу труб із конкретного нафтопроводу [78], результати вивчення режимів роботи перекачування нафти. Зведення про трасу трубопроводу включають рельєф місцевості, тип ґрунту, фактичну розкладку труб різноманітного типорозміру. Для використання властивостей металу трубопроводу в схемі розрахунку використовуються результати

експериментальних досліджень зразків металу, що реально працювали на цьому нафтопроводі. Властивості металів труб досліджують на зразках, взятих із аварійних, діючих і запасних труб, включаючи також зварювальні з'єднання. При дослідженнях визначають, у першу чергу, хімічний склад, типові механічні властивості, ударну вязкість, роботу зародження та поширення тріщин і схильність до тендітної руйнації металу та зварних з'єднань. Крім типових використовуються і спеціально розроблені методики для оцінки схильності сталі до утворення тріщин у корозійному середовищі й опору металу руйнації в умовах зі змінним навантаженням, що імітує циклічні навантаження, котрі існують при перекачуванні нафти. За час експлуатації метал труб "старіє", окрихчується і під впливом циклічних навантажень у ньому в зоні дефекту розвиваються тріщини. Тривалість процесу підростання тріщини багато в чому залежить від умов навантаження, головним чином, через коливання робочого тиску. На останній стадії, яка починається з моменту досягнення тріщиною критичного розміру, тріщина стає нестабільною і, за відповідних умов, може поширюватися на необмежену довжину. Вплив елементів випадковості, що носять звичайно локальний характер, на процес протікання руйнації металу трубопроводу практично виключається. Перестає відігравати роль і довжина вихідної тріщини. Таким чином, створюються передумови для достатньо чіткого опису умов руйнації. Викладений підхід є реалізований у застосовуваній схемі прогнозування ресурсу нафтопроводу. У якості основного параметра для оцінки критичних розмірів тріщин і кінетики їх усталеного росту використовується коефіцієнт інтенсивності напруг, числові значення якого визначаються на зразках металу, вирізаних на лінійних ділянках трубопроводу. Дослідження показали, що критичне значення цього коефіцієнта за час тривалої експлуатації зменшується.

Динамічні (циклічні) характеристики навантаження труби визначаються за результатом аналізу по звітним і статистичним даним експлуатації, по диспетчерським записам і річних звітах у різноманітні періоди часу, що істотно відрізнялися по обсягах перекачування нафти і рівням тиску. Кількість

циклічних змін тиску (навантажень) нафтопроводів, головним чином, залежить від кількості переключень магістральних агрегатів, що перекачують, на НПС. У початковий період експлуатації продуктивність перекачування нафти по нафтопроводі наростає та зростає кількість працюючих агрегатів і НПС, що вводяться в роботу. Відповідно, зростає кількість відключень агрегатів з різноманітних причин. Період максимального навантаження займає поки основний час експлуатації існування нафтопроводів. 90% усіх відключень агрегатів на НПС на кожній ділянці між головними станціями відбувається в зв'язку зі змінами технологічних режимів перекачування. При цьому відключення агрегатів на різних НПС взаємозалежні між собою і, у великою мірою, залежать від відключень агрегатів на головній НПС. Вкрай рідко при аварії на НПС або при втраті зовнішнього енергопостачання одночасно відключалися всі агрегати однієї НПС. Період із 1999 р. до сьогодні на більшості нафтопроводів характерний зниженим рівнем навантаження до (40 - 50)% від максимальної. При цьому частина НПС поступово виводиться з роботи. Режим перекачування нафти по трубопроводах йде на зниженому тиску. Усе частіше використовується рівнобіжна робота насосних агрегатів на НПС. Це полегшує силові умови роботи труб, але знижує можливості по перекачуванню нафти. Актуальною стає задача оптимального обсягу ремонту трубопроводу з метою підтримки його проектних можливостей.

1.5 Огляд літературних джерел і методів розрахунку

При розрахунках характеристик труб за граничним станом переважно нехтують зміною форми поперечного перерізу та зміцненням матеріалу, вважаючи його ідеально пластичним, що дозволяє значно спростити розв'язки.

Значний практичний інтерес представляє розробка методик розв'язання задачі в загальному випадку комбінованого навантаження тонкостінної труби з урахуванням стисливості матеріалу та з використанням більш точних способів схематизації діаграми деформування.

Експериментальним дослідженням пружнопластичного стану тонкостінних трубчатих зразків при наявності внутрішнього тиску присвячено порівняно багато робіт. Ці дослідження виконані здебільшого з метою перевірки основних гіпотез теорії пружнопластичних деформацій в умовах однорідного напруженого стану при одночасному навантаженні труб внутрішнім тиском та поздовжньою розтягальною силою або крутним моментом.

Пружнопластичний стан тонкостінних труб при комбінованому навантаженні внутрішнім тиском, поздовжньою силою та згинальним моментом досліджено значно меншою мірою. Результати таких досліджень представляють значний інтерес для розробки методів розрахунку з урахуванням пластичних деформацій елементів тонкостінних трубопровідних систем різного призначення, що працюють в умовах поздовжньо-поперечного згину.

При теоретичному аналізі зміцнення матеріалу враховується за лінійним законом. Визначення прогинів ґрунтується на графоаналітичному підході. При цьому жорсткість перерізу на згин по всій довжині балки приймається однаковою, а епюра згинальних моментів для пластично деформованих зон заміняється умовною, ординати якої залежать від ступеня деформування.

Методи розрахунку плоских підземних ділянок трубопроводів із застосуванням ЕОМ і числових методів на міцність та стійкість із урахуванням пружнопластичної роботи металу труб наведено в роботі Айнбіндера А.Б.. Ділянка трубопроводу поділяється на скінченні прямолінійні елементи довжиною 5-20 діаметрів. За розрахункову модель скінченого елемента прийнято трубу-балку з недеформівним контуром поперечного перерізу, деформації якої визначаються з урахуванням кільцевих напружень від внутрішнього тиску за деформаційною теорією пластичності. Жорсткість поперечного перерізу в межах довжини елемента приймається сталою.

Запропоновано експериментально-аналітичну методику визначення напружень в діючих трубопроводах за допомогою методів математичного

моделювання за результатами вимірювання зміщень окремих точок. Апробація методики на двох реальних ділянках показала достатньо високий рівень надійності визначення напружень при порівняно невеликій кількості базових точок.

Розробці методів визначення напруженого стану потенційно небезпечних ділянок трубопроводів присвячені роботи Перуна Й.В., Шлапака Л.С. , Олійника А.П.. Викликані навантаженням трубопроводу як балкової конструкції напруження визначаються розрахунковим шляхом за результатами вимірювання параметрів, що визначають зміну просторового розташування певних точок обстежуваної ділянки. Задача розв'язується згладжуванням лінії поздовжньої осі трубопроводу кубічними сплайнами на підставі координат певної кількості її точок, одержаних при натурних вимірюваннях геодезичними методами.

Останнім часом поширюється застосування акустичних та магнітних методів визначення напружено-деформованого стану діючих трубопроводів. Перші ґрунтуються на результатах вимірювання у двох взаємно-перпендикулярних напрямках часу проходження ультразвукових хвиль у металі трубопроводу, а другі – його магнітної проникливості. Реалізація цих методів у трасових умовах пов'язана з певними труднощами, оскільки потребує безпосереднього контакту вимірювального приладу з поверхнею труби та її спеціальної підготовки. Це ускладнює їх застосування для визначення напружень у багатьох точках обстежуваної ділянки трубопроводу. Проте поєднання таких неруйнівних методів із аналітичними підходами та чисельними методами є, на нашу думку, дуже перспективним для вирішення такої актуальної проблеми як діагностування НДС потенційно небезпечних ділянок трубопроводів.

Важливе значення для забезпечення надійної роботи трубопроводів мають розрахунки на стійкість тих ділянок, які зазнають дії значних поздовжніх стискальних навантажень. Дослідженням питань втрати поздовжньої стійкості магістральних трубопроводів присвячено достатньо багато робіт. Автори

ставлять задачу про втрату стійкості стиснутої ділянки трубопроводу розв'язують, застосовуючи подвійний підхід. Утворення арки розглянуто в стержневій постановці, а можливість місцевої втрати стійкості (появи гофри) – за теорією стійкості оболонок. Дослідження поздовжньої стійкості підземних трубопроводів із урахуванням великих переміщень виконано в роботі, де встановлюються умови, за яких настає критичний стан та виявляються форми викривлення трубопроводу залежно від властивостей оточуючого його середовища.

Спільним для всіх цих робіт є те, що вони виконані в рамках лінійно-пружної моделі. Проте практика показує, що трубопроводи великих діаметрів випинаються з утворенням зон пластичних деформацій.

В останні роки на трубопроводах довготривалої експлуатації значна увага приділяється виконанню ремонтних робіт із заміною ізоляційного покриття. Більшість з них відноситься до ремонту з підйомом трубоукладачами. На початку 80-х років капітальний ремонт ізоляції магістральних нафтопроводів великих діаметрів почали виконувати за новою технологією в траншеї без підйому. Згідно з нормативним документом, розрахунок додаткових поздовжніх напружень у стінці ремонтваної ділянки виконувався як для нерозрізної балки, що опирається на кінцях на абсолютно жорстку основу. Ефект впливу поздовжньої стискальної сили на згин трубопроводу при визначенні цих напружень також не враховувався. Все це обумовлювало потребу в проведенні комплексних теоретичних і експериментальних досліджень із метою створення методик визначення фактичних значень напружень, які діють в стінці трубопроводу.

1.6 Постановка задач та напрямки досліджень

Проведений аналіз літературних джерел показує, що більшість магістральних нафтопроводів експлуатуються протягом тривалого часу та немало з них відпрацювали амортизаційний термін. Із часом втрачається герметичність

конструктивних елементів трубопроводу, що зумовлює неприпустимий обсяг витоку нафти або поява аварійної ситуації; це призводить до виникнення економічних та екологічних збитків. Для покращення умов експлуатації нафтопроводів пропонується вирішити та реалізувати ряд наступних задач:

- 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.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ ІЗ ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ ТРАСИ

Основна частина діючих нафтопроводів експлуатується більше 40 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом напруг, корозійного середовища і водню відбулися процеси, що призвели до зміни фізико-механічних властивостей металу. Причому ступінь зміни властивостей залежить не тільки від тривалості, але й від силових умов експлуатації, тобто від рівня робочого тиску та розмаху його коливань. Тому при аналізі стану магістральних нафтопроводів, оцінці залишкового ресурсу та плануванні капітального ремонту необхідно виходити з реальних властивостей матеріалу труб.

Оцінками напруженого стану трубопроводів в об'єктах нафтового комплексу займалися багато вчених як на Україні, так і в державах ближнього та дальнього зарубіжжя. До таких вчених, які внесли великий вклад для визначення міцності і надійності трубопроводів, слід віднести М.А. Алфутова, В.А. Баженова, В.В Новожилова, В.А. Осадчука, К.Ф. Черних, Л. С. Шлапака, П. П. Боробавкіна, Й. В. Перуна, А. Я. Краєвського, Б. С. Білобрана, І. І. Мазура, О. М. Іванцова та багато ін.

Процеси, що протікають у металі труб у ході тривалої експлуатації, можуть впливати як на стандартні механічні властивості, так і на нестандартні, оцінювані по спеціально розроблених моделям. У зв'язку з цим, для оцінки стану металу труб після їхньої тривалої експлуатації необхідно проводити дослідження комплексу фізико-механічних характеристик, що дозволяють оцінити опір руйнації металу в умовах, найбільш близьких до умов експлуатації. Для проведення таких досліджень необхідно розробити такі математичні моделі, які дозволяють реально відтворювати технологічні процеси роботи магістральних трубопроводів не зупинюючи їх роботи.

2.1 Розробка математичної моделі нестационарних експлуатаційних режимів роботи магістральних нафтопроводів

Нестационарний рух ідеальної рідини описується системою рівнянь, які виражають закон збереження маси, кількості руху та енергії одиничного об'єму середовища, котре рухається [43]. Векторна форма цих рівнянь має вигляд:

$$\frac{d\rho}{dt} + \rho \operatorname{div} \vec{v} = 0, \quad (2.1)$$

$$\rho \frac{d\vec{v}}{dt} = \rho \vec{F} + \frac{\partial \vec{\sigma}_i}{\partial x_i}, \quad (2.2)$$

$$\rho \frac{d}{dt} \left(u + \frac{v^2}{2} \right) = \rho \vec{F} \vec{v} + \frac{\partial (\vec{\sigma}_i \vec{v})}{\partial x_i} + \rho q_e, \quad (2.3)$$

де ρ - 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;

$\vec{\sigma}_i$ - 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. Введемо прямокутну систему координат так, щоб вісь OX була напрямлена вздовж осі трубопроводу, а вісь OZ – у напрямку, протилежному вектору дії сили тяжіння.

Застосовуючи загальноприйнятий підхід для моделювання гідродинамічних процесів на ділянках магістральних трубопроводів, розглядаємо рівняння руху рідини в одновимірній постановці. Для спрощення, у подальшому позначатимемо v_x через v .

Тоді система рівнянь (2.1)-(2.3) матиме наступний вид

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + v \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\rho f_x - \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{4}{3} \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right) \right]; \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0; \\ \frac{\partial \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right]}{\partial t} + v \frac{\partial \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} + \frac{p}{\rho} \right) \right]}{\partial x} = \rho q_R + \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right) \right] - \frac{4}{3} \mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right)^2 - \rho v f_x. \end{array} \right. \quad (2.4)$$

Вираз у першому рівнянні системи (2.4), що характеризує вплив сили тертя на параметри потоку нафти, замінимо наслідком із формули Дарсі-Вейсбаха, записаної для нафти [43,44], згідно з якою

$$\frac{4}{3} \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial v}{\partial x} \right) = \rho v \frac{\xi v}{2D}, \quad (2.5)$$

де ξ - коефіцієнт гідравлічного опору.

Враховуючи факт, що об'єктом досліджень є ізотермічні нафтопроводи правомірно застосувати гіпотезу про ізотермічність потоку нафти [43,45].

Масові сили, що діють на потік нафти вздовж напрямку його руху, представлені проекцією на вісь OX сили тяжіння

$$f_x = g \frac{dz}{dx}, \quad (2.6)$$

де g - прискорення вільного падіння;

z - висотні положення точок на трубопроводі.

Після врахування наведених допущень система рівнянь (2.4) набуде вигляду

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\xi \rho}{8\delta} v^2 + \rho g \frac{dz}{dx}; \quad (2.7)$$

$$-\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2.8)$$

де c – швидкість звуку в даному середовищі.

За умови

$$M = \rho v \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.9)$$

де M – масова витрата нафти в нафтопроводі.

Рівняння (2.7) і (2.8) матимуть наступний вид

$$\frac{\partial M}{\partial t} = -v \frac{\partial M}{\partial x} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\xi |v|}{2D} M - \rho \frac{\pi D^2}{4} g \frac{dz}{dx}; \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{1}{\pi D^2 / 4} \frac{1}{c^2} \frac{\partial M}{\partial x}. \quad (2.11)$$

Система рівнянь (2.10)-(2.11) дозволяє отримати розподіл тиску та масової витрати нафти для ділянки магістрального нафтопроводу в просторі та часі. В силу того, що дана система диференціальних рівнянь нелінійна, аналітичний розв'язок для неї побудувати неможливо. Тому в науці та на практиці користуються наближеними методами розв'язування цих рівнянь. Здійснимо перехід від системи рівнянь (2.10)-(2.11) до її наближеного виду шляхом припущення щодо квазілінійності даної системи [15].

Серед широкого набору числових методів розв'язування лінійних диференціальних рівнянь загальноприйнятим є метод сіток [16]. Для запису різницевого аналогу рівнянь (2.10)-(2.11) застосуємо неявну схему розбиття з другим порядком точності по x . Оскільки по τ у системі рівнянь маємо тільки першу похідну, то для забезпечення другого порядку точності апроксимації по τ необхідно застосувати метод “предиктор-коректор” [46].

У випадку використання методу сіток для визначення значень параметрів нафтопроводу під час перебігу на них різко виражених нестационарних процесів

(якими є аварійні режими) для уникнення нестійкості різницевих схем необхідно виконувати локальне згущення сітки дискретизації областей визначення параметрів. Різницевій дискретизації з нерівномірною сіткою розбиття підлягають рівняння (2.10)-(2.11).

Як свідчать дослідження, при виникненні різко виражених нестационарних процесів у трубопроводі малозначущі складові рівняння (2.15) викликають осциляцію результатів числового моделювання процесу масопередачі. Це призводить до нестійкості схеми, тому в момент виникнення збурення доцільно виключити їх із системи рівнянь.

Враховуючи наведені зауваження різницева схема рівнянь руху нафти для точок у середині області дискретизації по x і τ матиме вигляд

$$\frac{M(x_i, t_{j+1}) - M(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = -v(x_i, t_{j+1}) \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\pi D^2}{4} \times \left[\frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\xi |v(x_i, t_{j+1})|}{2D} M(x_i, t_{j+1}) - g \frac{\pi D^2}{4} \frac{1}{2} \rho \left[\frac{(z_i - z_{i-1})}{\Delta x_{i-1}} + \frac{(z_{i+1} - z_i)}{\Delta x_i} \right] \right]; \quad (2.12)$$

$$\frac{p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = -\frac{4}{\pi D^2 c^2} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}. \quad (2.13)$$

Наведені рівняння розв'язуються методом послідовних наближень. На кожному наближенні коефіцієнти біля шуканих величин згідно припущення про квазілінійність системи (2.10)-(2.11) приймаються сталими і в процесі переходу до наступного наближення корегуються.

Систему алгебраїчних рівнянь (2.12)-(2.13) розв'яжемо методом прогонки [47]. Для прямого ходу прогонки необхідно звести дану систему рівнянь до рівняння з однією змінною. Вибір змінної здійснюється залежно від наявних граничних умов. Розглянемо послідовно всі можливі варіанти граничних умов.

Найбільше прикладне значення для експлуатаційних режимів магістральних нафтопроводів має наступна конфігурація граничних умов [16,12]: $p(0, t); M(l, t)$, де l - довжина ділянки нафтопроводу. Враховуючи те, що

граничні умови подані для обох змінних, вибір змінної для зведення системи рівнянь (2.12)-(2.13) до одного рівняння не грає ролі.

Продиференціюємо праву та ліву частини рівняння (2.13) по x і подамо отримане диференціальне рівняння у вигляді різницевого аналогу

$$\begin{aligned} & \frac{p(x_{i+1}, t_{j+1}) - p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_{j+1}) + p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1}) \Delta t} = \\ & = - \frac{4}{\pi D^2 c^2} \frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Підставивши рівняння (2.14) у (2.12), отримаємо систему n рівнянь із n невідомими $M(x_i, t_{j+1})$ для точок розбиття ділянки магістрального нафтопроводу

$$\begin{aligned} & - \frac{(M(x_i, t_{j+1}) - M(x_i, t_j))}{\Delta t_j} - v \frac{(M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1}))}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} + \\ & + \frac{\Delta t}{c^2} \frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_i \Delta x_{i-1}^2} - \\ & - \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{|v| \xi}{2D} M(x_i, t_{j+1}) - \rho \frac{1}{2} \left(\frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} + \frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} \right) = 0. \end{aligned} \quad (2.15)$$

Провівши заміну, отримаємо

$$-B_{1i} M(x_{i+1}, t_{j+1}) + B_{2i} M(x_i, t_{j+1}) - B_{3i} M(x_{i-1}, t_{j+1}) = B_{4i}, \quad (2.16)$$

$$\text{де} \quad B_{1i} = \frac{v}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\Delta t}{\Delta x_i \Delta x_{i-1}^2 c^2}; \quad B_{2i} = -\frac{1}{\Delta t} - \frac{\Delta t (\Delta x_i + \Delta x_{i-1})}{c^2 \Delta x_i \Delta x_{i-1}^2} - \frac{|v| \xi}{2D};$$

$$\begin{aligned} B_{3i} &= -\frac{v}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\Delta t}{\Delta x_{i-1}^2 c^2}; \quad B_{4i} = -\frac{M(x_i, t_j)}{\Delta t} + \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} + \\ & + \rho \frac{1}{2} \left(\frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} + \frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} \right); \quad i = 1 \dots n. \end{aligned}$$

Пряма прогонка здійснюється шляхом перетворення системи рівнянь (2.16) у систему рівнянь виду

$$M(x_{i+1}, t_{j+1}) - E_{i+1} \cdot M(x_i, t_{j+1}) = F_{i+1}, \quad \text{де } i = 1..n. \quad (2.17)$$

Для визначення E_n і F_n використовуються граничні умови. Оскільки $M(x_n, t_{j+1})$ задається в умові задачі в якості граничної умови, то, з огляду на вид системи рівнянь (2.17), для виключення впливу на значення $M(x_n, t_{j+1})$ інших граничних умов ($p(0, t), T(0, t), T_{cm}(0, t)$) необхідно, щоб виконувались умови

$$E_{i+1} = E_n = 0; \quad F_{i+1} = F_n = M(x_{i+1}, t_{k+1}). \quad (2.18)$$

Таким чином, маючи значення коефіцієнтів системи рівнянь (2.17), для визначення розподілу масової витрати по довжині в момент часу t_{j+1} необхідно мати значення m хоча б в одній точці ділянки нафтопроводу, крім останньої (в силу (2.18)). Для визначення $M(0, t)$ необхідно розв'язати рівняння (2.13), записане для початкової точки ділянки ($x = x_1$)

$$-\frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_2, t_{j+1}) - M(x_1, t_{j+1})}{\Delta x_1} = \frac{p(x_1, t_{j+1}) - p(x_1, t_j)}{\Delta t_j}. \quad (2.19)$$

Обчисливши значення $M(x_0, t_{j+1})$, здійснюємо обернений хід прогонки, тобто підставляємо значення $M(x_0, t_{j+1})$ у систему рівнянь (2.17) і визначаємо розподіл масової витрати по довжині ділянки нафтопроводу в момент часу $t = t_{j+1}$. Користуючись рівняннями (2.13), визначаємо величини $p(x_i, t_{j+1})$, де $i = 1..n-1$.

$$p(x_i, t_{j+1}) = p(x_i, t_j) - \Delta t_j \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}. \quad (2.20)$$

Для точки $i=n$ ці залежності запишуться в наступному виді

$$p(x_i, t_{j+1}) = p(x_i, t_j) - \Delta t_j \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_i, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}}. \quad (2.21)$$

У формулах (2.20)-(2.21) для визначення розподілу параметрів потоку в момент часу t_{j+1} користуються значеннями параметрів у момент часу t_j , де $j=0 \dots m$. Для $j=0$ розподіл параметрів $p(x_i, t_j), M(x_i, t_j)$ називають початковими умовами. Залежно від умови задачі початкові умови можуть бути задані до моменту часу t_0 або обчислені з припущенням, що у момент часу t_0 по всій ділянці нафтопроводу здійснюється стаціонарний процес транспортування нафти.

Розглянемо задачу визначення розподілу параметрів нафтового потоку для граничних умов $M(0, t), M(l, t)$.

Розрахунок параметрів потоку здійснюється в тій же послідовності, що й для граничних умов $p(0, t), p(l, t)$ з однією особливістю. Внаслідок того, що в початковій точці маємо граничну умову Діріхле для масової витрати, необхідність розв'язування рівняння (2.33) відпадає, тому для здійснення оберненого ходу прогонки використовуємо співвідношення

$$M(x_1, t_{j+1}) = M(0, t). \quad (2.22)$$

Деякі інші залежності використовуються для розв'язування задачі з граничними умовами виду $M(0, t), p(l, t)$. У цьому випадку під час прямої прогонки система рівнянь (2.17) замінюється рівняннями виду

$$M(x_i, t_{j+1}) = E_i M(x_{i+1}, t_{j+1}) + F_i; \quad (2.23)$$

$$M(x_{i-1}, t_{j+1}) = E_{i-1} M(x_i, t_{j+1}) + F_{i-1}. \quad (2.24)$$

Тоді для E_i і F_i ми отримаємо наступні залежності

$$E_i = \frac{B_{1i}}{B_{2i} - B_{3i} \cdot E_{i+1}}; \quad F_i = \frac{B_{4i} + B_{3i} F_{i+1}}{B_{2i} - B_{3i} E_{i+1}}. \quad (2.25)$$

Оскільки маємо граничну умову Діріхле на початку нафтопроводу, то по аналогії з (2.18)

$$E_1 = 0; \quad F_1 = M(0, t). \quad (2.26)$$

Таким чином, за формулами (2.25) визначаються значення E_i і F_i , де $i=1..n$.

Вкінці ділянки нафтопроводу маємо умову Неймана, тому запишемо рівняння (2.13) для точки x_n

$$-\frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_{n+1}, t_{j+1}) - M(x_{n-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{n-1} + \Delta x_n)} = \frac{p(x_n, t_{j+1}) - p(x_n, t_j)}{\Delta t_j}, \quad (2.27)$$

де $M(x_{n+1}, t_{j+1})$ - значення масової витрати в уявній точці x_{n+1}

Із системи рівнянь (2.23)-(2.24) для $i = n$ і (2.27) визначаємо значення $M(x_{n+1}, t_{j+1})$ і здійснюємо обернений хід прогонки, тобто визначаємо розподіл масової витрати по довжині ділянки нафтопроводу в момент часу $t = t_{j+1}$.

Якщо граничні умови мають вид $p(0, t), p(l, t)$, тобто на обох кінцях маємо умови Неймана для $M(x, t)$, то розв'язати систему рівнянь (2.17) із другим порядком точності апроксимації по x є неможливо.

Тому для рівняння, до якого зводимо систему рівнянь (2.12)-(2.13), приймаємо в якості змінної величину $p(x, t)$. Для цього продиференціюємо рівняння (2.10) по x і запишемо отримане рівняння у вигляді різницевого аналога

$$\begin{aligned}
& \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i+1}, t_j) - M(x_{i-1}, t_{j+1}) + M(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1}) \Delta t} = \\
& = -v \frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} + \\
& \quad - \frac{\pi D^2 \Delta x_{i-1} P(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) P(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i P(x_{i-1}, t_{j+1})}{4 \Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} + \\
& \quad + \frac{\xi |v| M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{2D (\Delta x_i + \Delta x_{i-1})}.
\end{aligned} \tag{2.28}$$

Виразимо з (2.13) різницевий аналог першої похідної масової витрати по x , підставимо в (2.28) і, провівши заміни, отримаємо наступне рівняння

$$-B_{1i} P(x_{i+1}, t_{j+1}) + B_{2i} P(x_i, t_{j+1}) - B_{3i} P(x_{i-1}, t_{j+1}) = B_{4i}, \tag{2.29}$$

$$\text{де} \quad B_{1i} = \frac{\pi D^2}{4 \Delta x^2}; \quad B_{2i} = \frac{\pi D^2 c^2}{4 \Delta t^2} + \frac{2 \pi D^2}{4 \Delta x^2}; \quad B_{3i} = \frac{\pi D^2}{4 \Delta x^2};$$

$$\begin{aligned}
B_{4i} = & \frac{\pi D^2 c^2}{4 \Delta t^2} P(x_i, t_j) - \frac{M(x_{i+1}, t_j) - M(x_{i-1}, t_j)}{2 \Delta x \Delta t} + \\
& + w \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - 2M(x_i, t_{j+1}) + M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x^2} - \frac{|v| \xi M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{2D \cdot 2 \Delta x}.
\end{aligned}$$

Здійснюючи пряму прогонку отримаємо систему рівнянь

$$p(x_{i+1}, t_{j+1}) = E_{i+1} \cdot p(x_i, t_{j+1}) + F_{i+1}, \tag{2.30}$$

де $i = 1 \dots n$.

При цьому використовуємо умову Діріхле для $p(x, t)$

$$E_n = 0; \quad F_n = p(x_n, t_{j+1}). \tag{2.31}$$

Для оберненого ходу прогонки використовується інша гранична умова Діріхле, а саме

$$p(x_1, t_{j+1}) = p(0, t). \quad (2.32)$$

Для визначення розподілу масової витрати з рівняння (2.13) підставимо першу похідну масової витрати по x у рівняння (2.12) і знайдемо з останнього масову витрату в i -тому вузлі

$$M(x_i, t_{j+1}) = \left(\frac{v\pi D^2 \partial \rho / \partial p}{4} \frac{p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{\Delta t} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_{j+1}) - p(x_{i-1}, t_{j+1})}{2\Delta x} + \frac{M(x_i, t_j)}{\Delta t} - g \frac{\pi D^2}{4} \rho \frac{1}{2} \left[\frac{z_i - z_{i-1}}{\Delta x} + \frac{z_{i+1} - z_i}{\Delta x} \right] \right) / \left(\frac{1}{\Delta t} + \frac{|v|\xi}{2D} \right). \quad (2.33)$$

Для визначення масової витрати в першій точці рівняння (2.33) матиме вигляд

$$M(x_1, t_{j+1}) = \left(\frac{v\pi D^2 c^2}{4} \frac{p(x_1, t_{j+1}) - p(x_1, t_j)}{\Delta t} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_2, t_{j+1}) - p(x_0, t_{j+1})}{2\Delta x} + \frac{M(x_1, t_j)}{\Delta t} - g \frac{\pi D^2}{4} \rho \frac{1}{2} \left[\frac{z_1 - z_0}{\Delta x} + \frac{z_2 - z_1}{\Delta x} \right] \right) / \left(\frac{1}{\Delta t} + \frac{|v|\xi}{2D} \right), \quad (2.34)$$

де $p(0, t), \rho(0, t)$ - значення відповідно тиску та густини нафти в уявній точці.

Таким чином, ми отримали розрахункові залежності для визначення розподілу масової витрати і тиску нафти при нестационарних режимах роботи магістральних нафтопроводів.

Залежно від задачі, початкові умови можуть бути задані поелементно для кожної точки розбиття кінцево-різницевої моделі, прийняті за результатами розрахунку нестационарного процесу, що відбувався до моменту часу t_0 , або

обчислені з припущенням, що у момент часу t_0 по всій ділянці нафтопроводу здійснюється стаціонарний процес транспортування нафти. Для останнього випадку система рівнянь (2.13)-(2.16) приводиться до рівняння виду

$$-\frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\xi |v|}{2D} M + \rho g \frac{dz}{dx}. \quad (2.35)$$

Різницевий аналог даної системи матиме вигляд

$$\frac{\pi D^2}{4} \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{2\Delta x} = -\frac{\xi |v_i|}{2D} M - \rho_i g \frac{h_{i-1} - 2h_i + h_{i+1}}{2\Delta x}. \quad (2.36)$$

Використовуючи граничні умови, записані для моменту часу $t = t_0$ визначаємо розподіл нафтового потоку за рекурентними формулами

$$p_{i+1} = p_{i-1} - \frac{8\Delta x}{\pi D^2} \frac{\xi |v_i|}{2D} M - \frac{8\Delta x}{\pi D^2} \rho_i g \frac{h_{i+1} - 2h_i + h_{i-1}}{2\Delta x}. \quad (2.37)$$

Для точки $i=2$ дане рівняння необхідно записати в наступному вигляді

$$p_i = p_{i-1} - \frac{4\Delta x}{\pi D^2} \frac{\xi |v_i|}{2D} M - \frac{8\Delta x}{\pi D^2} \rho_i g \frac{h_i + h_{i-1}}{\Delta x}. \quad (2.38)$$

Згідно даної математичної моделі розроблено алгоритм і програму для розрахунку режимів роботи магістральних нафтопроводів (Додаток А).

2.2 Аналіз розподілу по довжині та в часі гідродинамічних параметрів потоку нафти для експлуатаційних режимів магістральних нафтопроводів

Напружено-деформований стан лінійної частини залежить від внутрішнього тиску, котрий визначається режимом перекачування нафти,

профілем траси, інженерно-геологічними особливостями прокладки трубопроводу в даному районі, що визначають умови взаємодії трубопроводу з ґрунтом і т.д. При припиненні перекачування нафти внутрішній тиск нафтопроводу дорівнює статичному. Аналізуючи трасу нафтопроводу можна визначити розподіл внутрішнього тиску по довжині трубопроводу з урахуванням профілю траси та роботи устаткування НПС.

При аналізі лінійних ділянок визначаються ділянки, потенційно небезпечні з погляду надійності, корозійної та малоциклової втоми, наприклад:

- знижені ділянки (місця можливого скупчення води – при внутрішній корозії);
- підводні переходи й інші місця з підвищеною небезпекою зовнішньої корозії;
- ділянки з компенсаторами та пружними вигинами;
- переходи під автомобільними дорогами та залізницями і т.д.

Для визначення внутрішнього тиску важливо знати висоти контрольних перетинів вздовж траси, а також розташування НПС; наявність чинників, що викликають ускладнення по трасі (висот і впадин). Метою аналізу є картина зміни зусиль у стінці трубопроводу вздовж траси. Картину змін можна вирішити в три етапи: дискретизація ділянки; визначення зусиль, виходячи з проектних умов, - напірних насосів і висотні відмітки аналізованих перетинів трубопроводу; визначення зносу стінки й ускладнень по трасі з метою одержання реальних зусиль. Для рішення про необхідність проведення тих чи інших заходів необхідні знання про всі контрольні та характерні точки траси, у першу чергу, по точках зміни типу сталі труб і товщини стінки. Практично, потрібно розділити трубопровід на окремі ділянки таким чином, щоб інформація про кожну з них давала можливість вірогідно судити про кожну точку цієї ділянки. Природною є вимога мати мінімум таких ділянок. В основу дискретизації можна покласти різноманітні принципи: довжини труби, мінімальні масштабні інтервали при укладці труб і при побудові проектних профілів траси і т.д. Звичайно виділяють 4 рівня: трубопровід, експлуатаційна

ділянка, лінійна ділянка й елементарні ділянки. Остання із зазначених ділянок у технічній літературі визначається по-різному, наприклад, за довжиною (500 або 1000 м) або за призначенням конструктивного виконання. Вся вихідна інформація задається в граничних точках елементарних ділянок. У нашому випадку межами елементарних ділянок є зміни товщини стінки труби, марки сталі, різкі зміни рельєфу і наявність чинників, що ускладнюються по трасі, а також ділянки, де відбувається відбір продуктів із трубопроводу.

Нестаціонарні експлуатаційні режими роботи магістральних нафтопроводів можуть бути викликані:

- включенням/відключенням насосного агрегату або цілої проміжної насосної станції;
- зміною положення лінійної та станційної технологічної запірної арматури, зворотних та скидних клапанів;
- включення зосереджених відборів/підкачувань.

Характеристика міцнісних властивостей сталі труб магістральних нафтопроводів залежить від інтенсивності та частоти зміни напруженого стану нафтопроводу, зокрема під впливом внутрішнього тиску перекачуваного продукту. Таким чином, існує потреба оцінки частоти та інтенсивності зміни тиску продукту під час роботи нафтопроводу в нестаціонарних експлуатаційних режимах.

Для оцінки характеру та інтенсивності зміни режимних параметрів магістральних нафтопроводів доцільно проаналізувати роботу магістральних нафтопроводів у нестаціонарних режимах за допомогою моделі, приведеної в підрозділі 2.1.

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 м³/год. Для моделювання їх роботи можна скористатись моделлю виду

$$H=a_0+a_1Q+a_2Q^2+a_3Q^3, \quad (2.39)$$

де H - напір, м;

Q – подача, м³/год.;

a_{1-4} – поліноміальні коефіцієнти, визначені за паспортними характеристиками насосних агрегатів.

Для вибраних насосних агрегатів ці коефіцієнти мають наступні значення

$$a_0= 299,93; \quad a_1= -0,019506; \quad a_2= 4,069256 \times 10^{-7}; \quad a_3= -7,12251 \times 10^{-10}.$$

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

- при відключенні насосного агрегату у 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.

Розглянуто типовий нестаціонарний процес, який відбувається в нафтопроводі при відключенні магістрального насосу на НПС Жулин магістрального нафтопроводу «Дружба», яка знаходиться на 148 кілометрі нафтопроводу. Розподіл тиску в часі показано на рис. 2.1.-2.2.

Якщо швидкість зміни тиску в нафтопроводі на вході в лінійну НПС буде більшою за 0,3 МПа/с, то на НПС спрацьовують клапани системи згладжування хвиль тиску(СЗХТ), що впливають на нестаціонарний процес у нафтопроводі. Під час спрацювання системи згладжування хвиль тиску відкривається скидний клапан і нафта скидається у безнапірну ємність. Для моделювання цього процесу припустимо, що пропускна здатність системи згладжування хвиль тиску дозволяє забезпечити продуктивність системи таким чином, що при спрацюванні скидних клапанів тиск у точці підключення системи залишається без змін. Це можна забезпечити шляхом підбору відповідного значення витрати

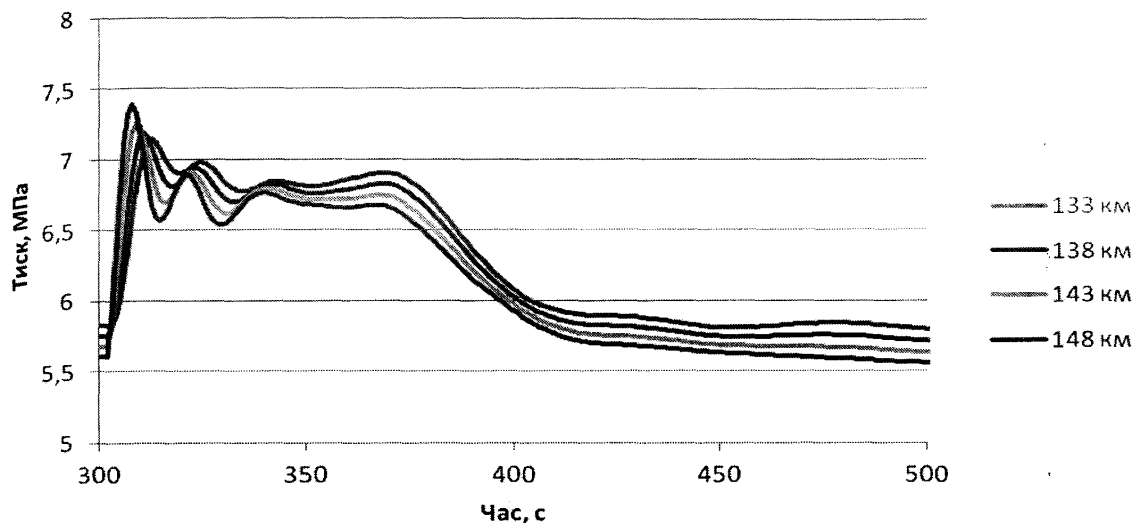


Рисунок 2.1 – Розподіл в часі тиску в точках перегону перед НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС

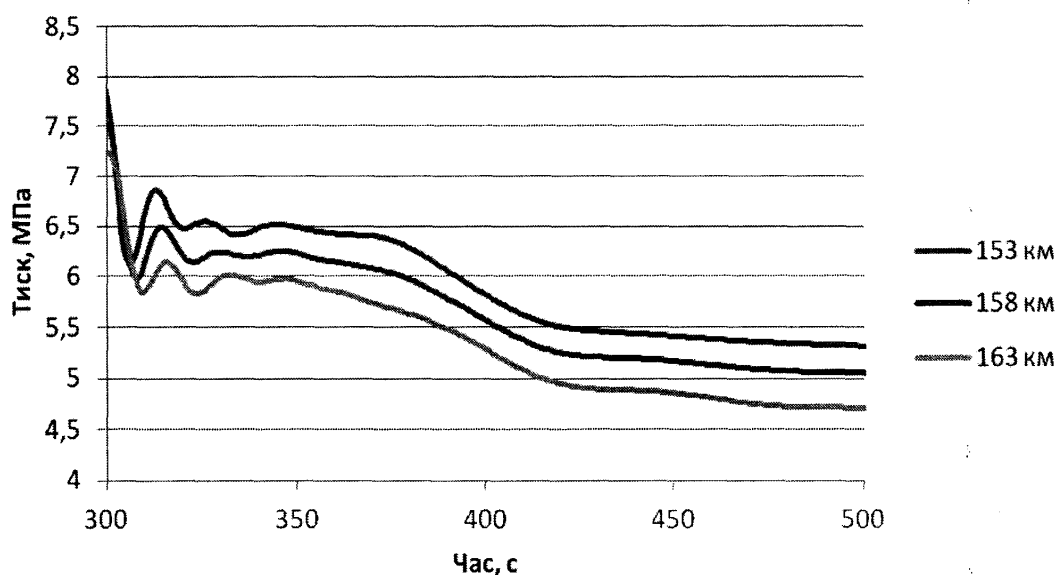


Рисунок 2.2 – Розподіл в часі тиску в точках перегону після НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС

нафти, яка рухається у безнапірну ємність через робочий орган скидного клапану. Даний нестационарний процес показаний на рис. 2.3-2.4.

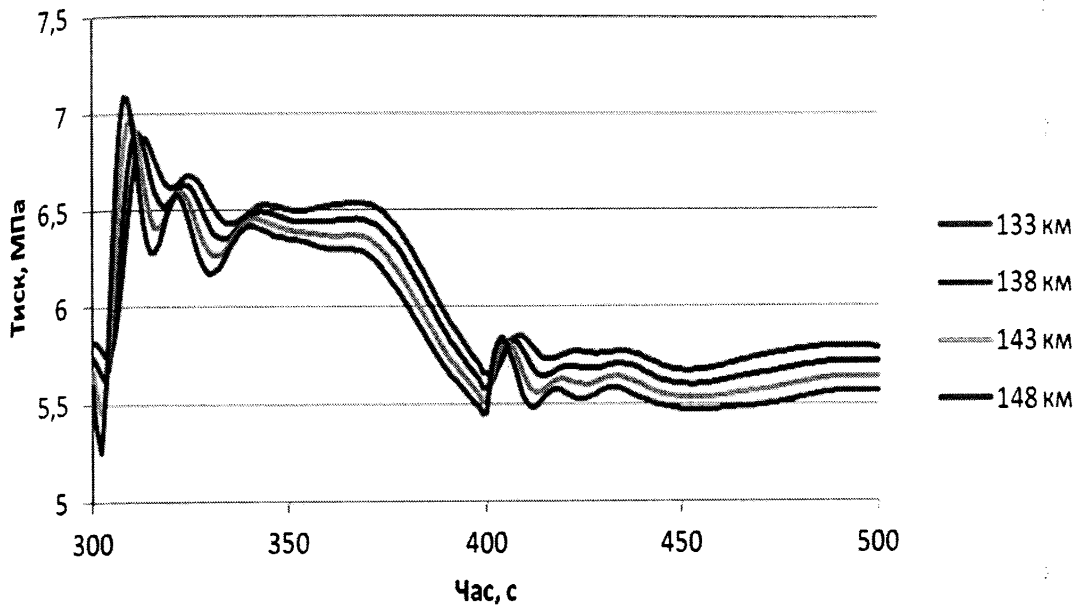


Рисунок 2.3 – Розподіл в часі тиску в точках перегону перед НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС та спрацювання СЗХТ

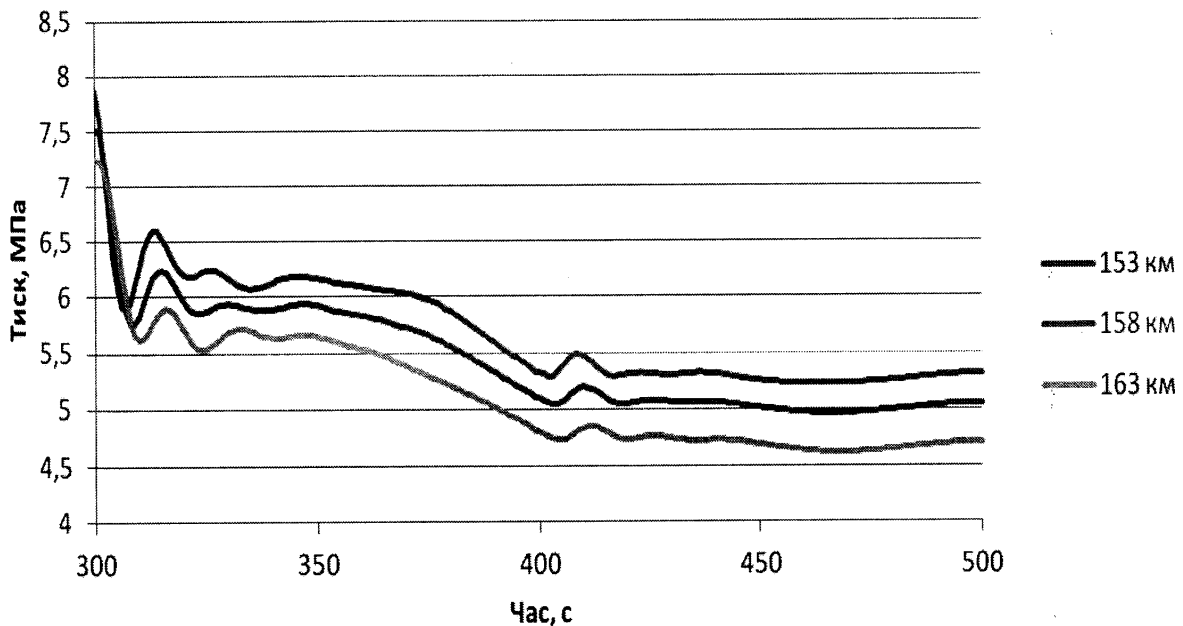


Рисунок 2.4 – Розподіл в часі тиску в точках перегону після НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС та спрацювання СЗХТ

У разі включення в роботу насосного агрегату будуть спостерігатись наступні нестационарні процеси на лінійній частині (рис. 2.5-2.6).

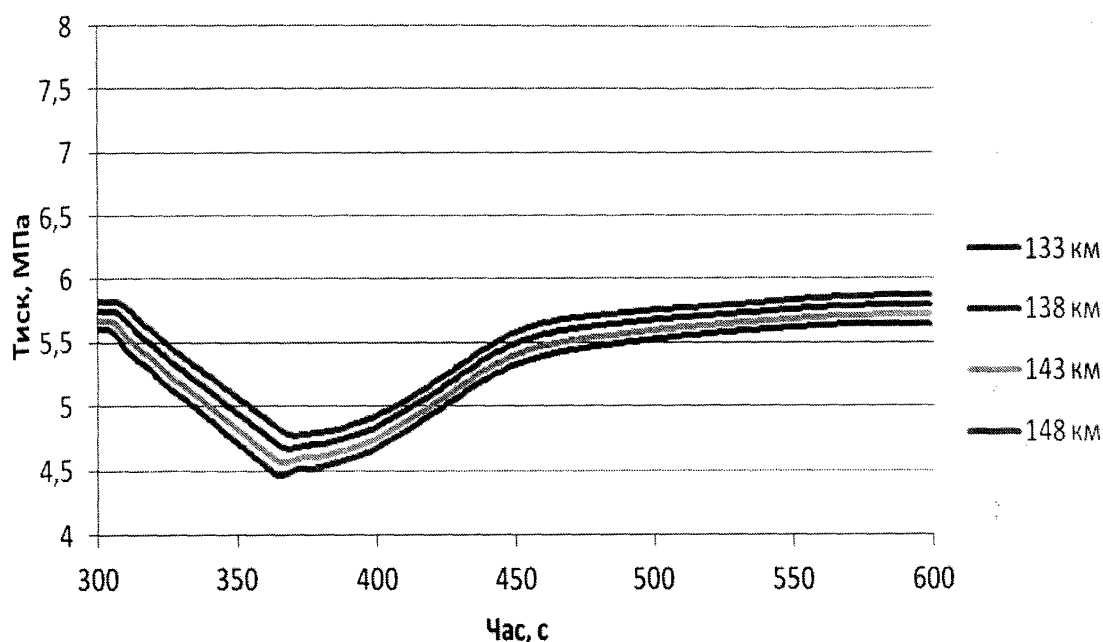


Рисунок 2.5 – Розподіл у часі тиску в точках перегону перед НПС Жулин після включення насосного агрегату на НПС

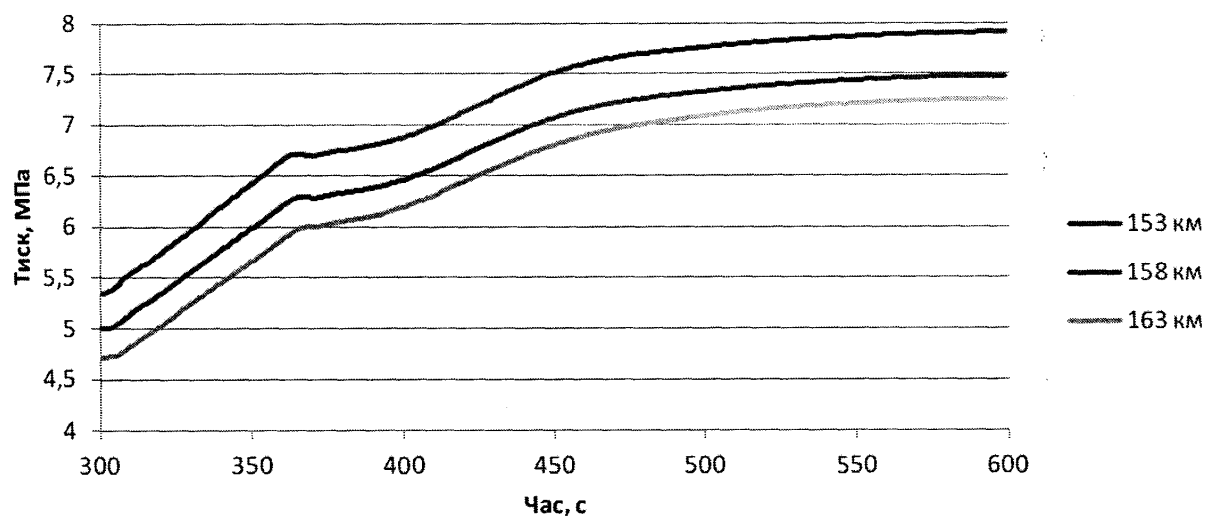


Рисунок 2.6 – Розподіл у часі тиску в точках перегону після НПС Жулин після включення насосного агрегату на НПС

Експлуатаційні нестационарні процеси в нафтопроводах, викликані збільшенням відбору нафти на 100 кг/с для магістрального нафтопроводу «Дружба» показані на рис. 2.7.-2.8.

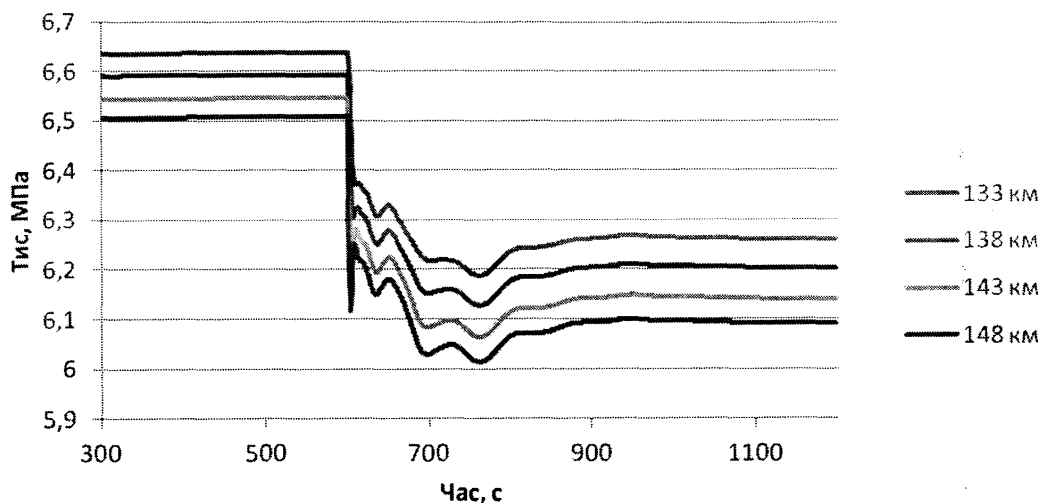


Рисунок 2.7 – Розподіл у часі тиску в точках перегону перед відбором після збільшення відбору на 100 кг/с

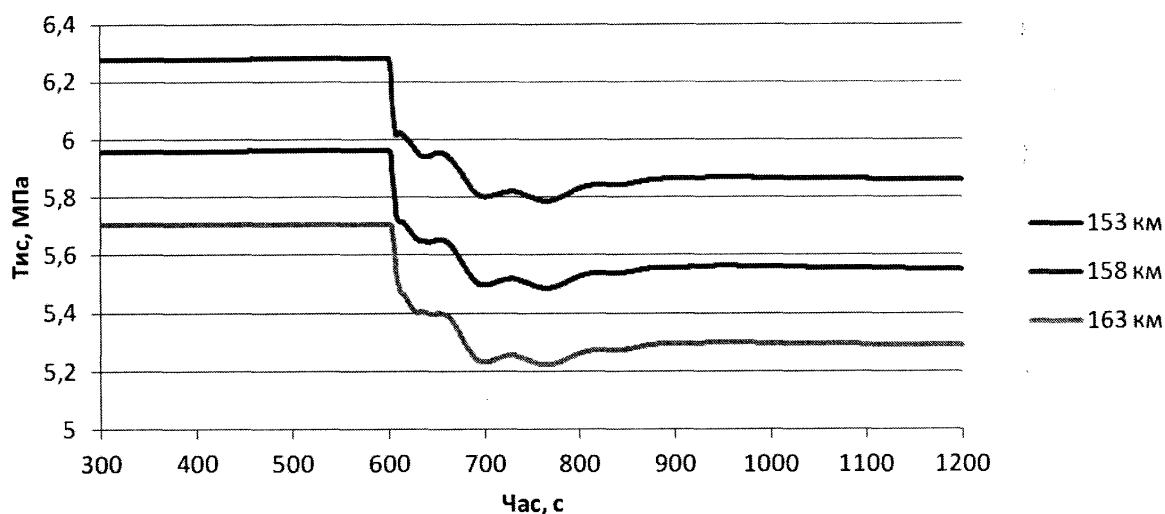


Рисунок 2.8 – Розподіл у часі тиску в точках перегону після відбору після збільшення відбору на 100 кг/с

Аналіз нестационарних режимів свідчить, що профіль траси незначно впливає на розподіл тиску по її довжині. Нестационарні режими виникають тільки під час включення та відключення насосних агрегатів (рис. 2.1-2.2). Крім того на нестационарні процеси великий вплив має відбір або підкачування нафти. Чим більший відбір або підкачування нафти в трубопроводі, тим триваліші нестационарні процеси. Перед НПС нестационарний режим набагато сильніший, ніж після НПС. Це означає, що руйнація труб перед НПС буде проходити

набагато сильніше і скоріше, й імовірність виникнення аварійних ситуацій перед НПС значно вища, ніж після НПС. Тривалість нестационарного режиму різна. Так, на рис. 2.1 тривалість нестационарного режиму при відключенні насосного агрегату на НПС на перегоні Жулин склала 150 с., що відповідає 2,5 циклу при різниці тиску 3 Мпа. Після НПС тривалість перехідного режиму була 200 с (4,1 циклу) при різниці тисків 1Мпа (рис. 2.2). Інша картина спостерігається при відключення насосного агрегату і підключенні згладжування хвиль тиску. В цьому випадку нестационарний процес на вході НПС триває довше і становить 200 секунд (3,4 коливаний), а перепад тиску при цьому зменшується та становить 1,5 Мпа (рис. 2.3). На виході НПС тривалість перехідного процесу становить 100 с (1,5 коливання), різниця тисків різко знижується і становить 0,8 Мпа (рис. 2.4). Найбільші збурення, що приводять до нестационарного процесу, виникають при відборі нафти з трубопроводів. Незалежно від віддалі ділянки, на якій проводиться відбір від НПС, нестационарні процеси ідентичні по довжині як на вході, так і на виході (рис. 2.7-2.8) і складають 250 с (4 коливання).

2.3 Аналітичні дослідження характеристик напруженого стану нафтопроводів при нестационарних режимах

Характеристики напруженого стану, до яких відносять осьове зусилля, крутний та згинальні моменти можна визначати через кінетичні характеристики, які обчислюються за формулами

$$N_z = EF \frac{du_z}{dz}, M_z = GJ_p \frac{d\varphi_z}{dz}, M_x = -EJ_x \frac{d^2u_y}{dz^2}, M_y = -EJ_y \frac{d^2u_x}{dz^2}. \quad (2.40)$$

Нехтуючи у тонкостінному стержні впливом перерізувальних сил, для компонент тензора напружень у стінці труби маємо

$$\sigma_z = \frac{N_z}{F} + \frac{M_x y}{J_x} + \frac{M_y x}{J_y} + \nu(\sigma_\theta - \sigma_\theta^M) - E\alpha\Delta T + \sigma_z^M, \quad (2.41)$$

$$\sigma_\theta = p \frac{D}{2t} + \sigma_\theta^M, \tau_{z\theta} = \frac{M_z D}{2J_p} + \tau_{z\theta}^M;$$

або

$$\sigma_z = E \left(\frac{d u_z}{dz} - y \frac{d^2 u_x}{dz^2} - x \frac{d^2 u_y}{dz^2} \right) + \nu(\sigma_\theta - \sigma_\theta^M) - E\alpha\Delta T + \sigma_z^M, \quad (2.42)$$

$$\sigma_\theta = p \frac{D}{2t} + \sigma_\theta^M, \tau_{z\theta} = \frac{GD}{2} \frac{d\varphi_z}{dz} + \tau_{z\theta}^M,$$

тут p – внутрішній тиск у трубопроводі;

α - коефіцієнт лінійного температурного розширення;

ν - коефіцієнт Пуассона труби;

ΔT - температурний перепад (додатній при нагріванні);

$\sigma_\theta^M, \sigma_z^M$ - початкові напруження в трубі під час монтажу.

Для аналізу граничного стану труби доцільно використовувати енергетичну концепцію міцності

$$\sigma_{eq} \leq [\sigma],$$

де $\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_z^2 - \sigma_z \sigma_\theta + \sigma_\theta^2 + 3\tau_{z\theta}^2}$ - еквівалентне напруження Мізеса;

$[\sigma]$ - допустиме напруження для матеріалу труби.

Підстановкою результату (2.40) у співвідношення (2.41),(2.42) можна оцінити вплив позаштатних чинників (взаємних переміщень та поворотів блоків основи) на напружений і граничний стан трубопроводу, навантаженого внутрішнім тиском, враховуючи температурні та монтажні напруження.

Згідно [57], для магістральних трубопроводів (трубопроводів, які працюють із тиском до 9,8 МПа) дотичними напруженнями в трубопроводі можна знехтувати. Тоді, формула еквівалентних напружень Мізеса набуде виду [12,16]

$$\sigma_{\text{вк}} = \sqrt{\sigma_{\theta}^2 - \sigma_z \sigma_{\theta} + \sigma_z^2},$$

де

$$\sigma_{\theta} = \frac{k_p p D_{\text{вн}}}{2 \delta_n}, \quad (2.43)$$

де k_p - коефіцієнт надійності за навантаженням (внутрішнім тиском), що приймається згідно зі СНП 2.05.06 і дорівнює:

для газопроводів- 1,1; для нафтопроводів та нафтопродуктопроводів діаметром 700-1200 мм із проміжними НПС - 1,15;

для нафтопроводів та нафтопродуктопроводів діаметром 700-1200 мм без проміжних НПС та діаметром менше 700 мм - 1,1;

при гідровипробуваннях – 1;

p - максимально допустимий експлуатаційний внутрішній тиск, МПа;

$D_{\text{вн}}$ - внутрішній діаметр труби, м;

δ_n - номінальна товщина стінки, м;

$$\sigma_z = -\alpha_T \Delta T E + \mu \frac{k_p p D_{\text{вн}}}{2 \delta_n}, \quad (2.44)$$

де α_T - коефіцієнт лінійного теплового розширення металу труб, град -1;

ΔT - температурний перепад між температурою монтажу та температурою експлуатації, що приймається додатнім при нагріванні, °С;

E -модуль пружності (модуль Юнга), МПа;

μ -коефіцієнт поперечної деформації (коефіцієнт Пуассона), його визначають згідно зі СНП 2.05.06;

Розподіл еквівалентних напружень у нафтопроводі в часі, викликаних типовими нестационарними процесами в магістральних нафтопроводах подано на рис. 2.10-2.17.

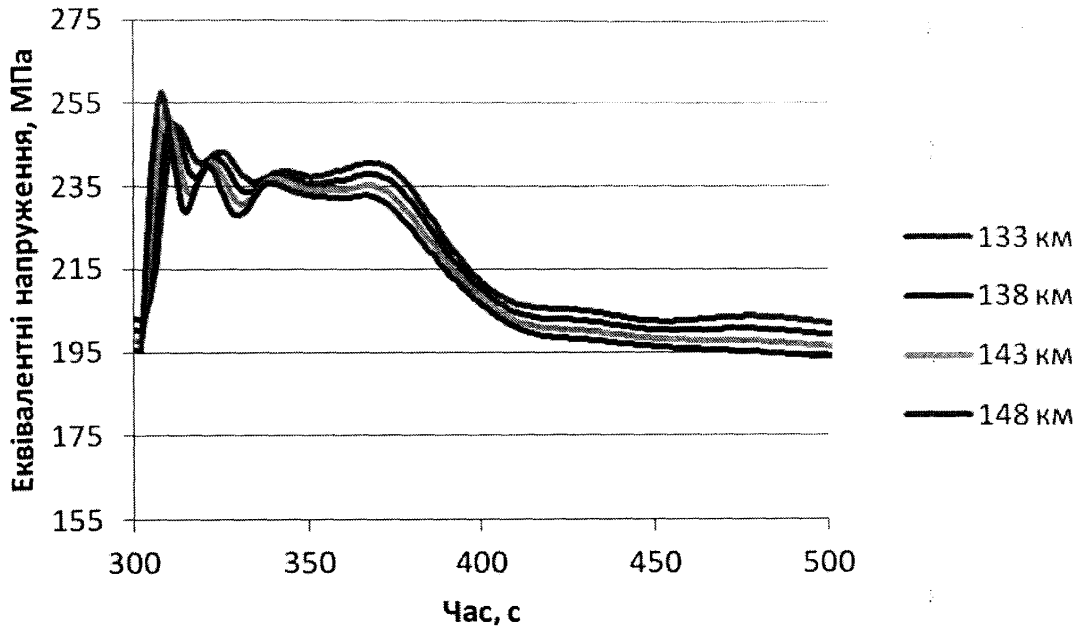


Рисунок 2.10 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону перед НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС

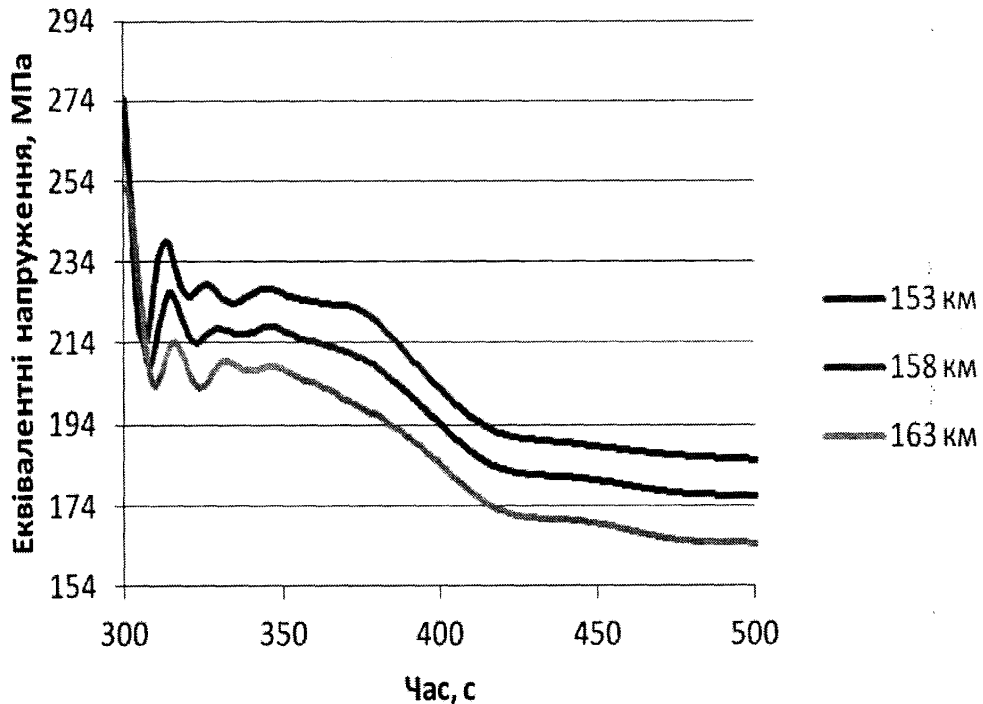


Рисунок 2.11 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону після НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС

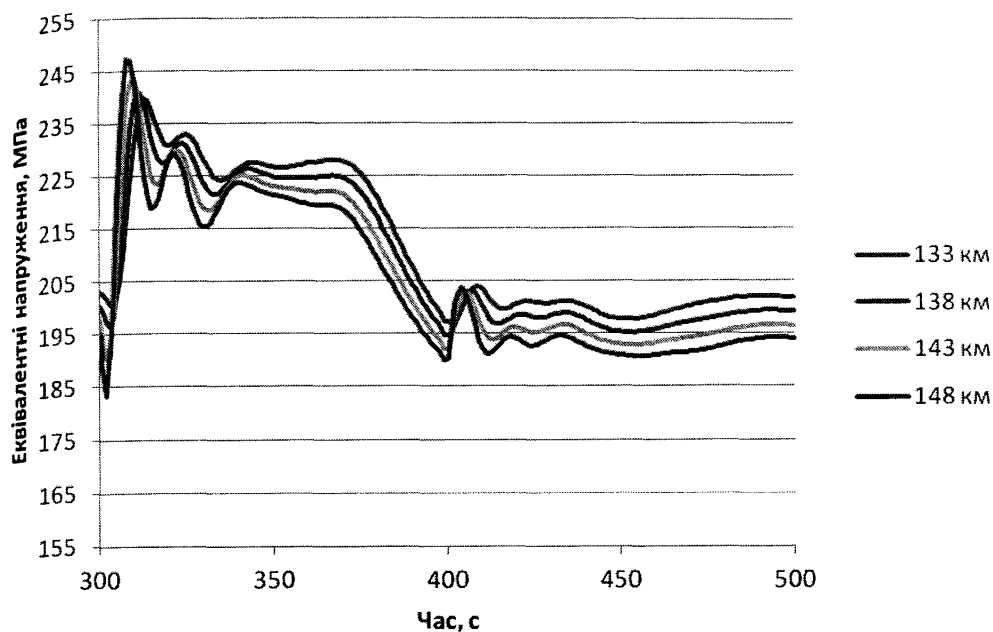


Рисунок 2.12 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону перед НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС та спрацювання СЗХТ

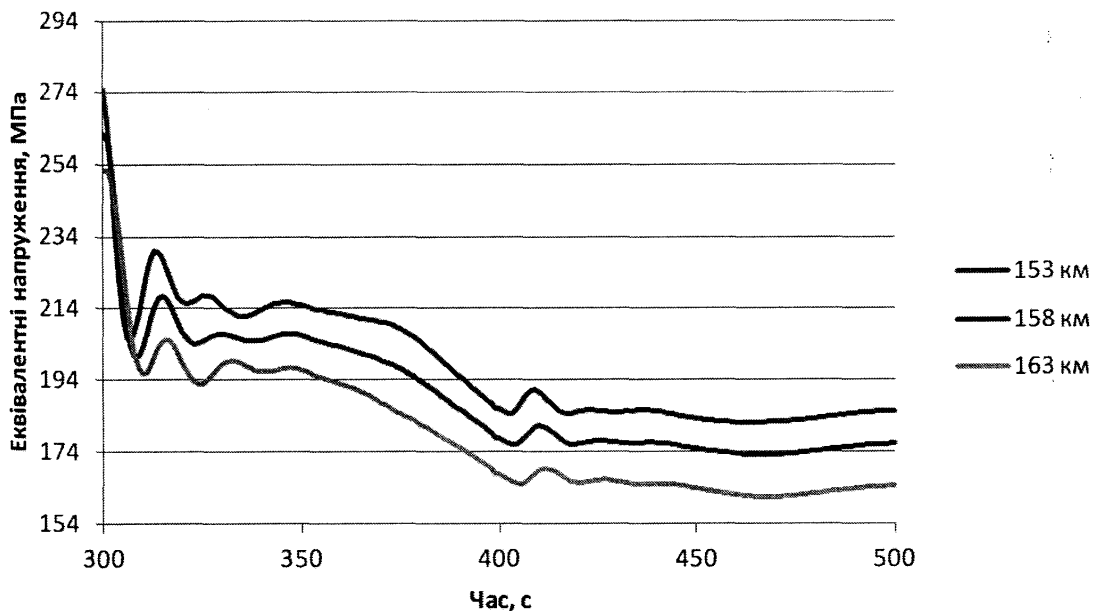


Рисунок 2.13 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону після НПС Жулин після відключення насосного агрегату на НПС та спрацювання СЗХТ

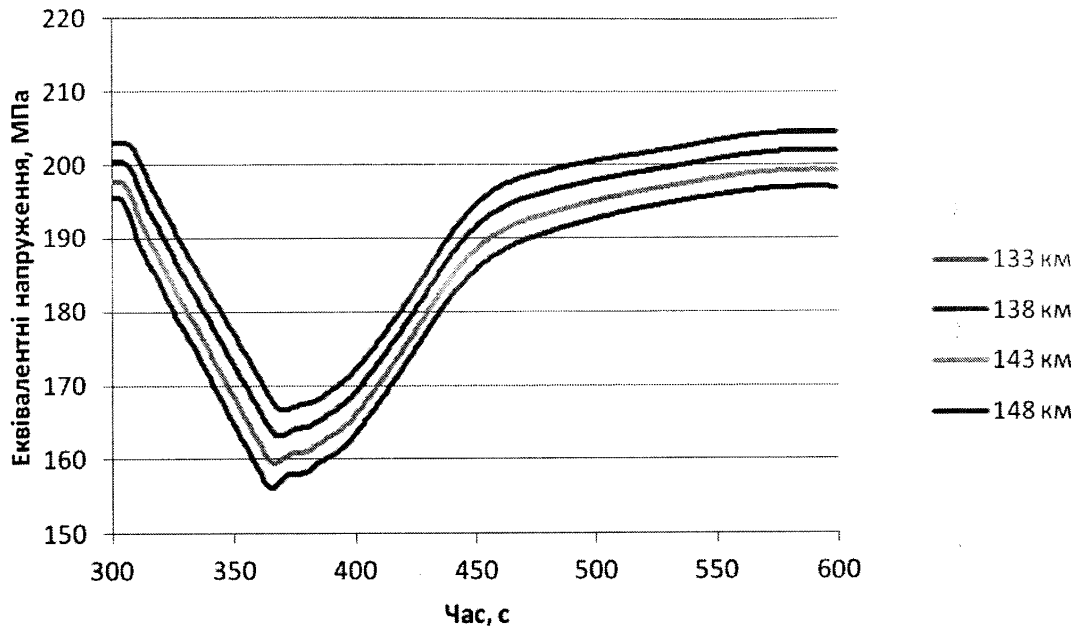


Рисунок 2.14 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону перед НПС Жулин після включення насосного агрегату на НПС

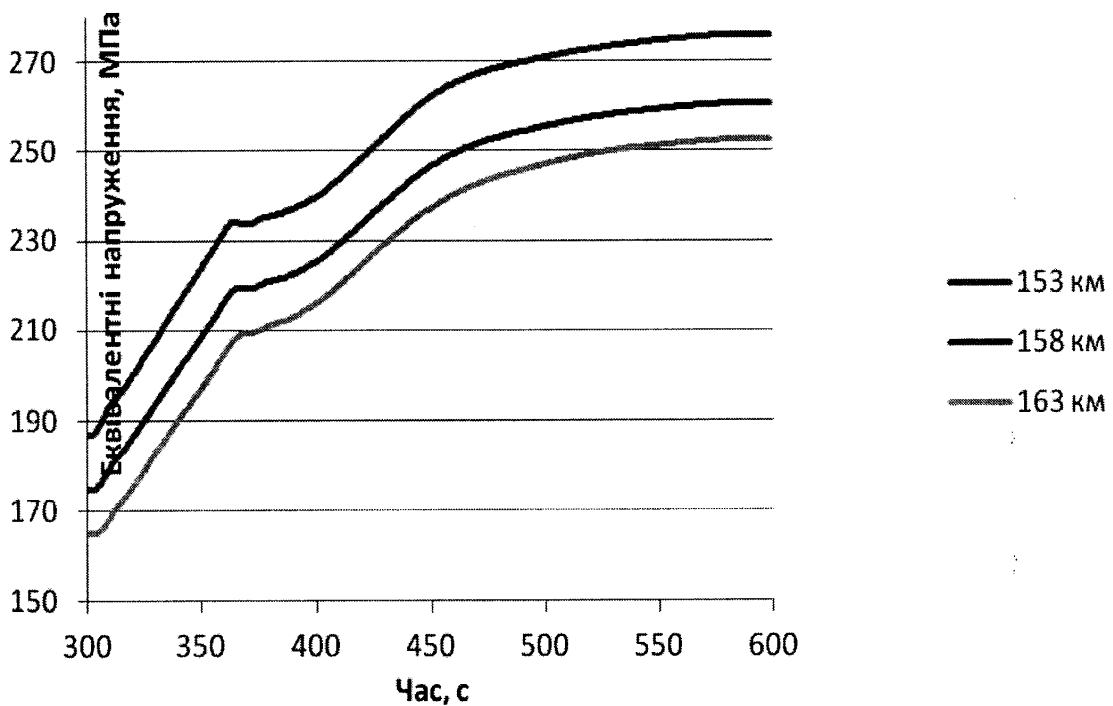


Рисунок 2.15 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону після НПС Жулин після включення насосного агрегату на НПС

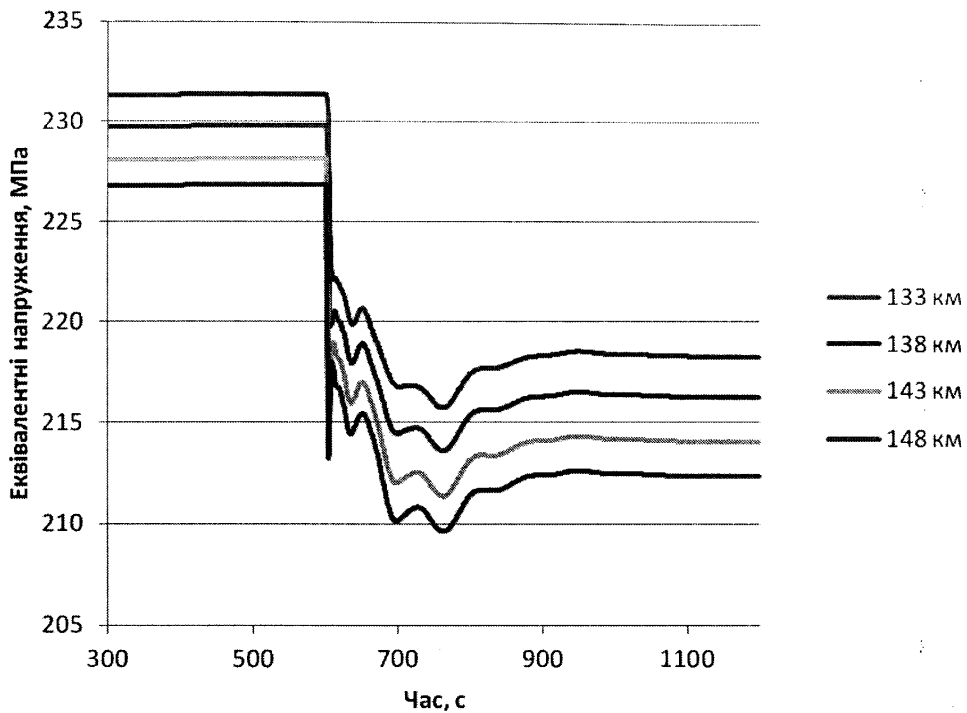


Рисунок 2.16 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону перед відбором після збільшення відбору на 100 кг/с

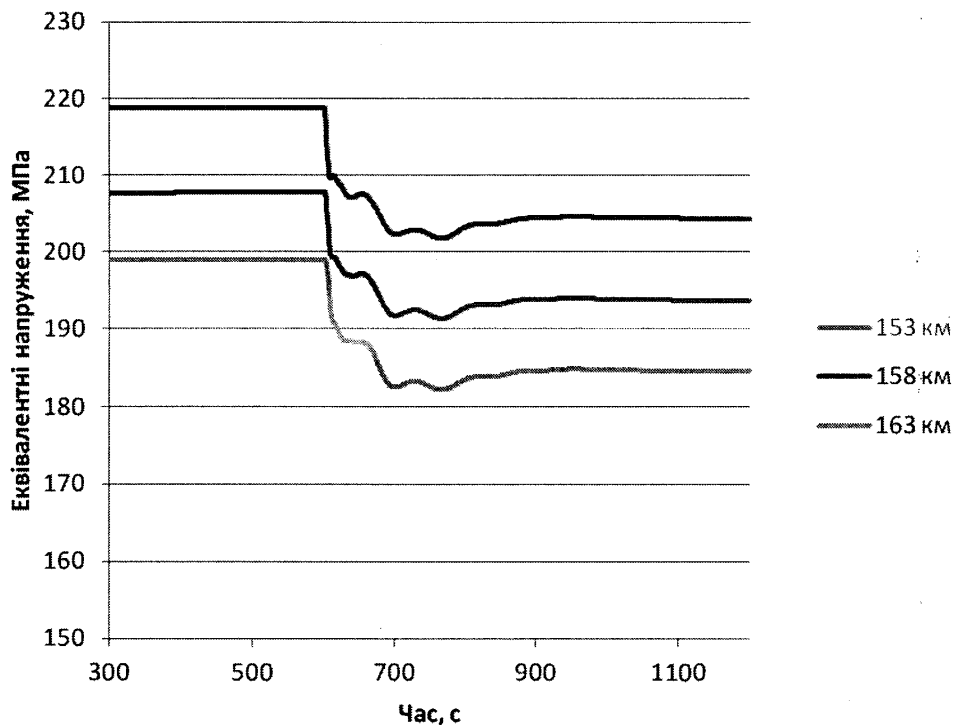


Рисунок 2.17 – Розподіл у часі еквівалентних напружень у точках перегону після відбору після збільшення відбору на 100 кг/с

Даний розрахунок проводився для тих ділянок нафтопроводів «Дружба», де були виявлені ділянки, які піддаються низькочастотним пульсаціям. Такими місцями є ділянки перед і після насосних станцій. Аналізуючи рис. 2.10-2.15, можна зробити наступний висновок: еквівалентні напруження в різних точках перегону різні; перед НПС після відключення насосного агрегату є різко вираженими та носять затухаючий характер (час затухання 150 с, що відповідає 2,5 коливанням), а після НПС коливні процеси незначні та плавні (час затухання 200 с, що складає 3,4 коливання). Набагато складнішою є ситуація, коли відбувається відбір продукту з трубопроводу. На рис. 2.16-2.17 показано, як змінюються в часі еквівалентні напруження в точках перегону перед місцем відбору і після нього. На основі цих рисунків можна зробити наступний висновок: напруження різко змінюються і перехідні процеси зростають у часі (перед відбору скачок еквівалентних напружень мав місце 23 МПа, час перехідного процесу 300 с або 5 коливань, після відбору скачок - 10 МПа, час - 200с або 3,3 коливань).

2.4. Дослідження трубопроводів для визначення залишкової міцності та довговічності з пересіченим профілем траси

Більшість експлуатаційних руйнацій трубопроводів обумовлено недостатнім опором сталі труб зародженню і розвитку тріщин, корозійних пошкоджень та іншими причинами. Найбільше число їх пов'язано з ґрунтовою корозією трубопроводів. Наступне місце по числу причин відмов займають руйнування, викликані наявністю дефектів у зварювальних стиках трубопроводів, а також відмови, пов'язані з дефектами труб.

Міцність і довговічність ділянки трубопроводу в процесі експлуатації трубопроводів визначаються такими чинниками:

- механічними характеристиками металу труби та зварювальних швів і їхньої зміни внаслідок деформаційного старіння (окрихчування);
- дефектністю труби (включаючи швидкість росту дефектів);

швидкістю росту корозійних дефектів;
 характеристиками навантаження, спектром їхньої зміни;
 дійсними напруженнями в стінці трубопроводу.

На трубопроводах відбувається декілька видів руйнування: статичні, малоциклові, втомні, корозійне розтріскування, сірководневе розтріскування (табл. 2.1).

Окрім усього розмаїття можливих пошкоджень необхідно враховувати руйнування, що змінюються в часі; умови експлуатації трубопроводу: зміни обсягів продукту, що перекачується, і пов'язані з цим циклічні коливання тисків, зміни температури, вплив корозії. Широкий спектр зовнішніх і внутрішніх впливів на трубопровід і можливі пошкодження роблять необхідним аналізувати ряд критичних станів при розвитку дефектів: утворення тріщини, розвиток тріщини при циклічній зміні тиску, крихке руйнування, пластичну нестабільність.

Для коректної оцінки ступеня небезпеки дефектів у трубопроводах необхідно враховувати три групи взаємодіючих чинників, що визначають поточний стан пошкодженої труби і його зміна в часі. Перша група включає

Таблиця 2.1 – Види руйнувань на трубопроводах

N	Назва	Пояснення	Причини виникнення
1.	Статичне	Відбувається при постійному тиску або повільному одноразовому навантаженні. Статичною міцністю труби називається максимальне навантаження, при якій відбувається статичне руйнування труби.	Дослідження після будівництва або капітального ремонту, капітальний ремонт (піднімання труби з траншеї) гідроудари, пошкодження механічної або корозійної природи.
2.	Квазистатичне	Відбувається після декількох (10) циклів зміни тиску або зовнішнього навантаження. Тиск, що призводить до квазистатичному руйнуванні нижче тиску, що визначає статичну міцність.	Дослідження, початковий період експлуатації (на протязі першої неділі), дефекти, відхилення від проектних норм.
3.	Малоциклове	Відбувається при значній кількості перепадів тиску або зовнішнього навантаження ($10-10^4$). Характерне для тривалого терміну експлуатації трубопроводів. Відбувається при тисках значно нижчих досліджуваних.	Перепади тиску, наявність дефектів пошкоджень. Циклічна зміна тиску призводить до розвитку тріщин від дефектів.

"внутрішні" чинники, такі як механічні властивості металу, його неоднорідність і можлива деградація в процесі експлуатації, тип і походження дефекту, його форма і розміри, глибина залягання, орієнтація в трубі і т.д. До другої групи ставляться чинники навантаження, що формують в елементі труби напружено-деформований стан, що змінюється в часі. Такими чинниками є внутрішній тиск, вагові навантаження, навантаження від взаємодії з ґрунтом і від зміни температури та т.п. До третьої групи входять чинники безпосередньої взаємодії з зовнішнім середовищем і продуктом, що транспортується, результатом чого є корозійні процеси.

Як правило, усі локальні дефекти розбиваються на три групи: компактні геометричні недосконалості, внутрішні дефекти в стінці трубопроводу і поверхневі дефекти, розташовані на внутрішній або зовнішній поверхнях труби нафтопроводу. Всі локальні дефекти в трубопровідній конструкції передбачається замінити еквівалентними тріщинами з заданою конфігурацією та розташуванням. Добір конфігурації та розмірів еквівалентної тріщини необхідно здійснювати на основі параметричного дослідження розподілів коефіцієнтів інтенсивності одиночних зусиль і взаємодіючих тріщин різноманітної форми. Що стосується не тріщиноподібних дефектів (вм'ятина, каверна, подряпина), то їх можна схематизувати концентраторами певного виду.

Найчастіше в якості критерію ранжирування дефектів по ступені їхньої безпеки використовується розрахунковий залишковий ресурс ушкодженого елемента трубопроводу. Розрахунковий ресурс визначається шляхом моделювання розвитку дефекту під впливом перерахованих вище груп чинників і аналізу можливих граничних станів ушкодженого елемента. Можливий розвиток дефекту аналізується на основі рівнянь накопичення пошкодження, записаних у термінах енергетичних критеріїв руйнації.

Для визначення концентрації напружень використовують ряд методів, заснованих на теорії пружності та пластичності, теорії механіки руйнацій, теорії концентрації напружень. Для визначення поля зусиль, деформацій,

температур застосовують чисельні методи, наприклад, метод кінцевих елементів. Необхідність оцінки небезпеки настання якогось критичного стану головним чином залежить від виду концентратора навантажень, умов навантаження, властивостей металу. Алгоритм розрахунку ресурсів лінійних ділянок зображено рис. 2.10.

Для негострих концентраторів максимальні навантаження визначаються через навантаження і коефіцієнти концентрації. Критерій міцності при статичному навантаженні формулюється у виді граничної поверхні $\varphi(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)$ або $\psi(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3)$. В якості функції $\varphi(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)$ виступає інтенсивність напружень σ_i або максимальна головна напруженість σ_1 . Для концентратора настання граничного стану відповідає виникненню від надрізу гострої тріщини. Довговічність при циклічному навантаженні визначається співвідношеннями виду

$$(\Delta\sigma_{\text{eff}})^n N = C_\sigma \quad \text{або} \quad (\Delta\varepsilon_{\text{eff}})^n N = C_\varepsilon, \quad (2.45)$$

де $\Delta\sigma_{\text{eff}}$ і $\Delta\varepsilon_{\text{eff}}$ - розмахи ефективних напружень і деформацій;

N - число циклів напружень до граничного стану;

n , C_ε , C_σ - константи.

Для тріщин критеріальні співвідношення формулюються в термінах пружнопластичної механіки руйнації, у котрої чітко розділяються випадки крихкої та в'язкої руйнацій.

У випадку неістотної руйнації розрізняють коефіцієнти інтенсивності напружень K_1 , K_2 , K_3 , що відповідають трьом типам руйнації (нормальний відрив, поздовжній і поперечний зсув). Проте при аналізі намагаються вибрати розрахункову схему таким чином, щоб зводити загальний випадок із коефіцієнтами K_1 , K_2 , K_3 до випадку нормального відриву з коефіцієнтом інтенсивності K_1 . Таким чином, від загального співвідношення виду $\varphi(K_1, K_2, K_3) = K_C$ переходять до критерію руйнації $K_1 = K_C$.

У випадку в'язкої руйнації використовують деформаційні параметри

(розкриття δ у вершині тріщини, J - інтеграл), для яких критерій руйнації може бути записаний у виді

$$\psi(K_1, K_2, K_3, \sigma_y) = \delta_c, \quad (2.46)$$

де σ_y - межа текучості;

δ_c - критичне розкриття у вершині тріщини.

Швидкість росту втомної тріщини визначається виразом

$$\frac{dl}{dN} = C(\Delta K_{\text{eff}})^n, \quad (2.47)$$

де ΔK_{eff} - розмах ефективного коефіцієнта інтенсивності, пов'язаного з розмахом ефективних напружень;

C і n – константи.

Спроби одержання критеріальних співвідношень, що об'єднують випадки крихкої та в'язкої руйнації, а також спроби спільного розгляду деформування і руйнації гладких зразків та зразків із гострими і не гострими концентраторами і просто уточнення критеріальних співвідношень зводяться до введення того чи іншого визначального лінійного розміру.

Механічні ушкодження є значними концентраторами зусиль для трубопроводів. Найбільш часто зустрічаються такі концентратори зусиль на стінках труб нафтопроводів: ризики, забоїни, надрізи, тріщини, корозійні ушкодження і вм'ятини. Ступінь концентрації зусиль у металі поблизу цих дефектів визначається їхніми геометричними розмірами (кут, глибина та радіус у вершині різки, тріщини, глибина та діаметр вм'ятини і т.д.), взаємними розташуваннями їх на поверхні труби і типом корозійних ушкоджень (виразки, піттінгова або міжкристалічна корозія і т.д.).

Вплив механічних ушкоджень на працездатність труби виражається через концентрацію напружень і деформації. Основною кількісною характеристикою

концентрації напружень для негострих (різки, подряпини і т.п.) дефектів є теоретичний коефіцієнт концентрацій зусиль α_σ . Параметр α_σ пов'язаний із зусиллями наступним чином

$$\alpha_\sigma = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{\text{нетто}}}, \quad (2.48)$$

де σ_{\max} - максимальне зусилля у вершині дефекту;

$\sigma_{\text{нетто}}$ - середнє зусилля в нетто-перетині.

Значення $\sigma_{\text{нетто}}$ пов'язане з номінальним зусиллям σ_n у непошкодженій трубі

$$\sigma_{\text{нетто}} = \frac{\sigma_n \cdot h}{h - a}, \quad (2.49)$$

де h - номінальна товщина стінки труби;

a - глибина механічного пошкодження;

$(h - a)$ - залишкова товщина стінки.

Для характерних тріщиноподібних дефектів, що зустрічаються на трубопроводах, значення параметра α_σ і особливості розподілу зусиль визначаються в такий спосіб.

Механічна подряпина характеризується довжиною c , шириною d , глибиною b , радіусом заокруглення ρ у вершині дефекту. Якщо довжина c більше $10d$, то застосовують одну з таких формул

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \sqrt{\frac{b \cdot h}{\rho}} \quad \text{або} \quad \alpha_\sigma = 1 + 4 \frac{b \cdot h(h-b)}{d} \quad \text{при} \quad b \leq \frac{h}{2}; \quad (2.50)$$

$$\alpha_\sigma = 1 + 4 \frac{b \cdot h(h-b)}{d} \cdot \left[1 + \frac{3(2b-h)(b-h)}{d} \right] \quad \text{при} \quad b \leq \frac{h}{2}, \quad (2.51)$$

Для трубопроводів одним із найбільш небезпечним видом корозійної

руйнації є каверни. Вони являють собою місцеві корозійні ушкодження металу труби у виді окремих лункоподібних раковин або груп раковин. Для окремої каверни рекомендується застосовувати таку формулу

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 3.75 \frac{b}{d} \cdot \left[\frac{1.12 - 0.9 \frac{b}{c}}{1 - \frac{b}{h(1-1.5\%)}} \right], \quad (2.52)$$

де c – довжина;

d – ширина;

b – глибина каверни.

До механічних ушкоджень (дефектів) також відноситься вм'ятина, котра характеризується діаметром d і глибиною b . Для неї можна застосовувати таку розрахункову формулу

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 2 \frac{b}{h} + 0.475 \left(\frac{b}{h} \right)^2 - \frac{d}{D} \cdot \left[5 - \frac{b}{h} - 0.75 \left(\frac{b}{h} \right)^2 \right], \quad (2.53)$$

де D – зовнішній діаметр труби.

Область застосування цієї формули при таких співвідношеннях $0.1 \leq d/D \leq 0.3$ і $0 < b/h < 2$.

У межах механічних дефектів, так само як і дефектів іншого походження, утворюються структурно неоднорідні області металу труб. У цих областях при повторно статичному навантаженні нафтопроводу не тільки відбувається накопичення необоротних мікропластичних деформацій, але і збільшується інтенсивність процесу деформаційного старіння трубних сталей. Ці процеси взаємопов'язані. Вони взаємно пришвидшують один одного, у кінцевому рахунку, призводять до утворення локально крихких областей.

При аналізі фактичного розподілу зусиль і деформації в зоні дефектів і ушкоджень необхідно враховувати пружностатичні деформації в зоні концентрації, вводячи в розрахунки коефіцієнти концентрації пружнопластичних деформацій і зусиль K_e , K_s

$$K_e = \frac{e_{уп}}{\epsilon_{нетто}}; \quad K_s = \frac{S_{уп}}{\sigma_{нетто}},$$

де $e_{уп}$ і $S_{уп}$ - максимальні дійсні пружнопластичні деформації і зусилля у вершині концентратора;

$\epsilon_{нетто}$ і $\sigma_{нетто}$ - середні умовні деформації та зусилля в нетто-перерізі
Взаємозв'язок між параметрами K_e , K_s , α_σ^2 виражається формулою Нейбера

$$K_e K_s = \alpha_\sigma^2. \quad (2.54)$$

Цей вираз можна переписати так

$$S_{уп} e_{уп} = \sigma_y \epsilon_y, \quad (2.55)$$

де σ_y , ϵ_y - максимальні пружні відповідно зусилля і деформація у вершині дефекту (наприклад, у зістареній трубній сталі).

Значення $\epsilon_{нетто}$ і $\sigma_{нетто}$ взаємозалежні і пов'язані в такий спосіб

$$\epsilon_{нетто} = \frac{\sigma_{нетто}}{E} \quad \sigma_{нетто} = \epsilon_{нетто} E \quad \text{при} \quad \sigma_{нетто} \leq \sigma_T; \quad (2.56)$$

$$\sigma_{нетто} = \sigma_T^{1-m} (\epsilon_{нетто} E) \quad \epsilon_{нетто} = \frac{\sigma_{нетто}}{E} \left(\frac{\sigma_{нетто}}{\sigma_T} \right)^{\frac{1}{m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{нетто} > \sigma_T. \quad (2.57)$$

Деформація у вершині дефекту

$$e_{max} = e_{уп} = K_e \cdot \epsilon_{нетто}. \quad (2.58)$$

Коефіцієнти концентрації пружнопластичних деформацій розраховують по формулах

$$K_e = \alpha_\sigma^{\frac{2}{1+m}}; \quad \text{при} \quad \sigma_{нетто} \leq \sigma_T; \quad (2.59)$$

$$K_e = \alpha_{\sigma}^{\frac{2}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_m} \right)^{\frac{1-m}{1+m}}; \quad \text{при} \quad \sigma_{\text{нетто}} > \sigma_T. \quad (2.60)$$

Для тріщиноподібних (гострих) дефектів теоретичний коефіцієнт концентрації зусиль великий тому, що радіус заокруглення у вершині дефекту близький до нуля (менше 0,1 мм). Описувати концентрацію зусиль у таких дефектах за допомогою параметра α_{σ} недоцільно, тому що цей параметр дуже чутливий до радіуса заокруглення ρ , котрий, у свою чергу, важко виміряти. Тому основними характеристиками концентрації зусиль в області тріщиноподібних гострих дефектів є коефіцієнти інтенсивності зусиль і деформацій.

Пружнопластичні деформації, що виникають у вершині дефекту, при тиску, який циклічно змінюється, у нафтопроводі призводять до зародження тріщин. Число циклів до зародження тріщини N (зазвичай називається інкубаційною стадією) визначається для симетричних циклів навантажень рівнянням Коффіна-Менсона

$$e_a = \ln \left(\frac{1}{1-\psi} \right) N_3^{-0.5} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (2.61)$$

де e_a - амплітуда дійсних пружнопластичних деформацій у вершині дефекту;

σ_{-1} - межа витривалості;

ψ - відносне звуження;

E - модуль Юнга.

Для труб із дефектами характерні циклічні навантаження з позитивним коефіцієнтом асиметрії. Для таких циклів вводять еквівалентну амплітуду пружнопластичних деформацій

$$e_a = \frac{e_3}{1 - \frac{e_{cp}}{e_k}}, \quad (2.62)$$

де e_{cp} - середня амплітуда дійсних пружнопластичних деформацій у вершині концентратора;

e_k - гранична деформація у вершині концентратора.

Значення e_{cp} , e_3 , e_k визначаються по формулах

$$e_{cp} = \frac{e_{max} + e_{min}}{2}; \quad (2.63)$$

$$e_3 = \frac{e_{max} - e_{min}}{2}; \quad (2.64)$$

$$e_k = \ln\left(\frac{1}{1 - \psi}\right). \quad (2.65)$$

Методологія дослідження росту втомних тріщин у трубопроводах містить у собі такі етапи: оцінка придатності апроксимації форми тріщиноподібного дефекту напівеліптичною або параболічною тріщиною, довгою крайовою або прямокутною тріщиною та т.п.; вибір реологічної моделі матеріалу й оцінка області придатності методів лінійної механіки руйнації або пружнопластичної руйнації; розробка методів розрахунку коефіцієнтів інтенсивності зусиль на фронті втомної тріщини; вибір математичної моделі росту і рішення поставленої задачі про ріст втомної тріщини методами механіки руйнації.

Для тріщиноподібних дефектів теоретичний коефіцієнт концентрації зусиль великий, тому що радіус скруглення ρ у вершині дефекту близький до нуля ($\rho < 0,1$ мм). Основними характеристиками концентрації зусиль в межах тріщиноподібних дефектів є коефіцієнт інтенсивності деформацій k_{1e} і коефіцієнт інтенсивності зусиль k_1 .

Реальні тріщини (тріщиноподібні дефекти) бувають однопараметричними, що характеризуються довжиною l , і багатопараметричними [31].

Спочатку покажемо формули для коефіцієнтів інтенсивності зусиль однопараметричної тріщини

$$K_1 = \sigma_{\text{брутто}} \cdot \sqrt{a} \cdot Y(\eta);$$

$$K_{1e} = \left[\frac{K_1}{\sigma_T \cdot l} \right]^{\text{Рос}} \quad \text{при } \sigma_T \cdot l \geq \sigma_{\text{нетто}}; \quad (2.66)$$

$$K_{1e} = \left[\frac{K_1}{\sigma_T \cdot l} \right]^{\text{Рос}} \left[\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_T \cdot l} \right]^{(1-\mu)(1+\mu)\mu} \quad \text{при } \sigma_T \cdot l < \sigma_{\text{нетто}}, \quad (2.67)$$

тут a - глибина дефекту;

$\eta = a/h$ - відносна глибина дефекту;

$Y(\eta)$ – функція поправки, що враховує геометрію дефекту;

l - коефіцієнт, що враховує двоосність навантаженого стану труби;

$\sigma_{\text{брутто}}$, $\sigma_{\text{нетто}}$ - середні зусилля по брутто- і нетто-перетинах;

$R_{\text{ос}}$ - показник, що залежить від механічних характеристик металу [49]

Для еліптичної тріщини без урахування поправки на товщину стінки

$$\begin{aligned} K_1 &= \left[\sigma \frac{\sqrt{\pi}}{E_k} \right] \left(\frac{b}{a} \right)^{\frac{1}{2}} \left(a^2 \sin^2 \phi + b^2 \cos^2 \phi \right)^{\frac{1}{2}}; \\ K_2 &= - \frac{\sqrt{\pi} \cdot b \cdot \cos \phi}{(a \cdot b)^{\frac{3}{2}}} \Pi^{\frac{1}{4}}; \\ K_3 &= \frac{\sqrt{\pi} \cdot (1-\nu) \cdot a \cdot A \cdot \sin \phi}{(a \cdot b)^{\frac{3}{2}}} \Pi^{\frac{3}{4}}, \end{aligned} \quad (2.68)$$

де

$$A = \frac{-a \cdot b^2 \cdot k^2 \cdot \tau}{(k^2 - \nu) \cdot E(k) + \nu(1 - k^2) \cdot K(k)}; \quad k^2 = 1 - \left(\frac{b}{a} \right)^2, \quad \Pi = a^2 \sin^2 \phi + b^2 \cos^2 \phi,$$

де a і b - розміри півосей еліптичної тріщини;

ν - коефіцієнт Пуассона;

$E(k)$ і $K(k)$ - повні еліптичні інтеграли Лежандра.

Статична руйнація труби відбувається при виконанні хоча б однієї з цих умов:

1) Середнє умовне зусилля в нетто-перетині досягає межі міцності або текучості металу. Розрахункові опори розтягу (стиску) R_1 і R_2 варто визначати за формулами

$$R_1 = R_1^H \frac{m}{k_1} k_H; \quad (2.69)$$

$$R_2 = R_2^H \frac{m}{k_2} k_H,$$

де R_1^H - мінімальне значення межі міцності;

R_2^H - мінімальне значення межі текучості;

m - коефіцієнт умов роботи трубопроводу;

k_1, k_2 - коефіцієнти надійності матеріалу;

k_H - коефіцієнт надійності по призначенню трубопроводу.

Для лінійних ділянок трубопроводів, де оболонка знаходиться в безмоментному стані, товщина стінки повинна задовольняти вимогу [49]

$$h \geq n \cdot P_{\text{роб}} \frac{D}{2} (R_1 + P_{\text{роб}}), \quad (2.70)$$

де $P_{\text{роб}}$ - робочий тиск у даній точці трубопроводу з урахуванням висотного рівня траси;

n - коефіцієнт надійності по навантаженню (по внутрішньому тиску);

D - зовнішній діаметр труби.

Ця умова буде виконуватись, якщо робочий тиск обмежується виразом

$$P_{\text{роб}} \leq 2 \cdot h \cdot \frac{R_1}{n} (D - 2 \cdot h). \quad (2.71)$$

Окружні (кільцеві) зусилля в трубі σ_o визначаються по формулі

$$\sigma_o = P \frac{(D - 2 \cdot h)}{2 \cdot h}. \quad (2.72)$$

Це зусилля повинно задовольняти умові неприпустимості пластичних деформацій у стінці труби

$$\sigma_o \leq \frac{m \cdot R_2^H}{0.9 \cdot k_H}. \quad (2.73)$$

Із останніх двох виразів випливає ще одне обмеження по робочому тиску

$$P_{\text{роб}} \leq m \cdot 2 \cdot h \cdot \frac{R_2^H}{0.9 \cdot k_H} (D - 2 \cdot h). \quad (2.74)$$

Для ділянок трубопроводу, що знаходяться в складних умовах залягання, стан навантаження відрізняється від безмоментного.

2) Зародження тріщини у вершині дефекту відбувається при досягненні визначеної дійсної деформації $e = e_k$ де гранична деформація e_k обчислюється за відомим значенням відносного поперечного звуження в момент розірвання ψ_k

$$e_k = \ln \left(\frac{1}{1 - \psi_k} \right). \quad (2.75)$$

3) Руйнація труби з тріщиною відбувається при виконанні умови руйнації по параметру статичної тріщиностійкості $\alpha_{\text{тр}}$

$$\sigma_{\text{со}} = \alpha_{\text{тр}} \sigma_{\text{в}} = \frac{Q_c}{h - a} b, \quad (2.76)$$

де $\sigma_{\text{со}} = \sigma_{\text{нетто}}$ - зусилля в нетто-перетині в момент руйнації;

Q_c - руйнуюче навантаження;

b - ширина і h товщина зразка;

a - сумарна глибина надрізу і тріщини.

Параметр K_{Ie} апроксимується відомою формулою [49] і залежить від співвідношення $\eta = \frac{a}{h}$. Зазвичай цей параметр знаходять при значенні $\eta=0.5$ і позначають як $\alpha_{гр0.5}$.

Руйнація труби з тріщиною по типу нормального відриву відбувається і при виконанні визначеної умови по коефіцієнту інтенсивності деформацій K_{Ie}

$$K_{Ie} = K_{Iec} \quad (2.77)$$

Значення K_{Ie} визначається за формулами (2.66) і (2.67), значення K_{Iec} розраховується при $\sigma_{\text{нетто}} = \alpha_{гр0.5} \sigma_B$; далі застосовуються розрахункові формули

$$K_{Ic} = 5\sigma_{\text{брутто}} \sqrt{0.5h}; \quad (2.78)$$

$$P_{ec} = \frac{2 - 0.5(1 - \mu)(1 - \sigma_{\text{нетто}})}{1 + \mu}; \quad (2.79)$$

$$K_{Iec} = \left[\frac{K_{Ic}}{\sigma_T \cdot l} \right]^{P_{ec}} \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} \leq \sigma_T \cdot l \quad (2.80)$$

$$K_{Iec} = \left[\frac{K_{Ic}}{\sigma_T \cdot l} \right]^{P_{ec}} \left[\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_T \cdot l} \right]^{(1-\mu)(1+\mu)\mu} \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} > \sigma_T \cdot l$$

4) Руйнування труби з тріщиною при сполученні нормального відриву зі зсувом (наприклад, для еліптичних і напівеліптичних тріщин) можна оцінити по модифікованому енергетичному критерію руйнування

$$\frac{G_1}{G_{1c}} + \frac{G_2}{G_{2c}} + \frac{G_3}{G_{3c}} = 1, \quad (2.81)$$

де G_1 , G_2 , G_3 - інтенсивності звільнення енергії деформації труби при відповідних парціальних навантаженнях;

G_{1c} , G_{2c} , G_{3c} - відповідні питомі роботи руйнації [15].

Інтенсивності звільнення енергії деформації визначаються в такий спосіб

$$G_1 = \frac{K_1^2(1-\nu^2)}{E}; \quad G_2 = \frac{K_2^2(1-\nu^2)}{E}; \quad G_3 = \frac{K_3^2(1+\nu^2)}{E}, \quad (2.82)$$

де E - модуль Юнга;

ν - коефіцієнт Пуассона [10].

Для оцінки числа циклів від моменту зародження тріщини до моменту, коли тріщина стає наскрізною, існують кінетичні діаграми втомної руйнації. Ці діаграми зв'язують між собою швидкість росту тріщини da/dN і зміни за цикл напружено - деформованого стану у вершині тріщини [50]. Тому що напружено-деформований стан у вершині тріщини описується за допомогою коефіцієнта інтенсивності зусиль K_I і деформацій K_{Ie} , тож і кінетичні діаграми втомної руйнації виражаються формулами типу

$$\frac{da}{dN} = f_\sigma(\Delta K_I) \quad \frac{da}{dN} = f_\epsilon(\Delta K_{Ie}), \quad (2.83)$$

де ΔK_I - розмах коефіцієнта інтенсивності зусиль;

ΔK_{Ie} - розмах коефіцієнта інтенсивності деформацій.

Загальний вид цих залежностей показаний на рис. 2.18. На рисунку показані характерні області зміни напружено-втомного стану тріщини до її критичного значення, що відповідає руйнації конструкції. В області $\Delta K < K_{th}$ тріщина практично не розвивається. Величина K_{th} є граничним розміром для росту тріщини. В області $\Delta K > K_{th}$ тріщина не може існувати, тому що при $\Delta K = K_{fc}$ відбувається повна руйнація (долом). Величина K_{fc} є критичним (граничним) розміром для росту тріщини.

Область $K_{th} < \Delta K < K_{fc}$ умовно ділиться на три підобласті. В другій підобласті діаграма втомної руйнації добре описується рівняннями Периса-Махутова

$$\frac{da}{dN} = C_{\sigma} (\Delta K)^{n_{\sigma}}; \quad \frac{da}{dN} = C_{\epsilon} (\Delta K)^{n_{\epsilon}}. \quad (2.84)$$

У режимі циклічного навантаження основними характеристиками тріщин відповідно до формул (2.84) є параметри: C , n_{σ} , C_{ϵ} , n_{ϵ} . Рівняння (2.84) Периса-Махутова є напівемпіричними і не враховують накопичення ушкоджень, викликане деформаційним і корозійним старінням матеріалу труби в процесі експлуатації.

Відповідно до розрахункової діаграми циклічної руйнації число циклів N на етапі росту тріщини при циклічному навантаженні визначається по формулі

$$N_p = \int_{a_0}^{a_c} \frac{da}{C_{\epsilon} (\Delta K_{Ie})^{n_{\epsilon}}}, \quad (2.85)$$

де a_0 - вихідна глибина дефекту;

a_c - критична глибина, що задовольняє хоча б одному з умов статичної руйнації.

Для оцінки довговічності та залишкового ресурсу звичайно застосовують гіпотезу лінійного підсумовування ушкоджень. Згідно цієї гіпотези при експлуатації трубопроводів у складному циклічному режимі відбувається накопичення пошкоджень у дефектних місцях. Розрив труби відбудеться, як тільки функція накопичення ушкоджень дорівнюватиме одиниці на будь-якому з дефектів. Якщо на трубопровід діє просте циклічне навантаження, то ушкодження за один рік Π_1 визначаються так

$$\Pi_1 = \frac{N_1}{N_p^*}, \quad (2.86)$$

де N_1 - число перепадів тиску за цей рік (1/рік);

N_p^* - число циклів до руйнації (включаючи інкубаційну стадію зародження тріщини), що може витримати труба з заданим дефектом при

даному режимі експлуатації.

Якщо на трубопровід протягом року діє складне навантаження, тобто присутні навантаження з n різноманітними значеннями амплітуд коливань тиску, то відповідно до гіпотези лінійного підсумовування ушкоджень сума ушкоджень за рік $\Pi_{1\Sigma}$ обчислюються за формулою

$$\Pi_{1\Sigma} = \sum \frac{N_{1i}}{N_{pi}^*}, \quad (2.87)$$

де N_{1i} - число перепадів тиску кожної амплітуди за цей рік;

N_{pi}^* - число циклів до руйнації, що може витримати труба з заданим дефектом при даній амплітуді навантажень.

Сумуючи щорічні ділянки ушкоджень знаходять рік, у якому сума ушкоджень стає рівною одиниці. Очевидно, що ресурс закінчується цього року.

Час, протягом якого провадиться підсумовування, є ресурсом трубопроводу в розрахунковій точці. При цьому підрахунку використовується коефіцієнт запасу довговічності n_N .

У розрахунках використовуються різноманітні типи дефектів труб, які достатньо виявляються часто на трубопроводах: подряпини, каверни, вм'ятини й ін. Походження їх може бути різноманітним: у процесі виготовлення труб, при транспортуванні й їхній укладці та засипанні ґрунтом, під час експлуатації.

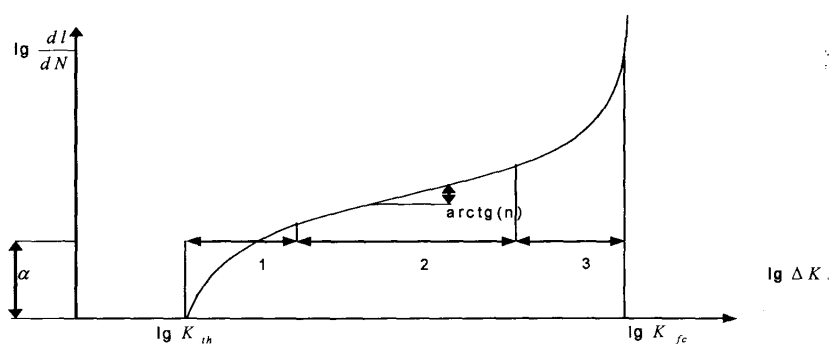


Рисунок 2.18 – Кінематична діаграма втомного руйнування

Використовуючи всю отриману інформацію про властивості металу та його навантаження в експлуатації, а також моделі розвитку дефектів під впливом динамічних навантажень, за допомогою програмного комплексу знаходять залежності ресурсів до відмови R_m усіх сортів і типорозмірів сталей труб, використовуваних на трубопроводі, від зміни робочого тиску P для кожного спектру навантажень N у кожному характерному періоді роботи нафтопроводу. Отримана гама функцій $R_m=f(P,N)$ по кожному періоді автоматично використовується для подальших розрахунків прогнозованих ресурсів R по лінійних ділянках трубопроводу з побудовою епюр зміни ресурсу вздовж траси трубопроводу. Аналіз епюр ресурсу кожної лінійної ділянки між НПС дозволяє надалі провести порівняння ділянок за ступенем ризику відмов. Отримана інформація дозволяє намітити відповідний прогноз черговості ремонту ділянок нафтопроводу.

Найбільша цінність такої подібної інформації полягає в доступності порівняльної оцінки ресурсу окремих ділянок усього нафтопроводу. На рис. 2.20 приведені приклади графіків залежності ресурсу для двох лінійних ділянок трубопроводу, що транспортував нафту в одному напрямку і однієї ділянки реверсивного трубопроводу. На першій ділянці ресурс на відмову на даний момент часу експлуатації з деякої частини труб закінчився, а на другій - по всій трасі є залишковий ресурс. Наочність такої форми уявлення результатів розрахунків, разом із нанесеними на трасі місцями відмов, що виникали, у виявлених дефектів, очевидна.

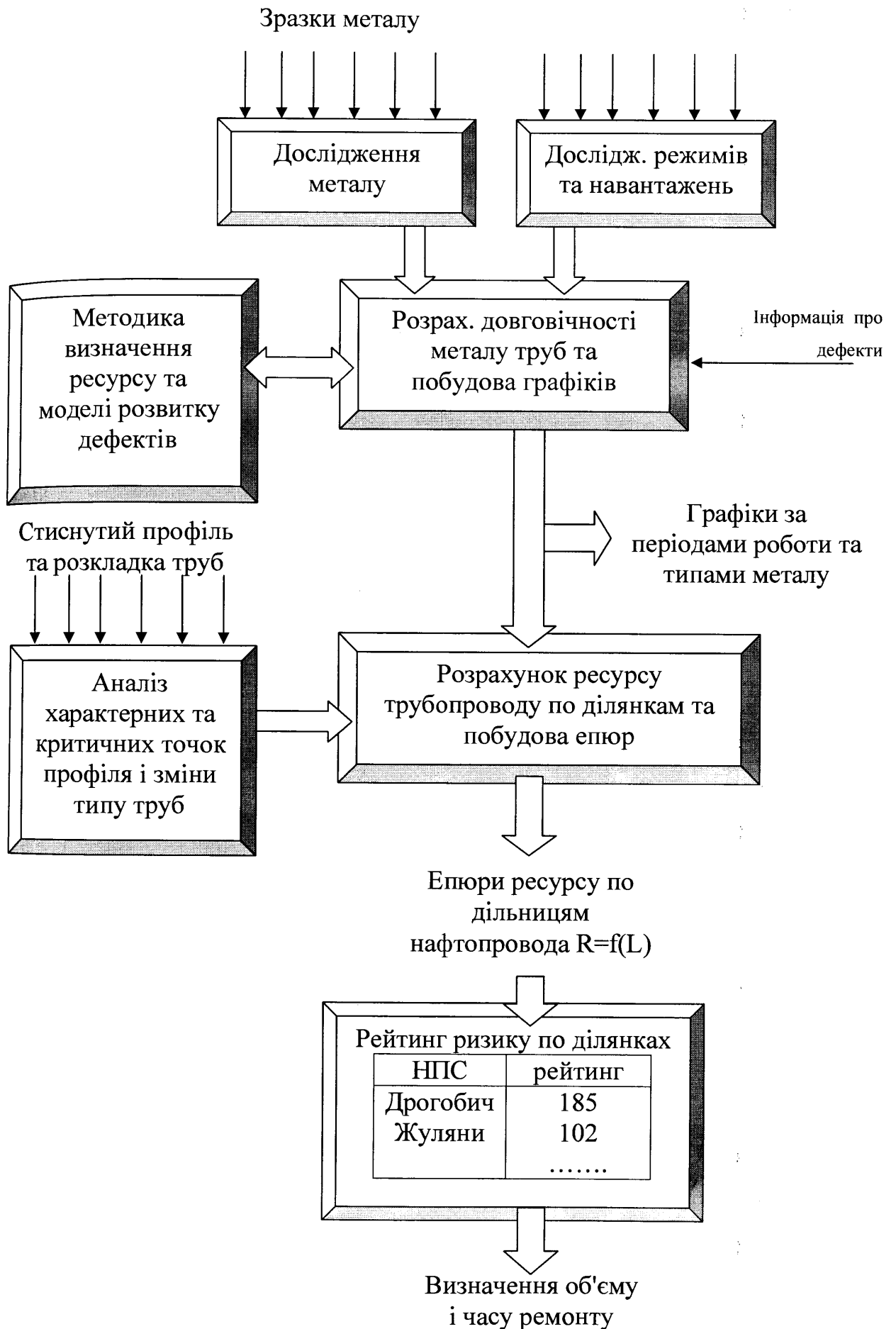


Рисунок 2.19 – Алгоритм розрахунку ресурсів лінійних ділянок

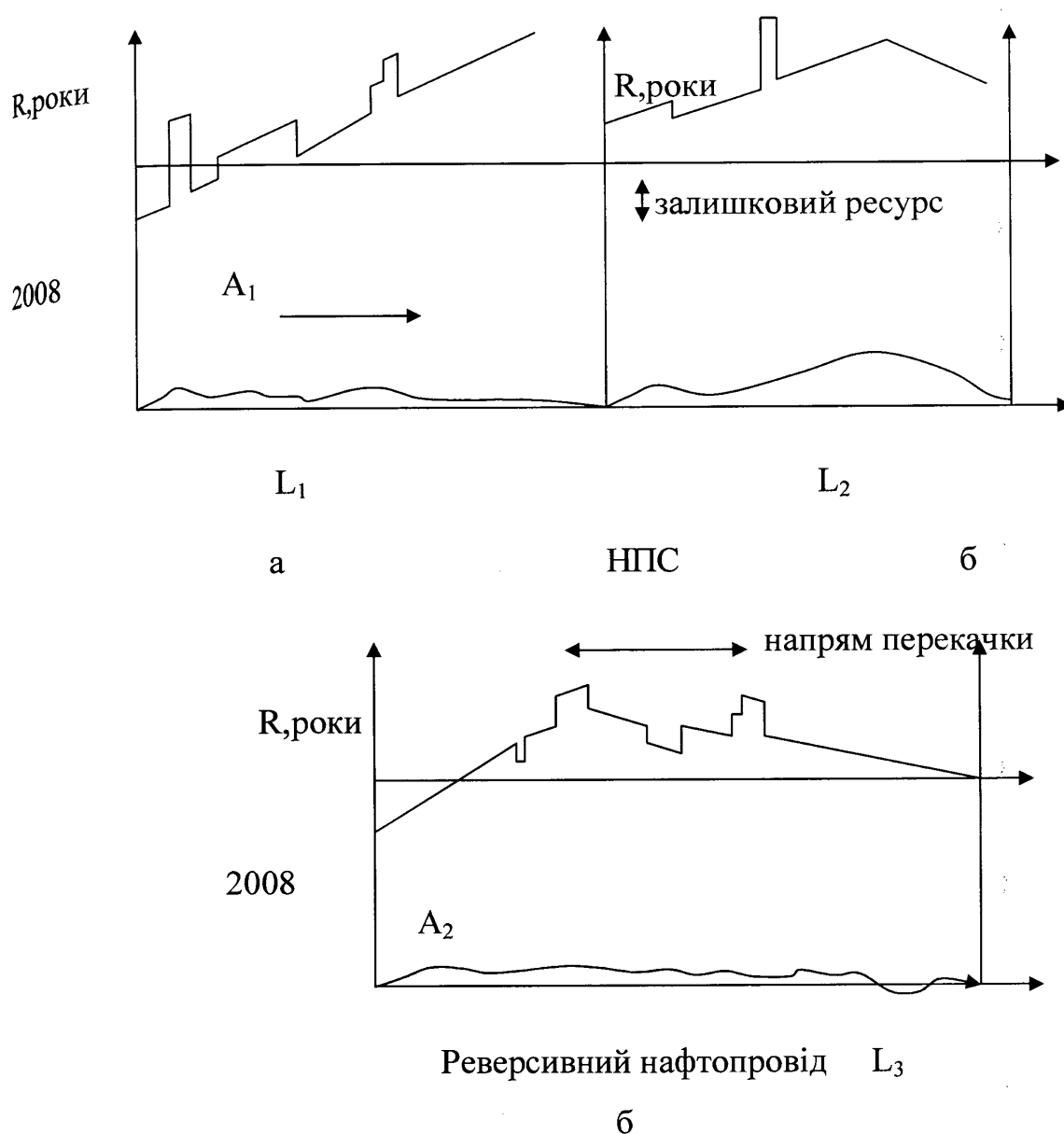


Рисунок 2.20 – Графіки залишкових ресурсів лінійних ділянок трубопроводу

Висновки по другому розділу

1. Розроблено математичну модель, на основі якої досліджено режими роботи магістральних нафтопроводів при підключенні та відключенні насосних станцій на НПС, а також при різних відборах нафти по довжині трубопроводу.
2. Розроблено алгоритм розрахунку залишкової міцності при різних режимах роботи нафтопроводів.

3. Проведено розрахунки міцності трубопроводів на різних його ділянках, доведено, що найбільш небезпечними в трубопроводі є ділянки перед і після НПС, а також ділянки в місцях збільшення або зменшення відбору нафти.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ У СТАНІ ПОСТАЧАННЯ ТА ПІСЛЯ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Надійності магістральних нафтопроводів необхідно приділяти особливу увагу, оскільки аварії, пов'язані з транспортуванням нафти, приводять до серйозних екологічних проблем. Нафта і нафтопродукти є одним із найбільш розповсюджених та небезпечних техногенних забруднювачів, завдяки їх здатності утворювати токсичні сполуки в ґрунтах, поверхневих і підземних водах [51, 52]. Руйнування нафтопроводу в 1994 р., що експлуатувався протягом 20 років в республіці Комі, привело до забруднення близько 100 кв. км. ґрунту та до витрат на ліквідацію наслідків аварії понад 100 млн. доларів США. Мали місце аварії й при експлуатації МН «Дружба» внаслідок пошкодження трубопроводу відбулося забруднення води у р. Латориця.

Магістральні нафтопроводи, як правило, руйнуються внаслідок розриву основного металу труби, або в околшовній зоні поздовжніх і кільцевих зварних швів. Біля 45 % нафтопроводів руйнуються внаслідок корозійних виразкових і гострокінцевих пошкоджень. Приблизно 35 % аварій викликані незадовільною якістю металу труб, що характеризуються низькою пластичністю й ударною в'язкістю, в тому числі за рахунок деградації металу в процесі тривалої експлуатації [53].

Більшість нафтопроводів України вже відпрацювали понад 20 - 40 років, тому проблема продовження їх ресурсу є дуже актуальною задачею. З цією метою створюють уточнені математичні моделі, що дозволяють більш коректно проводити розрахунки на міцність і довговічність потенційно небезпечних ділянок трубопроводів. При цьому необхідно враховувати процеси старіння (деградації) металу труби в процесі тривалої експлуатації трубопроводу. Дуже часто використання руйнівних методів не завжди можна застосовувати в

умовах безперервної експлуатації нафтопроводу. Застосування неруйнівних методів вимагає вдосконалення існуючих методик і засобів для їх реалізації.

Характерною особливістю трубних сталей, які застосовуються у магістральних нафтогазопроводах, є їх схильність до старіння (деградації) протягом тривалої експлуатації. Значною мірою цей процес проявляється у зміні механічних характеристик металу труб.

За результатами досліджень [54,55,56] найчутливішою до експлуатаційної деградації, що полягає у її зменшенні, є характеристика тріщиностійкості – коефіцієнт інтенсивності напружень (K_{Ic}) та взаємопов'язана з цим коефіцієнтом ударна в'язкість (KCV і KCU).

Що стосується стандартних механічних характеристик трубних сталей: границі текучості, тимчасового опору та відносного подовження після розриву, то тривала експлуатація магістральних нафтогазопроводів впливає на них неоднозначно. Так під час досліджень механічних властивостей сталі 17Г1С на зразках, виготовлених із трубопроводу тривалої експлуатації [87], виявлено різке зниження границі текучості та твердості з одночасним підвищенням відносного подовження після розриву порівняно із трубами запасу.

Одержані в роботі [55] результати досліджень на зразках, вирізаних із газопроводу після 25 років експлуатації, свідчать про підвищення границі текучості та зменшення відносного подовження після розриву трубної сталі 17Г1С порівняно з результатами випробувань зразків металу труб аварійного запасу. Достатньо високе значення границі текучості металу труб аварійного запасу порівняно з нормативним пояснюється явищем статичного деформаційного старіння протягом 25 років.

Як показує аналіз механічних характеристик трубних сталей у стані постачання, наведених у сертифікатах на труби, залежно від партії їх значення можуть змінюватися у достатньо широких межах. Очевидно, що значення механічних характеристик металу на окремих ділянках діючих магістральних трубопроводів можуть істотно відрізнятися як між собою, так і від механічних характеристик металу труб аварійного запасу. Тому порівняльний аналіз

значень механічних характеристик, одержаних на зразках металу діючих магістральних трубопроводів та на зразках металу запасу, не завжди може бути коректним.

Широко застосовується метод визначення межі міцності матеріалу за його твердістю. В загальному випадку формулу перерахунку записують через коефіцієнт K [63]

$$\sigma_B = K \cdot HB, \quad (3.1)$$

де HB - твердість матеріалу за шкалою Брінелля, МПа;

K - коефіцієнт пропорційності, який для конструкційних вуглецевих і низьколегованих сталей лежить у границях 0,33 – 0,38, збільшуючись зі зменшенням твердості та межі міцності матеріалу.

Згідно НАОП 1.3.00-82 коефіцієнт пропорційності K набуває значення від 0,33 до 0,36 [57]. За рекомендаціями стандарту організації України СОУ 60.3–30019801-007:2004 [58] межа міцності σ_B згідно результатів вимірювання твердості за Брінеллем (HB) визначається зі співвідношення (3.1). При цьому $K = 0,345$ за умови, що $HB > 1500$ МПа; і $K = 0,36$ за умови, що $HB < 1500$ МПа.

У роботі [59] відзначено, що для широкої низки матеріалів залежність між межею текучості і числом твердості за Брінеллем описується прямою

$$\sigma_T = k_{HB} \cdot HB, \quad (3.2)$$

де $k_{HB} = 0,32 \dots 0,37$.

Ця залежність добре узгоджується з розв'язком А.Ю. Ішлінського задачі про втискування кульового штампу в ізотропний ідеально пластичний напівпростір. Згідно з цим розв'язком $k_{HB} = 0,383$. Дещо більше значення цього коефіцієнта пояснюється тим, що реальний об'єкт (деталь), в який втискується кульовий штамп, не є ідеально пластичним і в ньому наявні зони пружних деформацій.

Перерахунок числа твердості також використовують для визначення умовної межі текучості σ_T трубних сталей за формулами [58], отриманими на основі статистичної обробки експериментальних даних

$$\sigma_T = 0,367HB - 240; \text{ якщо } HB > 1500 \text{ МПа}; \quad (3.3)$$

$$\sigma_T = 0,2HB; \text{ якщо } HB < 1500 \text{ МПа}. \quad (3.4)$$

Для більш точного визначення механічних характеристик матеріалу труб, виходячи із його твердості, необхідно провести деталізовані дослідження для конкретних марок трубних сталей. Можна отримати експериментальні залежності між межею текучості та твердістю, межею міцності та твердістю при випробуваннях зразків на простий розтяг і вимірюванні твердості для різних трубних сталей [60]. Відомо також, що для різних матеріалів існує єдина залежність, яка зв'язує його твердість із межею текучості [61]. Особливо це актуально для трубопроводів тривалої експлуатації.

3.1. Статистична оцінка механічних характеристик трубної сталі 17ГС у стані постачання

Статистичний аналіз механічних характеристик трубної сталі 17ГС у вихідному стані проведено за результатами випробувань, наведеними у сертифікатах.

Аналізу піддано значення границі текучості σ_T , тимчасового опору σ_B , відносного подовження після розриву δ та ударної в'язкості KCV . труб 720x10 мм Челябінського трубопрокатного заводу (табл. 3.1 і 3.2), використаних для спорудження нафтопроводу «Дружба».

Порівняння наведених у табл. 3.2 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

Таблиця 3.1 – Хімічний склад трубної сталі марки 17ГС в % (ЧМТУ 1025 63)

Карбон	Манган	Сіліцій	Фосфор	Сульфур	Хром	Нікель	Купрум
0,15-0,2	1,0-1,4	0,4-0,6	0,04	0,04	0,3	0,3	0,3

Таблиця 3.2 – Механічні характеристики трубної сталі 17ГС (ТУ 14 3 109 - 73)

Нормативні				За сертифікатами			
σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	KCV, Дж/см ² (T °C)	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	KCV, Дж/см ² (T °C)
360	520	20	30(-40)	380-505	539-650	20-29	29,5-99,8 (-40)

аж у 3,4 рази.

На рис. 3.1-3.3 наведено гістограми трьох основних механічних характеристик, побудованих за 100 одиничних їх значень n_i , взятих із сертифікатів. При цьому суміжні окремі значення об'єднано у класи з проміжком у 10 одиниць.

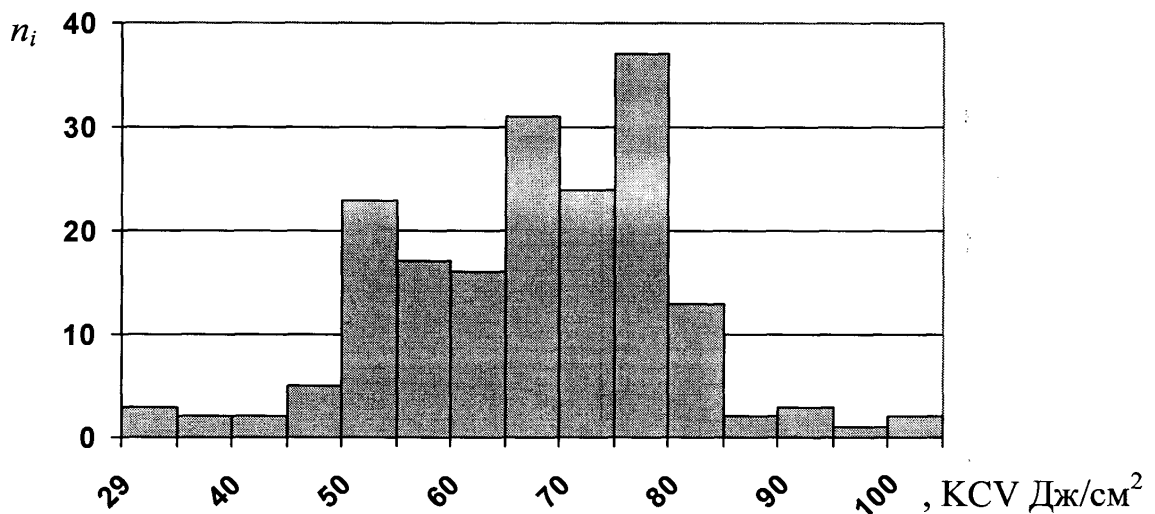


Рисунок 3.1 – Гістограма розподілу ударної в'язкості трубної сталі 17ГС нафтопроводу діаметром 720 мм і товщиною стінки 10 мм

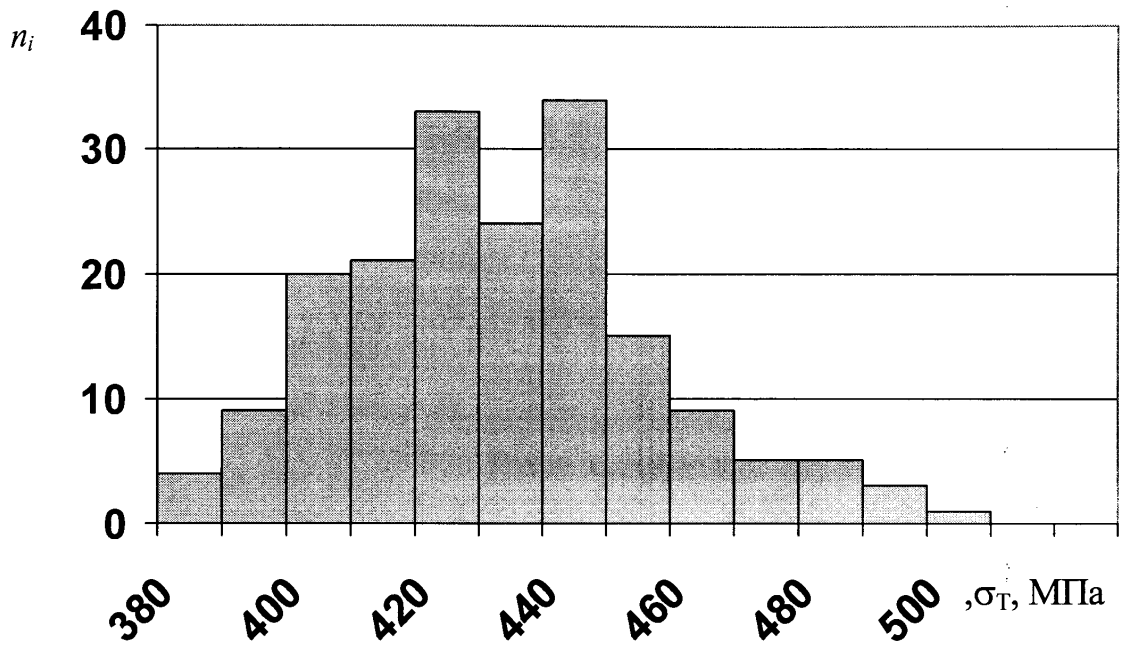


Рисунок 3.2 – Гістограма розподілу границі текучості трубної сталі 17ГС нафтопроводу діаметром 720 мм і товщиною стінки 10 мм

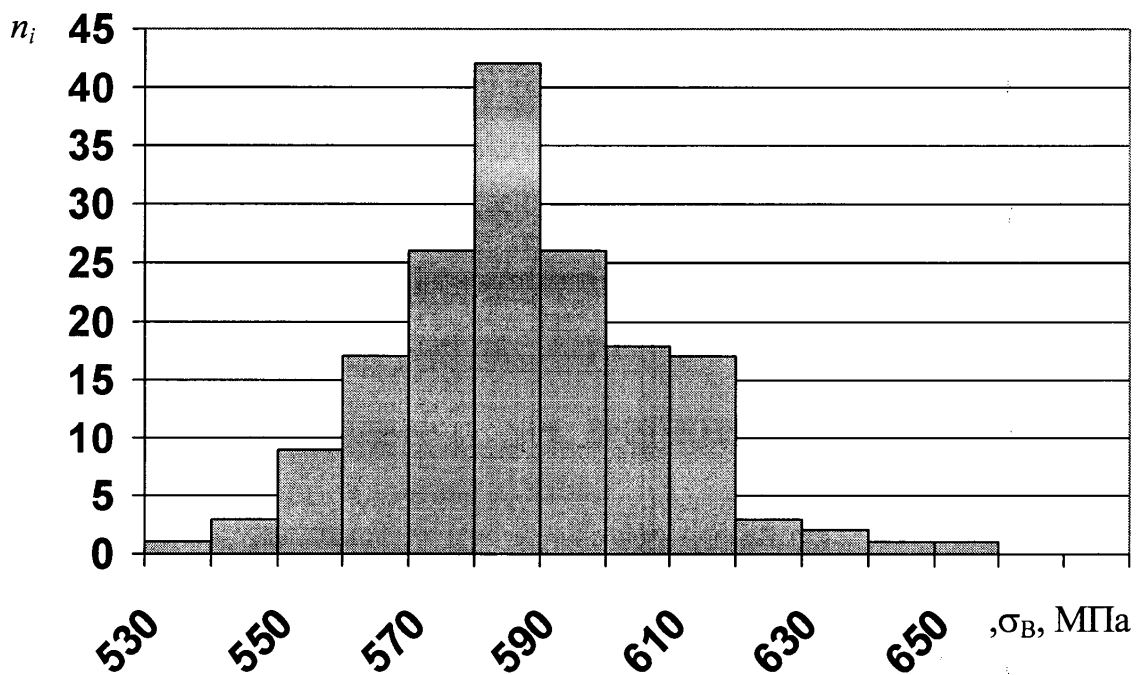


Рисунок 3.3 – Гістограма розподілу границі міцності трубної сталі 17ГС нафтопроводу діаметром 720 мм і товщиною стінки 10 мм

Як бачимо з рис. 3.1-3.3, закономірність зміни частот всіх трьох розглянутих механічних характеристик близька до нормального розподілу та значна частина окремих значень істотно перевищує відповідне мінімальне значення, що відповідає нормативному.

У табл. 3.3 подана вибірка з 26 значень механічних характеристик, на підставі якої обчислено коефіцієнт кореляції для чотирьох пар механічних характеристик: $KC - \sigma_T$, $KC - \sigma_B$, $KC - \delta$, $\sigma_B - \sigma_T$ за формулою

$$r = \frac{\sum(x_i - x_c)(y_i - y_c)}{\sqrt{\sum(x_i - x_c)^2 \sum(y_i - y_c)^2}}, \quad (3.5)$$

де x_i, y_i та x_c, y_c - відповідно окремі та середні значення корельованих пар.

Одержані значення цих коефіцієнтів представлені в табл. 3.4.

Оцінка результатів такого кореляційного аналізу представляє певний інтерес, здебільшого для ударної в'язкості – границя текучості та ударна в'язкість – тимчасовий опір, оскільки ці характеристики міцності можуть бути знайдені з достатньою для практики точністю опосередковано, шляхом вимірювання твердості металу труб.

Зазначимо, що коефіцієнт кореляції може змінюватися від -1 до +1. Знак плюс свідчить про рівнозміщення параметрів x_i, y_i , а знак мінус – про оберненопропорційну залежність між параметрами (антагонізм). Значенням $r = \pm 1$ відповідає функціональний зв'язок.

Як бачимо з табл. 3.4, коефіцієнти кореляції ударної в'язкості з межею текучості σ_T , межею міцності σ_B та відносним подовженням після розриву δ є незначними. Отже, за їх значеннями не можна з достатньою надійністю оцінювати значення ударної в'язкості. Найбільший коефіцієнт кореляції $r = 0,69$ одержано для межі текучості та межі міцності. Характер залежності між σ_T і

σ_B представлено на рис. 3.4. Експериментальні точки апроксимовані лінійною залежністю (лінією регресії), за методом найменших квадратів.

Таблиця 3.3 – Механічні характеристики трубної сталі 17ГС за даними сертифікатів у стані поставки

N	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	KCU, Дж/см ²
1	430	580	27	61
2	435	610	26	73
3	425	570	26	83
4	420	600	24,5	69
5	435	590	24	56
6	405	570	26	60
7	470	640	25	64
8	450	580	20	49
9	440	610	26	99
10	455	620	26	68
11	410	560	24	64
12	415	570	28	59
13	420	570	24	73
14	415	550	26	73
15	460	610	29	55
16	400	580	22	66
17	490	600	24,5	59
18	485	600	21,5	59
19	445	610	22	73
20	440	600	26	89
21	430	580	25	73
22	425	560	24	79
23	425	580	25	64
24	435	580	26	73
25	455	610	28	57
26	450	610	24,5	75
Сер. знач	437	590	25	68,6

Таблиця 3.4 – Коефіцієнти кореляції r_i

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

$$\sigma_B = 19,23 + 1,304 \sigma_T. \quad (3.6)$$

Для оцінки взаємозв'язку між цими механічними характеристиками міцності застосуємо t - критерій [62], параметр якого визначається за формулою

$$t = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}} = 4,67, \quad (3.7)$$

де $n = 26$ кількість вимірювань.

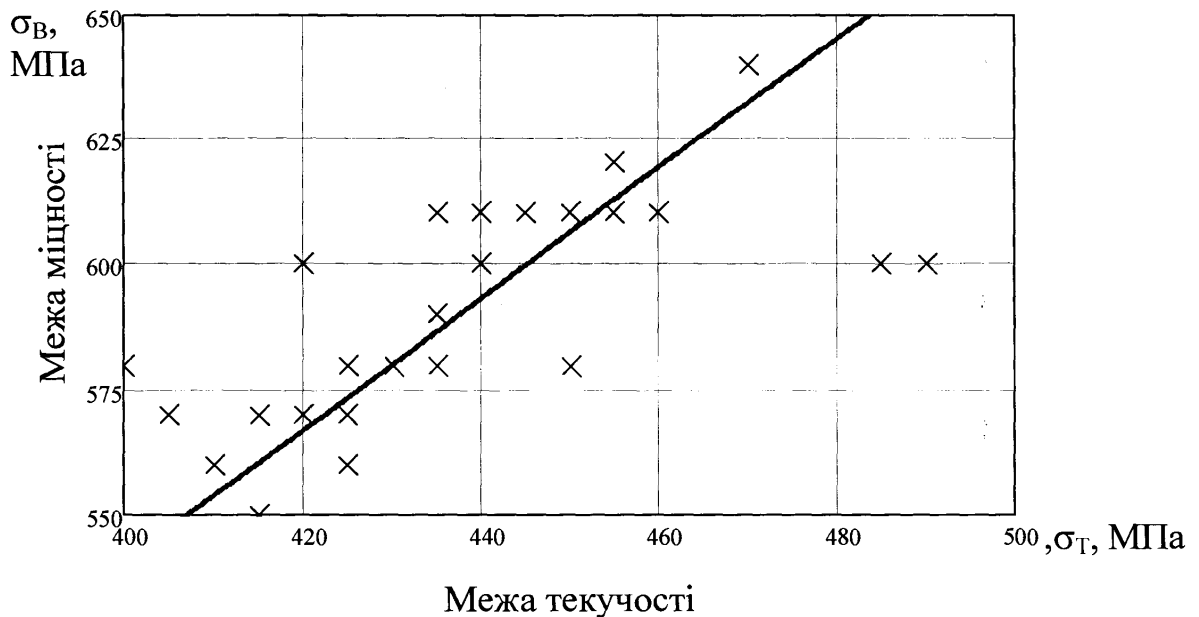


Рисунок 3.4 – Лінія регресії для межі текучості і межі міцності трубної сталі 17ГС за даними сертифікатів (табл. 3.3)

Тепер порівняємо одержане значення з границею інтервалу t -розподілу для $n = 26$, яке згідно з роботою [62] за статистичної достовірності 99,9 % дорівнює 3,78, що менше 4,67. Таким чином, величина $r = 0,69$, значення якої за статичної достовірності вище 99,9 % і відповідно існує певний взаємозв'язок між границею пружності та границею текучості сталі 17ГС.

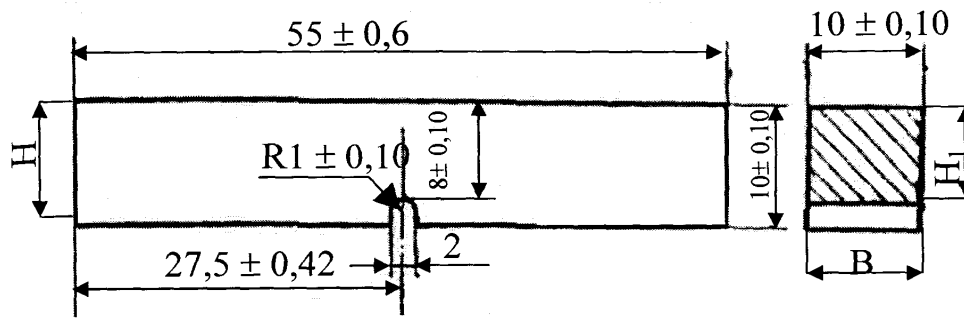
3.2. Вплив тривалої експлуатації на механічні характеристики трубної сталі 17ГС

Дослідження впливу тривалої експлуатації на зміну основних механічних характеристик сталі 17ГС проведено шляхом випробування на ударну в'язкість та розтяг зразків, вирізаних з ділянки трубопроводу 820x9 мм після близько 55 років експлуатації за дії робочого тиску 4,8 МПа, а також вирізаних із труб аварійного запасу.

Ударну в'язкість визначали згідно з ГОСТ 9454-78 [63]. на зразках I типу (основний) із півкруглим надрізом глибиною 2 мм і розмірами вказаними на рис. 3.5 а.

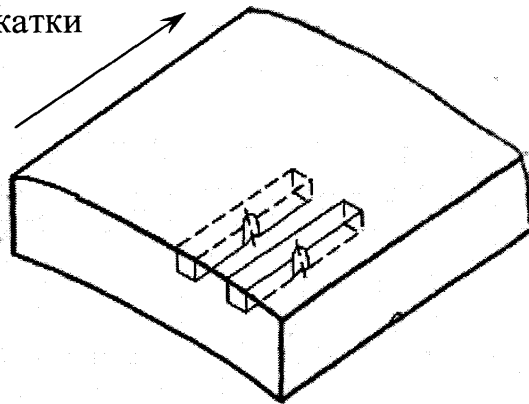
Під час вирізки зразків враховано, що більше ребро зразка повинно співпадати з напрямком прокатки, а надріз повинен бути перпендикулярний до напрямку прокатки. Зразки виготовляли за допомогою механічної обробки на фрезерному верстаті з використанням технологій, за яких метал зразка не піддається наклепу і нагріву, що може привести до зміни властивостей металу згідно вимог [63] (див. рис. 3.5 в). Дві поверхні зразка, що відповідають зовнішній і внутрішній поверхням труби, залишалися необробленими.

Випробуванням піддавали зразки трьох різновидностей, вирізаних вздовж твірної труби: тип ІА з концентратором з боку внутрішньої поверхні, тип ІВ із концентратором з боку зовнішньої поверхні, тип ІС із концентратором на боковій поверхні, що співпадала з розрізом вздовж стінки труби (рис. 3.5б). Зразки випробовували за кімнатної температури $T = 22^{\circ}C$.

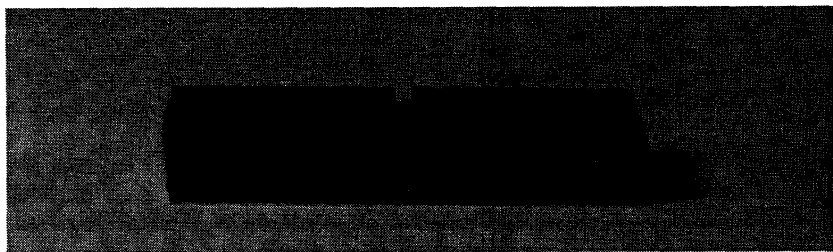


a

Напрямок
прокатки



б



в

Рисунок 3.5 – Геометричні розміри і вигляд дослідного зразка I типу

Випробування зразків на ударну в'язкість проводили на сертифікованому маятниковому копрі МК-30 (рис. 3.6)

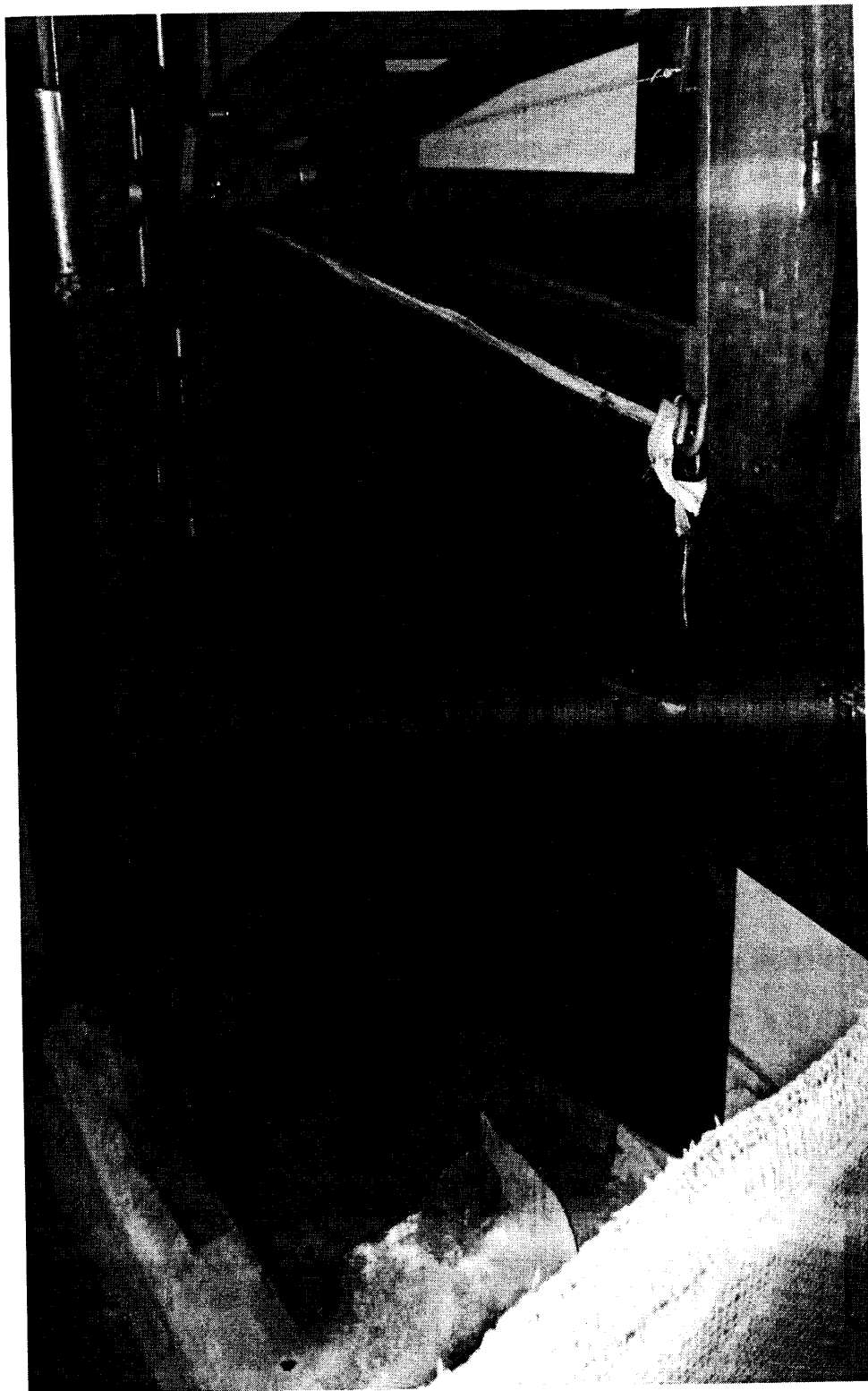


Рисунок 3.6 – Загальний вигляд маятникового копра МК-30

Безпосередньо перед випробуванням зразок вільно встановлювали на опорах маятникового копра (рис. 3.7) за допомогою спеціального шаблона для установки надрізу зразка в середині прольоту.



Рисунок 3.7 – Установка зразка на опорах маятникового копра

Перед проведенням випробувань копер перевіряли на вільне переміщення маятника від верхнього до нижнього положення. При цьому вказівник роботи в обох випадках не перевищував $0 \pm 0,1$ кгс·м. Роботу A , заміряну в кгс·м, яка затрачена на руйнування зразка, визначали за шкалою, проградуєваною безпосередньо в кгс·м і переводили в Дж. Ударну в'язкість КСУ в Дж/см² визначали за формулою

$$КСУ = A/S_0, \quad (3.7)$$

де A – робота удару маятника копра, затрачена на руйнування зразка при згині, в Дж;

S_0 - площа поперечного перерізу зразка у місці надрізу до випробувань.

Результати випробування зразків, вирізаних із експлуатованої труби, наведено в табл. 3.5, а зразків матеріалу труби аварійного запасу – в табл. 3.6.

Таблиця 3.5 – Результати випробування зразків матеріалу експлуатованої труби
а) тип ІА (концентратор з боку внутрішньої поверхні)

№ зразка	Розміри зразка $H \times B$, мм	Висота робочого перерізу H_1 , мм	Площа перерізу S_0 , см ²	Робота удару A , Дж	Ударна в'язкість KCU , Дж/см ²
1	9,35x10,1	7,4	0,75	184	246
2	9,40x9,95	7,4	0,74	171	232
3	9,5x10,1	7,55	0,76	181	237
Середнє значення					238

б) тип ІВ (концентратор з боку зовнішньої поверхні)

№ зразка	Розміри зразка $H \times B$, мм	Висота робочого перерізу H_1 , мм	Площа перерізу S_0 , см ²	Робота удару A , Дж	Ударна в'язкість KCU , Дж/см ²
1	9,50 x 9,90	7,5	0,74	193	260
2	9,50 x 9,95	7,5	0,75	197	263
3	9,55 x 10,1	7,5	0,76	194	255
Середнє значення					259

в) тип ІС (концентратор перпендикулярний до поверхні прокату)

№ зразка	Розміри зразка $H \times B$, мм	Висота робочого перерізу H_1 , мм	Площа перерізу S_0 , см ²	Робота удару A , Дж	Ударна в'язкість KCU , Дж/см ²
1	9,95 x 9,5	7,9	0,751	73,9	98,4
2	9,95 x 9,5	8,0	0,76	76,3	100,3
3	10,0 x 9,45	8,0	0,756	66,1	87,5
4	10,05x9,5	8,05	0,765	75,9	99,3
5	10,05x9,55	8,05	0,769	79,2	103,0
6	9,95x9,5	8,0	0,760	70,9	93,3
Середнє значення					97,0

Таблиця 3.6 – Результати випробування зразків матеріалу труби аварійного запасу

а) тип ІА (концентратор з боку внутрішньої поверхні)

№ зразка	Розміри Зразка $H \times B$, мм	Висота робочого перерізу H_1 , мм	Площа, S_0 , см ²	Робота удару A , Дж	Ударна в'язкість KCU , Дж/ см ²
1	9,55x10,05	7,5	0,79	180	228
2	9,55x10,10	7,6	0,77	173	225
3	9,6x10,10	7,6	0,77	169	220
Середнє значення					224

б) тип ІВ (концентратор з з боку зовнішньої поверхні)

№ зразка	Розміри Зразка $H \times B$, мм	Висота робочого перерізу H_1 , мм	Площа, S_0 , см ²	Робота удару A , Дж	Ударна в'язкість KCU , Дж/ см ²
1	9,5 x 9,95	8,0	0,784	154,8	197,4
2	8,7 x 9,9	7,9	0,687	130,2	189,5
3	9,6x10,05	8,1	0,788	159,2	202,0
Середнє значення					196,3

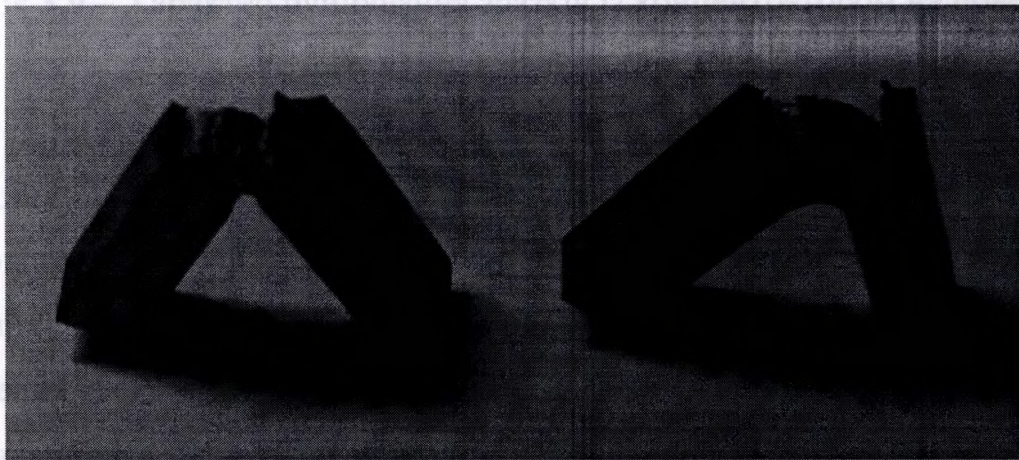
в) тип ІС (концентратор перпендикулярний до поверхні прокату)

№ зразка	Розміри зразка $H \times B$, мм	Висота робочого перерізу H_1 , мм	Площа, S_0 , см ²	Робота удару A , Дж	Ударна в'язкість KCU , Дж/ см ²
1	10,05 x 9,55	8,05	0,769	107,2	139,2
2	10,01 x 9,55	8,01	0,765	105,5	138,0
3	10,07x9,50	8,07	0,767	99,7	130,0
4	10,08x9,55	8,08	0,772	103,5	134,6
5	10,03x9,60	8,03	0,771	98,4	127,7
6	10,05x9,50	8,05	0,765	99,6	130,4
Середнє значення					133,3

Аналізуючи наведені табл. 3.5 і 3.6 дані, бачимо, що як для експлуатованої труби, так і труби аварійного запасу, значення ударної в'язкості, одержані на зразках перших двох типів, істотно перевищують її

значення, одержані на зразках із надрізом на поверхні розрізу стінки труби. Для експлуатованої труби це перевищення складає 2,46-2,68 рази, а для труби аварійного запасу – 1,25-1,42 рази.

Суттєво відрізняється також характер руйнування зразків перших двох типів від третього зразка. Під час випробування зразків із надрізами з боків зовнішньої та внутрішньої поверхонь труб виявлено в'язкий характер руйнування як для експлуатованої труби, так і труби аварійного запасу (рис. 3.8).



а)

б)

а) – експлуатована труба; б) – труба аварійного запасу

Рисунок 3.8 – Характер руйнування зразків із концентратором з боку зовнішньої поверхні труби

На відміну від попереднього, зразки з надрізом на поверхні розрізу стінки труби мають характер руйнування, близький до крихкого, особливо для зразків, виготовлених із експлуатованої труби (рис. 3.9). Тому під час аналізу механічних властивостей металу труб слід брати до уваги результати випробувань зразків третього типу з концентратором на поверхні, що співпадає з радіальним чи кільцевим розрізом труби та надрізами, перпендикулярними до поверхні прокатки.

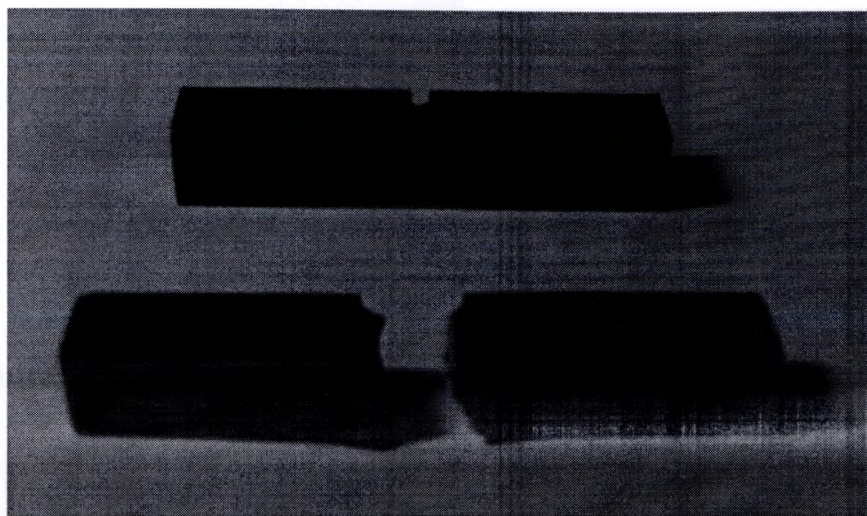


Рисунок 3.9 – Характер руйнування зразків із концентратором на поверхні розрізу стінки труби (тип ІС)

Оцінку похибок при вимірюванні ударної в'язкості KCU із допомогою маятничого копра МК – 30 проведено за результатами випробування шести однотипних зразків із надрізом, перпендикулярним до поверхні прокатки, виготовлених із експлуатованої труби, які наведені в табл. 3.5в.

Позначивши $X_i = KCU_i$ знаходимо середнє арифметичне значення KCU (математичне очікування \bar{X} і його довірчий інтервал $\Delta\bar{X}$)

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}, \quad \Delta\bar{X} = \pm t_{Ді} \frac{S}{\sqrt{n}}, \quad (3.8)$$

$$\bar{X} = \frac{87,5 + 93,3 + 98,4 + 99,3 + 100,3 + 103}{6} = 97,0 \frac{\text{Дж}}{\text{см}^2},$$

де X_i – упорядковані значення вимірних величин KCU_i ;

$t_{Ді}$ - 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

$$W = b^2 / S_0^2. \quad (3.9)$$

Тут характеристичне число b і величина S_0^2 рівні

$$b = \sum_{i=1}^K a_n (X_{n-i+1} - X_i), \quad S_0^2 = \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2. \quad (3.10)$$

Значення i a_n , для $i = 1, 2, \dots, k$ вибирають за табл. [64] згідно $n = 3 \dots 30$.

Таким чином, підставляючи числові значення, отримуємо

$$\begin{aligned} b &= 0,643(103,0 - 87,5) + 0,2806(103,0 - 93,3) + 0,0875(93,3 - 98,4) = 12,0; \\ S_0^2 &= (87,5 - 97,0)^2 + (93,3 - 97,0)^2 + (98,4 - 97,0)^2 + \\ &+ (99,3 - 97,0)^2 + (100,3 - 97,0)^2 + (103,0 - 97,0)^2 = 158,1 \end{aligned}$$

Тоді

$$W = \frac{b^2}{S_0^2} = \frac{12,0^2}{158,1} = 0,911. \quad (3.11)$$

Отримане значення $W = 0,911$ для $n = 6$, що лежить в межах 0,826 і 0,927, відповідає імовірності між 10 % і 50 %. Відповідно це дає можливість використання моделі нормального розподілу для описування похибок вимірювання ударної в'язкості КСУ за допомогою маятникового копра МК-30. Вибіркову дисперсію S визначаємо за формулою

$$S = \sqrt{\frac{S_0^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{158,1}{6-1}} = 5,6. \quad (3.12)$$

За табл. 3.1 додатку 2 [64] для $n-1 = 6-1 = 5$ і довірчого рівня 0,95 значення $t_{Ді} = 2,57$. Відповідно довірчий інтервал рівний

$$\Delta \bar{X} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}} = 2,57 \frac{5,6}{\sqrt{6}} = 5,8. \quad (3.13)$$

Похибка методу

$$\delta\% = \frac{2\Delta \bar{X}}{\bar{X}} = \frac{5,8 \cdot 2}{97,0} 100\% = 11,9\%. \quad (3.14)$$

Така точність визначення ударної в'язкості матеріалу труб, задовольняє вимогам, що ставляться до інженерних розрахунків механічних характеристик трубних сталей.

Випробування на розтяг проведене відповідно до вимог ГОСТ 1497-84 [65] на круглих десятикратних зразках діаметром 6 мм, вирізаних також вздовж твірної. Одержані під час цих випробувань значення умовної межі текучості σ_{02} , тимчасового опору σ_B та відносного подовження після розриву δ_{10} разом зі значеннями ударної в'язкості для зразків з концентратором на боковій грані, перпендикулярній до площини прокатки (тип ІС) наведено у табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Механічні характеристики металу експлуатованої труби та труби аварійного запасу (сталь 17ГС)

Тип труби	σ_{02} , МПа	σ_B , МПа	δ_{10} , %	КСУ, Дж/см ²
Після експлуатації 40 років	379	554	20,5	97,0
Аварійний запас	365	562	22	133,3

Із порівняння наведених у табл. 3.2 і табл. 3.7 даних видно, що основні механічні характеристики металу як експлуатованої труби, так і труби аварійного запасу цілком відповідають їх нормативними значенням та задовільно корелюють із відповідними значеннями, наведеними у сертифікатах на труби, виготовлених зі сталі 17 ГС. При цьому, як бачимо з табл. 3.7, для труб аварійного запасу та після тривалої експлуатації три стандартні механічні характеристики σ_T , σ_B та δ_{10} відрізняються між собою неістотно. Одночасно

з цим значення ударної в'язкості для металу експлуатованої труби на 37,1 % менше, ніж для труби аварійного запасу. Таку значну різницю між значеннями ударної в'язкості можна пояснити впливом тривалої експлуатації нафтопроводу під достатньо високим рівнем напружень. Кільцеві робочі напруження на ділянці нафтопроводу, з якої взято зразки для досліджень механічних характеристик, дорівнювали близько 174 МПа, що становить $0,46\sigma_T$.

Аналогічні результати одержано під час випробувань металу труб, вирізаних із ділянки нафтопроводу 1020x 10 мм (сталь 17ГС) після близько 30 років експлуатації за дії робочого тиску 5,5 МПа [66]. Значення стандартних механічних характеристик складають: межа текучості 438 МПа, тимчасового опору 529 МПа, відносного подовження після розриву 23,4 %. Порівняння цих значень із середніми їх значеннями у вихідному стані (табл. 3.3) свідчить також про неістотну їх розбіжність.

Отже, виконаний вище аналіз дозволяє зробити висновок, що на стандартні механічні характеристики трубної сталі 17ГС межу текучості σ_{02} , тимчасовий опір σ_b та відносне подовження після розриву δ_{10} тривала експлуатація нафтогазопроводів істотно не впливає.

Щодо такої важливої характеристики тріщиностійкості як ударна в'язкість, то протягом 40 – річної експлуатації трубопроводу під дією робочих кільцевих напружень, рівних близько половини межі текучості, її значення істотно зменшилося порівняно з вихідним станом.

Таким чином степінь деградації металу труби, у відповідності з рекомендаціями [67], може бути оцінена за зміною його ударної в'язкості в процесі експлуатації

$$C_{ст.} = \frac{KCU_a - KCU}{KCU} \cdot 100\%, \quad (3.15)$$

де $KCUa$ і KCU - ударна в'язкість матеріалу труб із аварійного запасу та матеріалу експлуатованих труб відповідно

$$C_{ст.} = \frac{133,3 - 97,0}{97,0} \cdot 100\% = 37,1\% . \quad (3.16)$$

Отже, деградація механічних властивостей сталі 17ГС виразилась у зниженні її ударної в'язкості на 37,1 % за 40 років експлуатації трубопроводу. Мінімальне значення ударної в'язкості металу труб регламентовано БН і П 2.05.06-85 [68] і для труби з умовним діаметром 800 мм повинно бути не менше 29,4 Дж/см².

3.3. Визначення межі текучості і тимчасового опору трубної сталі 17ГС за виміряною твердості НВ

Згідно з нормативним документом [69] під час розрахунків на статичну міцність контрольованих ділянок слід надавати перевагу значенням характеристик міцності, одержаних із випробувань зразків із вирізок труб із цих ділянок чи визначених неруйнівними методами.

Зазначені норми також допускають визначення механічних характеристик металу магістральних трубопроводів шляхом випробування за Брінеллем НВ за методиками регламентованими чинними ГОСТами [13, 70] .

Визначення твердості відзначається своєю простотою, є доступним для використання у промислових умовах безпосередньо на діючому трубопроводі, особливо з застосуванням портативних приладів. Зроблені під час випробувань відбитки на поверхні труб дуже незначні і не впливають на зниження їх міцності.

Мета роботи - уточнення методики визначення границі текучості та тимчасового опору металу труб у польових умовах за результатами вимірювань

твердості портативними електронними динамічними твердомірами типу ТЭМП-3.

Методика ґрунтується на таруванні шкали приладу безпосередньо у значеннях цих основних механічних характеристик для конкретних марок трубних сталей на підставі результатів випробувань на розтяг та твердість зразків, виготовлених із тамплетів, вирізаних під час ремонтних робіт відповідних ділянок діючих трубопроводів.

Під твердістю розуміють властивість матеріалу виявляти опір деформуванню під час вдавлювання іншого, більш твердого тіла певної форми і розмірів.

Твердість металу досліджуваних труб вимірювали з урахуванням вимог ГОСТ 2789-73, ГОСТ 222761-77, ГОСТ 222762-77, ГОСТ 23677-79, ГОСТ 9012-84 на заготовках (пластинах), із яких виготовляли зразки для випробування на розтяг.

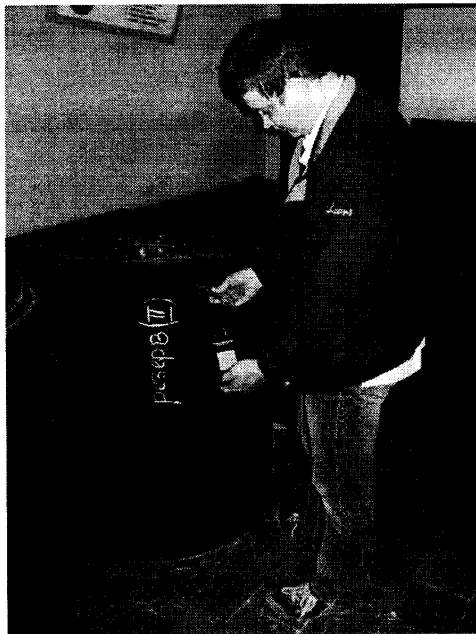
У місцях вимірювань поверхню зачищали до відсутності залишків корозії шабером та наждачним папером до шорсткості Ra 6,3 (Rz 40) згідно з ГОСТ 2789-73, що забезпечувало добру видимість країв відбитку та стабільність показів електронного твердоміра (див. рис. 3.10а).

Твердість металу пластин вимірювали на пресі шляхом вдавлювання кульки діаметром $D = 10$ мм навантаженням $F = 3000$ кгс із витримкою 3..10 с. Навантаження вимірювали зразковим динамометром ДОСМ – 3 – 5 (рис. 3.10б).

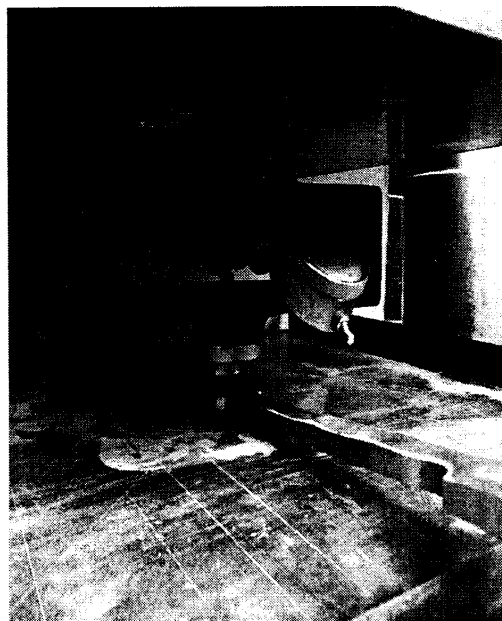
Вимірювання твердості виконували на опуклій поверхні зразка (зовнішня поверхня труби), де приготувляли площадки діаметром приблизно 20 мм. Відстані між центрами площадок становили не менше 20 мм. Діаметр відбитку вимірювали у двох взаємно перпендикулярних напрямках із точністю $\pm 0,05$ мм.

Оскільки згідно з нормативним документом [13] за використання кульки діаметром 10 мм випробування слід проводити під навантаженням 3000 кГ, то виконано порівняння значень твердості, одержаних на цьому самому зразку, виготовленому із труби розміром 720x10 мм (сталь 17ГС) при навантаженні 2000 кГ і 3000 кГ. Різниця значень не перевищувала 2,0 %.

Крім цього, на цій самій тестовій пластині паралельно було проведено вимірювання твердості у 12-ти точках на зовнішній та внутрішній поверхнях портативним твердоміром динамічного типу ТЭМП – 3. (зав. № 031860 , НВП «ТЕХНОТЕСТ - М», м. Москва) на площадках, підготовлених аналогічним чином . Одержані результати цих вимірювань наведені в табл. 3.8.



а)



б)

а) – за допомогою переносного твердоміра “ТЭМП-3”; б) – на пресі шляхом вдавлювання кульки

Рисунок 3.10 – Вимірювання твердості

Таблиця 3.8 – Результати багатократних вимірювань твердості (МПа) металу експлуатованої труби з боку зовнішньої поверхні твердоміром ТЭМП – 3

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
H	161	166	162	164	162	163	172	171	165	170	168	164
B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

За наведеними у табл. 3.8 даними виконано перевірку на аномальність кожного результату за так званим правилом «трьох сігм» [71] (див. табл. 3.9)

$$\Delta HB_i = |HB_i - \overline{HB}| \leq 3\sigma_{HB}. \quad (3.17)$$

Середнє значення твердості ($n = 12$)

$$\overline{HB} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n HB_i = 1657 \text{ МПа}. \quad (3.18)$$

Таблиця 3.9 – Аномальність результатів вимірювань твердості МПа

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ΔHB	46,7	3,3	36,7	16,7	36,7	26,7	63,3	53,3	6,7	43,3	23,3	16,7

Незміщене середньо квадратичне відхилення (СКВ)

$$\sigma_{HB} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (HB_i - \overline{HB})^2}{n-1}} = 37,5 \text{ МПа}. \quad (3.19)$$

Оскільки $3\sigma_{HB} = 112,5$, то як видно з табл. 3.9, кожен результат вимірювання задовольняє умову (3.17), що свідчить про їх коректність.

Твердість металу експлуатованої труби, виміряна твердоміром ТЭМП – 3 з боку внутрішньої поверхні, становила 1610 МПа, що лише на 2,9 % менше від

числа твердості 1657 МПа, одержаного за результатами вимірювань з боку зовнішньої поверхні. Для металу труби аварійного запасу число твердості за Брінеллем, одержане за результатами вимірювань з боку зовнішньої поверхні твердоміром “ТЭМП – 3” становило 1680 МПа.

З метою оцінки коректності вимірювання твердості портативним твердоміром динамічного типу ТЭМП – 3 виконано порівняння одержаних ним результатів з результатами вимірювання твердості за Брінеллем згідно з ГОСТ 9012-84 (табл. 3.10)

Таблиця 3.10 – Результати вимірювання твердості методом вдавлювання кульки та твердоміром ТЭМП – 3

Тип труби	НВ, МПа		Розбіжність, %
	$d = 10 \text{ мм}$	ТЭМП – 3	
Експлуатована труба	1700	1657	2,60
Аварійний запас	1780	1680	5,95

Із аналізу наведених у табл. 3.10 даних випливає, що результати вимірювань твердості портативним твердоміром ТЭМП – 3 задовільно узгоджуються з результатами, одержаними методом вдавлювання кульки $d = 10 \text{ мм}$ відповідно до вимог ГОСТ 9012-84.

За результатами вимірювання твердості за Брінеллем портативним твердоміром ТЭМП – 3 металу труби аварійного запасу та експлуатованої труби визначено межу текучості та тимчасовий опір при розриві згідно з формулами (3.1) і (3.3), рекомендованими нормативним документом [72] (табл. 3.11).

Аналіз наведених у табл. 3.11 результатів показує, що розбіжність між експериментально визначеними під час випробування на розтяг значеннями межі текучості та тимчасового опору при розриві та розрахованими за виміряною твердістю матеріалу труб є незначною. Це підтверджує

Таблиця 3.11 – Розрахункові та експериментальні значення межі текучості σ_T та тимчасового опору при розриві σ_B труб 820x9 із сталі 17ГС

Тип труби	σ_T , МПа			σ_B , МПа		
	Розрах.	Експер.	Розб.,%	Розрах.	Експер.	Розб.,%
Аварійний запас	368,1	365	0,85	579,6	562	3,13
Експлуатована	376,6	379	0,64	571,7	554	3,19

правомірність застосування для визначення межі текучості σ_T та тимчасового опору при розриві σ_B для труб зі сталі 17ГС результатів вимірювання твердості за Брінеллем портативного твердоміру типу “ТЭМП – 3” та рекомендованих нормативним документом [72] емпіричних формул.

3.4. Експериментальне визначення механічних характеристик металу труби зі сталі 13Г1СУ на основі діаграми розтягу зразків

Для визначення механічних характеристик металу труби проводили випробування на спеціально виготовлених циліндричних і плоских зразках, вирізаних із металу досліджуваної труби (рис. 3.11) й оброблених відповідним способом на верстатах (див. рис. 3.12 – 3.15) згідно ГОСТ 1497-84 [65]. Труба діаметром 720 мм і товщиною стінки 14 мм виготовлена зі сталі 13Г1СУ і згідно сертифікату якості № 12014 Харцизького трубного заводу мала такі механічні властивості металу (див. табл. 3.12), і хімічний склад, який наведено в табл. 3.13.

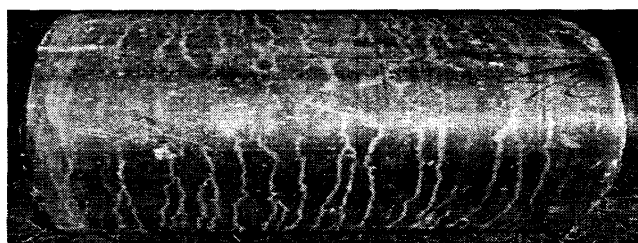


Рисунок 3.11 – Частина труби, для якої проводили визначення механічних характеристик металу

Таблиця 3.12 – Механічні властивості металу труби виготовленої зі сталі 13Г1СУ

Номер плавки	Діаметр і товщина стінки труби, мм	Межа міцності, σ_B , МПа	Межа текучості, σ_T , МПа	Відносне видовження, %	Ударна в'язкість Дж/см ²		DWT T, % (-15°C)
					КСv (t° - 15°C)	КСu (t° = - 60°C)	
6657	720 x 14	614 - 607	405 - 404	34 - 36	121 - 132	135 - 148	85

Таблиця 3.13 – Хімічний склад сталі 13 Г1СУ, %

Номер плавки	СЕ x 100	С x 100	Si x 100	Mn x 100	Al x 100	S x 100	P x 100	Ti x 100
6657	40	14	50	155	35	6	16	24

Розміри і форма зразків, які були використані для дослідження їх на розтяг, показані на рис. 3.12 - 3.15, узгоджені з вимогами ГОСТ 1497-84[73].

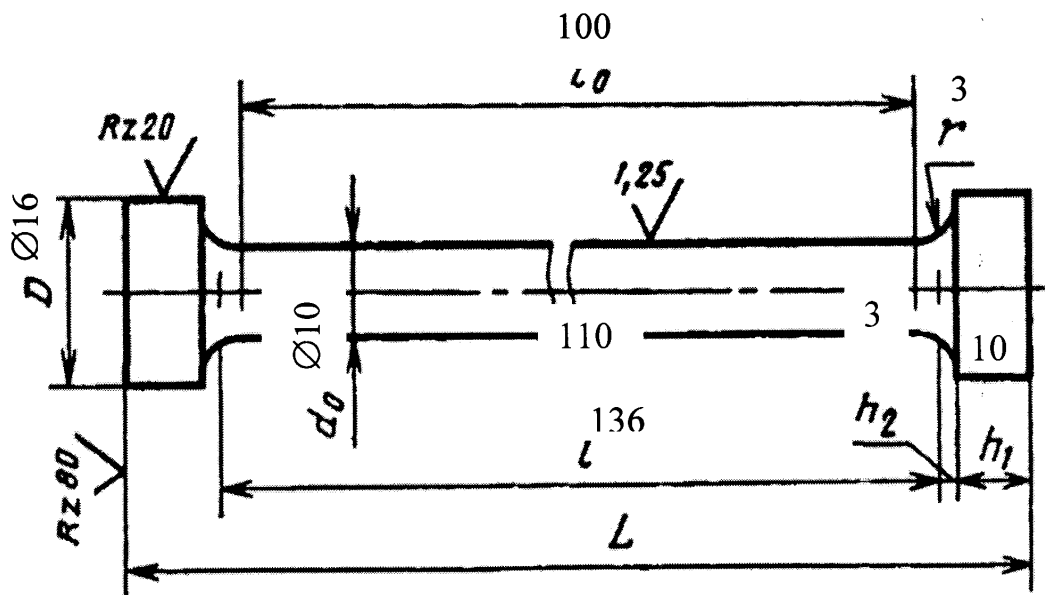
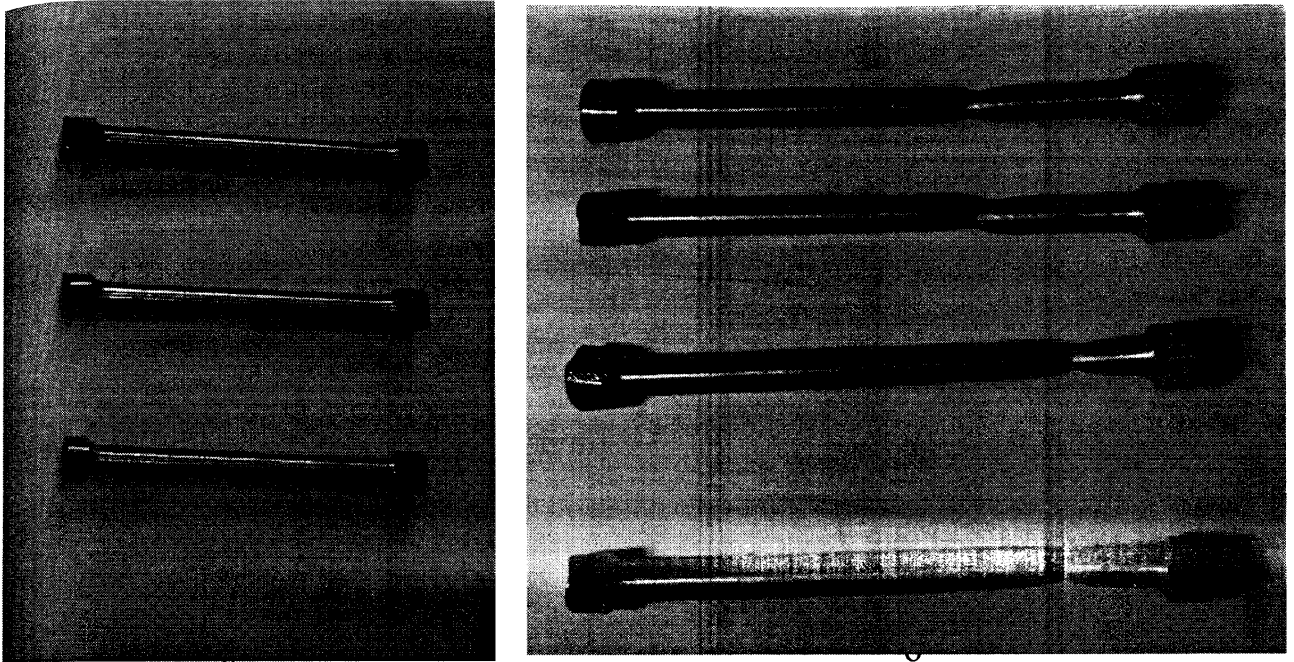


Рисунок 3.12 – Циліндричний зразок (тип III)



a – до випробування на розтяг; *б* - після випробування на розтяг

Рисунок 3.13 – Циліндричні зразки $\varnothing 10$ мм

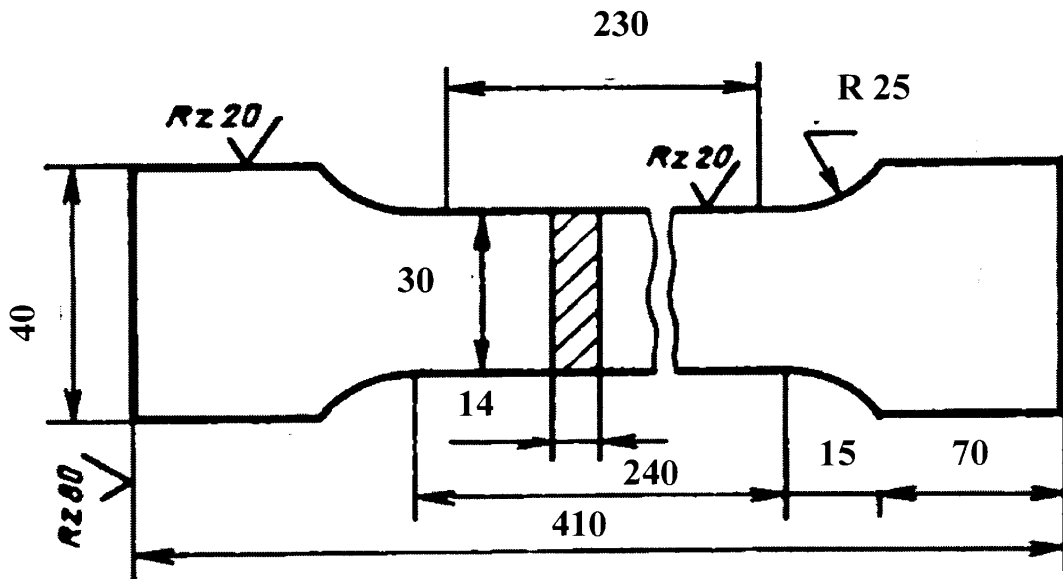


Рисунок 3.14 – Плоский зразок із головками (тип I)

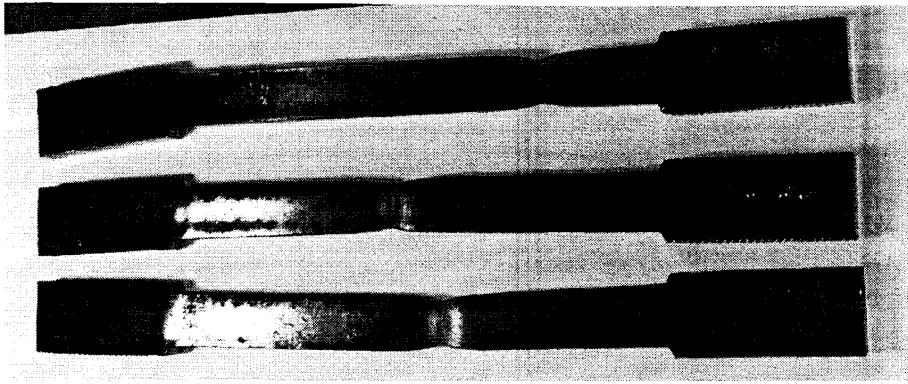


Рисунок 3.15 – Плоскі зразки після випробування на розтяг

Циліндричні зразки \varnothing 10 мм і плоскі зразки з головками товщиною 14 мм були виготовлені з однієї котушки труби розміром 720 мм х 14 мм. Ця електрозварна прямошовна труба виготовлена зі сталі 13Г1СУ згідно ТУ У 322-8-10-95.

Випробування проводили на спеціальних випробувальних машинах FP-100 і P-100 (рис. 3.16 та рис. 3.17), що здійснюють розтяг і дають можливість випробувати зразок аж до руйнування (розриву) та встановити в процесі випробування зв'язок між його деформаціями та силами, які прикладаються.

Цей зв'язок реєструється за допомогою спеціального діаграмного приладу, який є на випробувальних машинах. Прилад автоматично викреслює діаграму розтягу в прямокутних координатах, у якій по одній осі в збільшеному масштабі відкладаються абсолютні деформації, а по другій – сили, що їх викликають (рис. 3.18).

Випробування циліндричних зразків (рис. 3.13) проводили на універсальній розривній машині FP-100 (рис. 3.16). Дані результатів випробувань приведені в табл. 3.13.

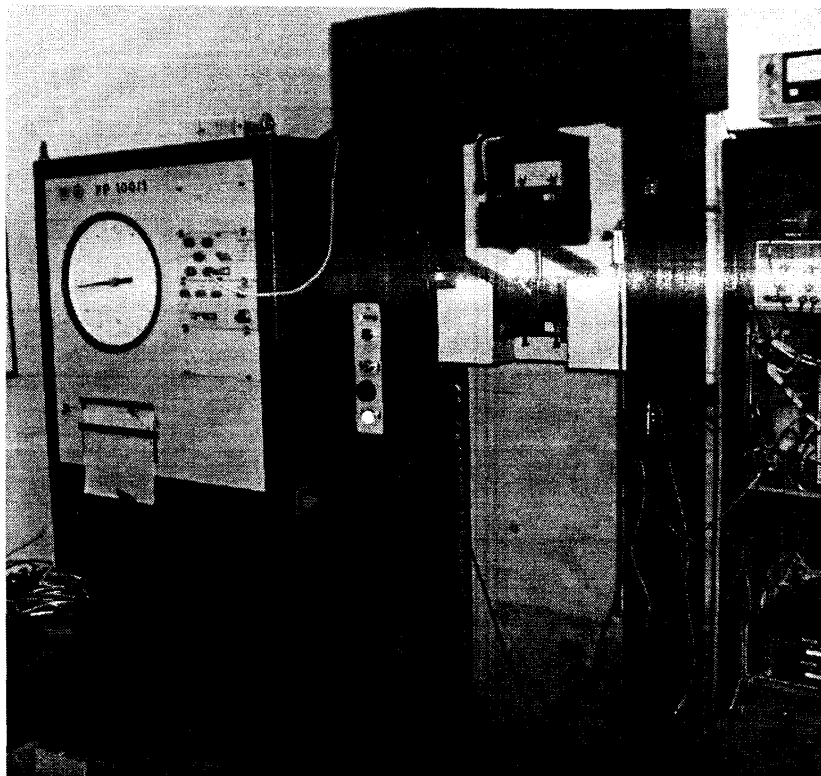


Рисунок 3.16 – Загальний вигляд універсальної розривної машини FP-100

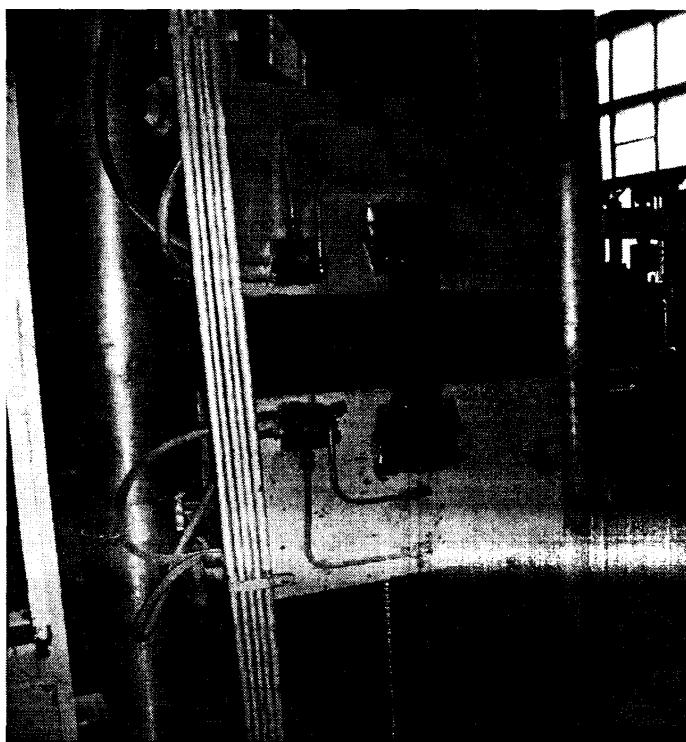
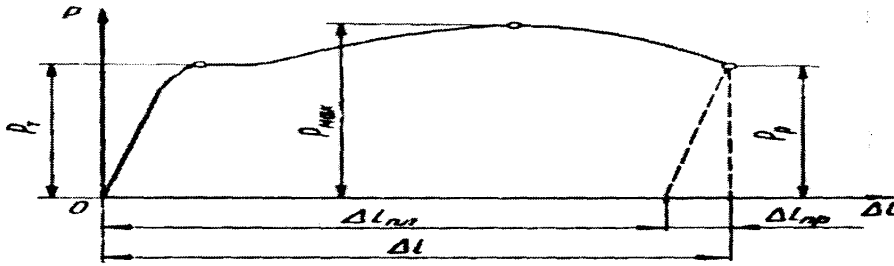


Рисунок 3.17 – Загальний вигляд розривної машини P-100



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; Δl_{nl} - приріст розрахункової частини зразка після розриву; Δl - загальний приріст розрахункової частини зразка до моменту розриву; $\Delta l_{пр}$ - складова пружної деформації загального приросту зразка

Рисунок 3.18 – Загальний вигляд діаграми розтягу

Таблиця 3.14 – Результати випробувань циліндричних зразків (тип III) на універсальній розривній машині FP – 100

Маркування зразка	Початковий діаметр d_0 , мм	Кінцевий діаметр d_k , мм	Початкова розрахункова довжина l_0 , мм	Кінцева розрахункова довжина l_k , мм	Зусилля текучості P_T , Н	Максимальне зусилля P_{max} , Н	Початкова площа поперечного перерізу F_0 , мм ²	Кінцева площа поперечного перерізу F_k , мм ²	Межа текучості σ_T , Н/мм ²	Межа міцності σ_B , Н/мм ²	Відносне видовження δ , %	Відносне звуження ψ , %
1	10,05	4,8	101,1	119,5	34640	48000	79,8	18,6	434	601	18	77
2	9,85	5,0	101,5	118	33500	46500	76,7	19,8	437	606	16	74
3	10,02	4,9	101,5	122	33040	47500	79,3	19,0	417	599	20	76
4	9,85	5,0	100,2	114	36670	47000	76,7	19,8	428	612	14	74
Середнє значення межі текучості					σ_T , Н/мм ² (МПа)	- 429						
Середнє значення межі міцності					σ_B , Н/мм ² (МПа)	- 605						
Середнє значення відносного видовження					δ , %	- 17						
Середнє значення відносного звуження					ψ , %	- 75						

Дослідження плоских зразків (рис. 3.15) проводили на універсальній розривній машині Р – 100 (рис. 3.17). Дані результатів випробувань приведені в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Результати випробувань плоских зразків (тип I) на розривній машині Р – 100

Маркування зразка	Початкові ширина і товщина зразка $a_0 \times b_0$, мм	Кінцеві ширина і товщина зразка $a \times b$, мм	Початкова розрахункова довжина l_0 , мм	Кінцева розрахункова довжина l_k , мм	Зусилля текучості R_T , Н	Максимальне зусилля R_{max} , Н	Початкова площа поперечного перерізу F_0 , мм ²	Кінцева площа поперечного перерізу F_k , мм ²	Межа текучості σ_T , Н/мм ²	Межа міцності σ_B , Н/мм ²	Відносне видовження δ , %
1	14x3 0	8x2 2	200,0	239,5	175000	21100 0	420,0	176,0	417	592	20
2	14x3 0	8x2 1	200,0	239,5	175000	21100 0	420,0	168,0	417	607	20
3	14x3 0	7x2 1	199,5	240,0	160000	21000 0	420,0	147,0	381	604	20
4	14x3 0	8x2 2	200,0	238,0	160000	21000 0	420,0	176,0	381	586	19
Середнє значення межі текучості						σ_T , Н/мм ²	(МПа)	- 399			
Середнє значення межі міцності						σ_B , Н/мм ²	(МПа)	- 597			
Середнє значення відносного видовження						δ , %		- 19,7			

При порівнянні результатів випробувань, отриманих на різних типах зразків (див. табл. 3.14 та 3.15), видно, що середнє значення межі текучості σ_T для різних типів зразків відрізняється на 7,5 %, а середнє значення межі міцності σ_B - на 1,4 %.

3.5 Визначення межі текучості та межі міцності металу труби зі сталі 13Г1СУ за величиною твердості НВ

На спеціально виготовлених зразках (див. рис. 3.15 і рис. 3.19) до проведення випробування їх на розтяг здійснювались заміри твердості на межі текучості втисканням кульки згідно ГОСТ 22762-77 [74] і за допомогою переносного твердоміра “ТЕМП – 3” згідно нормативних документів [75, 76].

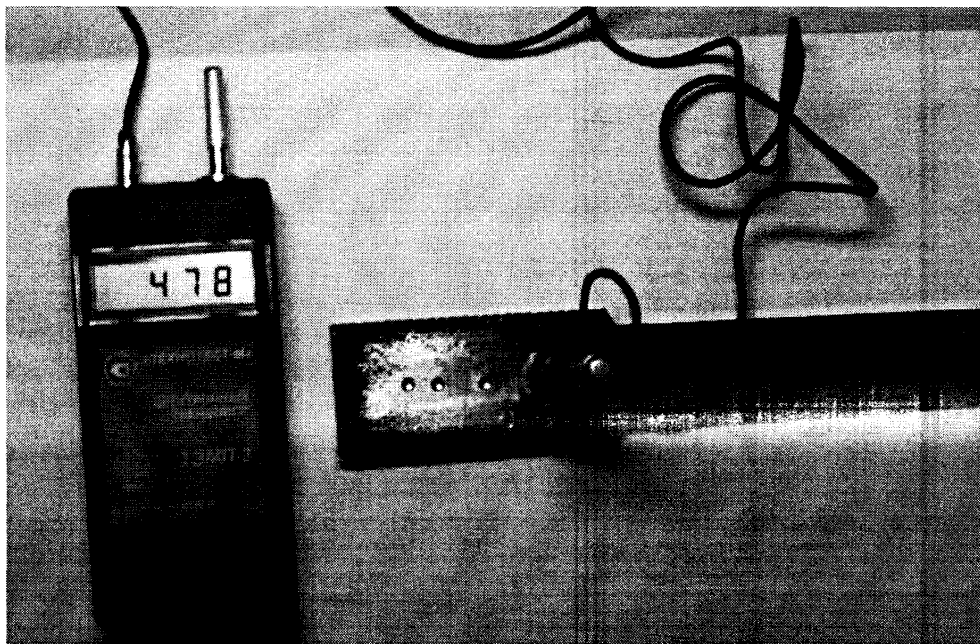


Рисунок 3.19 – Визначення твердості металу плоского зразка переносним твердоміром “ТЕМП-3”

Для визначення похибок при вимірюванні твердості за допомогою переносного малогабаритного електронного твердоміра “ТЕМП – 3” було проведено наступні дослідження (див. рис. 3.19). Для зразків вирізаних із труби $\varnothing 720 \times 14$ мм, матеріал Сталь 13Г1СУ провели заміри в дванадцяти точках та

отримали такі значення твердості за шкалою Брінелля НВі: $199 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $199 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $201 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $205 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $205 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $206 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $210 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $210 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $214 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $217 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $218 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$, $222 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$.

Позначивши $X_i = HB_i$ знаходимо емпіричне середнє значення HB_i (математичне очікування \bar{X}_i і його довірчий інтервал $\Delta\bar{X}$)

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}, \quad (3.20) \quad \Delta\bar{X} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}}, \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} \bar{X}_i &= \frac{199 + 199 + 201 + 205 + 205 + 206 + 210 + 210 + 214 + 217 + 218 + 222}{12} = \\ &= 208,83 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}. \end{aligned}$$

де X_i – упорядковані значення вимірних величин;

t_{Di} , HB_i – 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

$$W = b^2 / S_0^2. \quad (3.22)$$

Тут характеристичне число b і величина S_0^2 рівні

$$b = \sum_{i=1}^K a_{ni} (X_{n-i+1} - X_i); \quad S_0^2 = \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2. \quad (3.23)$$

Значення a_n , для $i = 1, 2, \dots, k$ вибирають за табл. [18] згідно $n = 3 \dots 30$.

Таким чином, підставляючи числові значення, отримуємо

$$\begin{aligned} b &= 0,5475(222 - 199) + 0,3325(218 - 199) + 0,2347(217 - 201) + \\ &+ 0,1586(214 - 205) + 0,0922(210 - 205) + 0,0303(210 - 206) = 24,68; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_0^2 &= (199 - 208,83)^2 + (199 - 208,83)^2 + (201 - 208,83)^2 + (205 - 208,83)^2 + \\ &+ (205 - 208,83)^2 + (206 - 208,83)^2 + (210 - 208,83)^2 + (210 - 208,83)^2 + \\ &+ (214 - 208,83)^2 + (217 - 208,83)^2 + (218 - 208,83)^2 + (222 - 208,83)^2 = 645,68. \end{aligned}$$

$$\text{Тоді } W = \frac{b^2}{S_0^2} = \frac{24,68^2}{645,68} = 0,943. \quad (3.24)$$

Отримане значення $W = 0,943$ для $n = 12$, відповідає ймовірності 50 %. Відповідно це дає можливість використання моделі нормального розподілу для описування похибок вимірювання твердості труб за допомогою переносного твердоміра «ТЕМП-3». Вибіркову дисперсію S визначаємо за формулою

$$S = \sqrt{\frac{S_0^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{645,68}{11}} = \sqrt{58,698} = 7,66 \quad (3.25)$$

За таблицею 3.1 [18] для $n-1 = 12-1 = 11$ і довірчого рівня 0,95 значення $t_{Ді} = 2,20$, відповідно довірчий інтервал рівний

$$\Delta \bar{X} = \pm t_{Ді} \frac{S}{\sqrt{n}} = 2,20 \frac{7,66}{\sqrt{12}} = 4,86. \quad (3.26)$$

Похибка методу рівна

$$\delta = \frac{2\Delta \bar{X}}{X} = \frac{4,86 \cdot 2}{208,83} 100\% = 4,65\%. \quad (3.27)$$

Така точність визначення твердості матеріалу труб задовольняє вимогам, що ставляться до інженерних розрахунків межі текучості та межі міцності.

Усереднені результати вимірювання твердості та механічні характеристики матеріалу плоских зразків подані в табл. 3.15. Аналіз приведених результатів показує, що похибка між експериментально визначеною межею текучості σ_T^E і аналогічним параметром σ_T , наведеним у сертифікаті якості на виготовлення труби складає 1,2 %, відповідно для межі міцності σ_B – 2 %. Різниця між середніми результатами визначення твердості металу труби за допомогою стаціонарної установки і переносного приладу «ТЕМП-3» складає 0,78 %.

Використовуючи залежності, рекомендовані в нормативному документі [21], визначимо межу текучості σ_T і межу міцності σ_B на основі значень заміряної твердості за Брінеллем

$$\sigma_T = 0,367 \text{ HB} - 240 = 0,367 \times 2050 - 240 = 512 \text{ МПа}; \quad (3.28)$$

$$\sigma_B = 0,345 \text{ HB} = 0,345 \times 2050 = 707,26 \text{ МПа}. \quad (3.29)$$

Отримані таким чином розрахункові значення σ_T і σ_B разом із експериментально визначеними значеннями σ_T^E і σ_B^E наведено в табл. 3.17.

Аналіз результатів, наведених у табл. 3.17, показує, що розбіжність між експериментально визначеним значенням межі текучості σ_T^E (отриманим на основі діаграми розтягу плоского зразка) і розрахункового значення σ_T , визначеного за твердістю матеріалу труби, складає 28,3 %. Відповідно аналогічна розбіжність для межі міцності складає 18,42 %.

Аналогічні результати вимірювання твердості та механічні характеристики матеріалу циліндричних зразків подані в табл. 3.17. Аналіз приведених результатів показує, що похибка між експериментально визначеною межею міцності σ_T^E й аналогічними параметрами, наведеними в сертифікаті якості на виготовлення труби, складає 6,2 %, відповідно для межі міцності σ_B^E складає - 1,5 %.

Значення межі текучості σ_T і межі міцності σ_B , визначених на основі значень заміряної твердості за Брінеллем згідно виразів (3.28) і (3.29) відповідно рівні: $\sigma_T = 520 \text{ МПа}$ і $\sigma_B = 714 \text{ МПа}$.

Отримані розрахункові значення σ_T і σ_B разом із експериментально визначеними значеннями σ_T^E і σ_B^E наведено в табл. 3.19. Аналіз результатів, наведених у табл. 3.19, показує, що розбіжність між експериментально визначеними значеннями межі текучості σ_T^E (отриманими на основі діаграми розтягу циліндричного зразка і розрахункового значення σ_T , визначеного за

твердістю матеріалу труби) складає 21,2 %. Відповідно аналогічна розбіжність для межі міцності складає 18 %.

Таблиця 3.16 – Механічні характеристики і результати вимірювання твердості для плоских зразків

№	σ_T^E , МПа	σ_B^E , МПа	δ , %	НВ, МПа (кулькою)	НВ, МПа «Темп-3»
1	417	592	20	2100	2040
2	417	607	20	2080	2090
3	381	604	20	2020	2000
4	381	586	19	2000	2010
серед. знач.	399	597	19,7	2050	2035

Таблиця 3.17 – Порівняння середніх розрахункових значень σ_T і σ_B розрахованих за твердістю НВ із експериментальними значеннями

σ_T			σ_B		
експерт., σ_T^E , МПа	розрах., σ_T , МПа	розб. %	експерт., σ_B^E , МПа	розрах., σ_B , МПа	розб. %
399	512	28,3	597	707	18,42

Таблиця 3.18 – Механічні характеристики та результати вимірювання твердості для циліндричних зразків

№	σ_T^E , МПа	σ_B^E , МПа	δ , %	φ , %	НВ, МПа (кулькою)
1	434	601	18	77	2070
2	437	606	16	74	2070
3	417	599	20	76	2070
4	428	612	14	74	2070
серед. знач.	429	605	17	75	2070

Таблиця 3.19 – Порівняння середніх розрахункових значень σ_T і σ_B розрахованих за твердістю НВ з експериментальними значеннями

σ_T , МПа			σ_B , МПа		
експерт., σ_T^E , МПа	розрах., σ_T , МПа	розб. %	експерт., σ_B^E , МПа	розрах., σ_B , МПа	розб. %
429	520	21,2	605	714	18,0

Велика розбіжність між параметрами міцності σ_T^E і σ_B^E отриманими на основі діаграми розтягу зразків і цими ж параметрами σ_T і σ_B , розрахованими за твердістю матеріалу труби вказує на неточність значення коефіцієнту пропорційності K , прийнятих у виразах (3.1) – (3.4).

Отримані результати досліджень показали, що не для всіх трубних сталей можна одержати задовільну для практики точність у визначенні параметрів σ_T і σ_B за вимірною твердістю на підставі залежностей (3.1) – (3.4). Крім цього тривала практика експлуатації нафтопроводів показує, що з часом твердість основного металу і зварного шва нафтопроводів зменшується [78].

Тому при визначенні параметрів міцності σ_T і σ_B , які розраховуються за твердістю матеріалу труби, доцільно на основі експрес-методу визначати реальну твердість металу трубопроводу на даний час. При цьому згідно вище наведеного алгоритму досліджень бажано уточнити значення коефіцієнту пропорційності K , прийнятого у виразах (3.1) – (3.4), окремо для різних марок трубних сталей.

Проаналізувавши результати описаних вище досліджень і узагальнюючи вирази (3.1) – (3.4) і (3.28) – (3.29), отримуємо співвідношення з такими коефіцієнтами пропорційності K_T і K_B відповідно за межею текучості та межею міцності металу труби зі сталі 13Г1СУ

$$\sigma_T = K_T \cdot HB = 0,19HB = 0,19 \cdot 2050 = 389,5 \text{ МПа}; \quad (3.30)$$

$$\sigma_B = K_B \cdot HB = 0,29HB = 0,29 \cdot 2050 = 594,5 \text{ МПа}. \quad (3.31)$$

Таким чином розбіжність між експериментально визначеними значеннями межі текучості σ_T^E і розрахункового значення σ_T , визначеного за твердістю матеріалу труби, складає

$$\delta_{\sigma_T} = \frac{389,5 - 399}{389,5} 100\% = 2,4\%. \quad (3.32)$$

Відповідно аналогічна розбіжність для межі міцності складає

$$\delta_{\sigma_B} = \frac{594,5 - 597}{594,5} 100\% = 0,5\%. \quad (3.33)$$

Коефіцієнти пропорційності K_T і K_σ необхідно вибирати таким чином, щоб розрахункові значення σ_T і σ_B , отримані згідно виразів (3.30) і (3.31), були меншими від значень σ_T^E і σ_B^E , що складатиме запас міцності нафтопроводу.

Висновки до третьому розділу

1. Проведено дослідження механічних властивостей трубних сталей 17ГС і 13Г1СУ, що найбільш широко застосовуються в магістральних нафтопроводах.

2. На стандартні механічні характеристики трубної сталі 17ГС, межу текучості σ_{02} , тимчасовий опір σ_B та відносне подовження після розриву δ_{10} тривала експлуатація нафтогазопроводів істотно не впливає. Під час оцінки впливу термінів експлуатації магістральних нафтогазопроводів на стандартні механічні характеристики металу труб коректніше порівнювати результати випробувань і відповідними значеннями у стані постачання, наведеними у сертифікатах на труби, з яких споруджена обстежувана ділянка.

3. Для трубної сталі 17ГС одержано кореляційну залежність між межею текучості та межею міцності. Надійної кореляції між ударною в'язкістю, з одного боку, та межею міцності, межею текучості і відносним подовженням після розриву - з іншого, для цієї сталі не виявлено.

4. Деградація механічних властивостей сталі 17ГС виражається, в основному, у зниженні її ударної в'язкості. Протягом 40 – річної експлуатації

трубопроводу під дією робочих кільцевих напружень рівних близько половини межі текучості значення ударної в'язкості зменшилося порівняно з вихідним станом. на 37,1 %.

5. Для труб зі сталі 17ГС із достатньою для практики точністю межу текучості σ_T та тимчасовий опір при розриві σ_B можна визначати за результатами вимірювання твердості за Брінеллем портативним твердоміром типу ТЭМП – 3 та за рекомендованими нормативним документом СОУ 60.3-30019801-007:2004 емпіричними формулами.

6. У разі уточнених розрахунків на міцність та довговічність потенційнонебезпечних ділянок магістральних нафтогазопроводів при визначенні характеристик міцності σ_T і σ_B за виміряною твердістю матеріалу труби, доцільно на основі експрес-методу визначати реальну твердість металу трубопроводу на даний час. При цьому важливо уточняти значення коефіцієнтів пропорційності K окремо для різних марок трубних сталей на підставі випробувань на розтяг зразків, вирізаних під час ремонтних робіт.

РОЗДІЛ 4

ДІАГНОСТИКА НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДУ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ «ДРУЖБА»

4.1 Дослідження механічних властивостей трубної сталі марки «Ц» нафтопроводу тривалої експлуатації на ділянці балкового переходу

Важливою складовою оцінки загального технічного стану потенційно небезпечних ділянок магістральних нафтогазопроводів є перевірений розрахунок на міцність. Згідно з чинними нормативними документами [79,80] для визначення фактичного коефіцієнта запасу міцності чи допустимого напруження необхідно знати дві основні механічні характеристики міцності матеріалу труб – границю текучості σ_T та границю міцності (тимчасовий опір) σ_B . Зазвичай їх встановлюють згідно з технічними умовами, де містяться мінімальні значення цих характеристик.

Проте, як свідчить аналіз сертифікатів на труби, з яких споруджуються магістральні нафтогазопроводи, залежно від партії поставки, значення механічних характеристик металу труб, у тому числі і обох цих границь, коливаються у достатньо широких межах.

Тому оцінка міцності окремих ділянок магістральних трубопроводів за мінімальними значеннями характеристик міцності може бути не завжди виправданою з точки зору необхідності термінового вживання заходів стосовно безпечної експлуатації цих ділянок.

Окрім цього, як свідчать результати експериментальних досліджень [53], значення характеристик міцності трубних сталей можуть істотно змінюватися після тривалих термінів експлуатації.

Згідно з нормативним документом [80] під час розрахунків на статичну міцність контрольованих ділянок слід надавати перевагу значенням характеристик міцності одержаних з випробувань зразків з вирізок цих ділянок чи визначених неруйнівними методами.

Зазначені норми також допускають визначення механічних характеристик металу магістральних трубопроводів шляхом випробування за Брінеллем НВ за методиками, регламентованими чинними нормативними документами [81,82,83,84].

Мета роботи - уточнення методики визначення границі текучості та тимчасового опору металу труб у польових умовах за результатами вимірювань твердості портативними електронними динамічними твердомірами типу ТЭМП - 3 та її апробація на діючому нафтопроводі.

Методика ґрунтується на таруванні шкали приладу безпосередньо у значеннях цих основних механічних характеристик для конкретних марок трубних сталей на підставі результатів випробувань на розтяг та твердість зразків, виготовлених із тамплетів, вирізаних під час ремонтних робіт відповідних ділянок діючих трубопроводів.

Доцільність запропонованого підходу продемонстровано на визначенні границі текучості надземних переходів нафтопроводу «Дружба», споруджених зі сталі марки «Ц» (табл. 4.1 і 4.2).

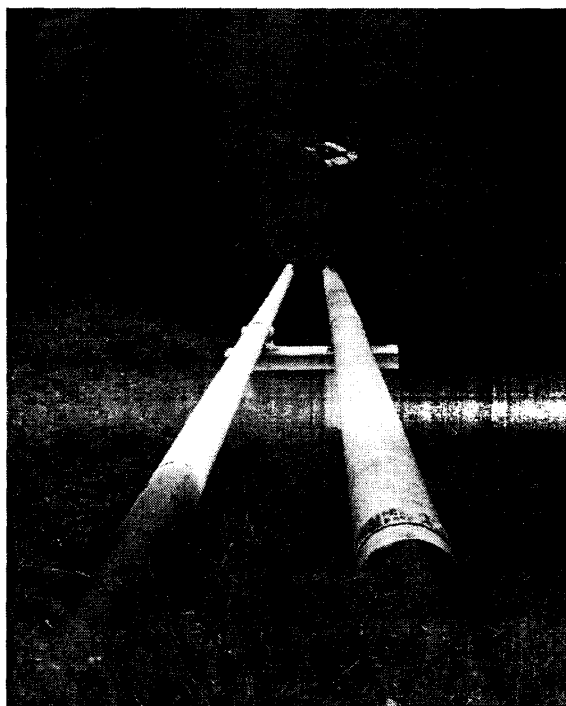


Рисунок 4.1 – Надземні переходи МН «Дружба» з проміжною опорою

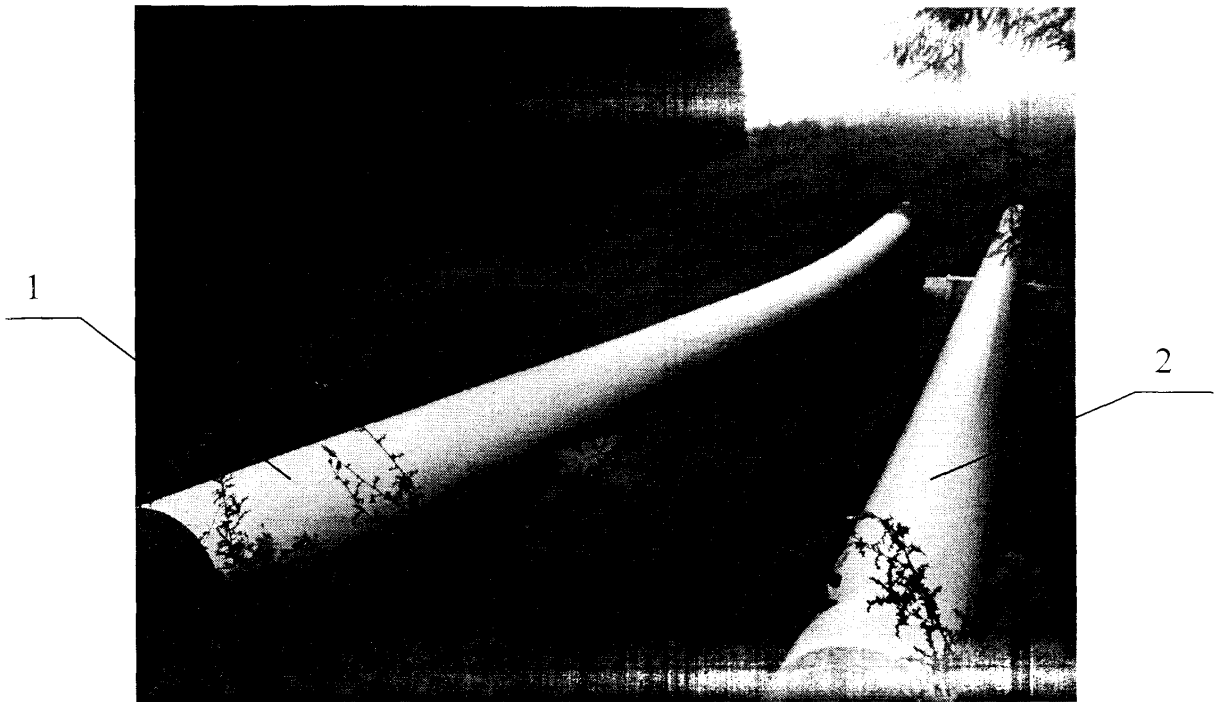


Рисунок 4.2 – Надземний безопорний балковий перехід (1) і перехід із проміжною опорою МН «Дружба» (2)

Таблиця 4.1 – Хімічний склад трубної сталі «матеріал Ц» у відсотках(%) (Трубопрокатні і металургійні заводи ХОМУТОВ, Чехословаччина)

Карбон	Манган	Сіліцій	Фосфор	Сульфур
0,16-0,22	0,78-1,19	0,17-0,31	0,01-0,038	0,014-0,05

Таблиця 4.2 – Механічні характеристики трубної сталі «матеріал Ц»(ТП 208. 1-Ц-056/67)

Нормативні				За сертифікатами			
σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	KCV, Дж/см ² (T °C)	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	KCV, Дж/см ² (T °C)
370	530	21	35 (-40)	370-416	530-590	22-26	60-82 (-40)

Результати статистичної обробки наведених у заводських сертифікатах на труби даних представлені на рис. 4.3 – 4.5 та у табл. 4.3,4.4.

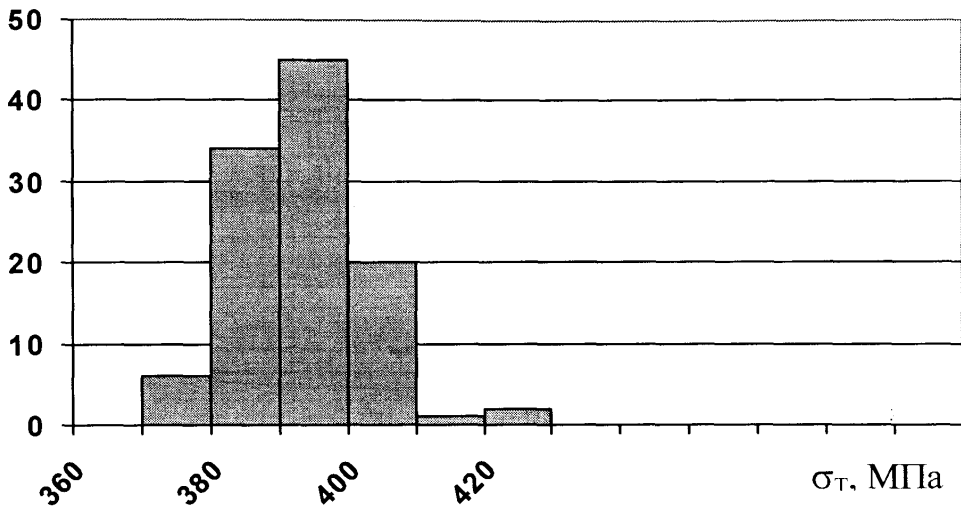


Рисунок 4.3 – Гістограма розподілу границі текучості трубної сталі «Матеріал Ц» нафтопроводу діаметром 720 мм і товщиною стінки 10 мм

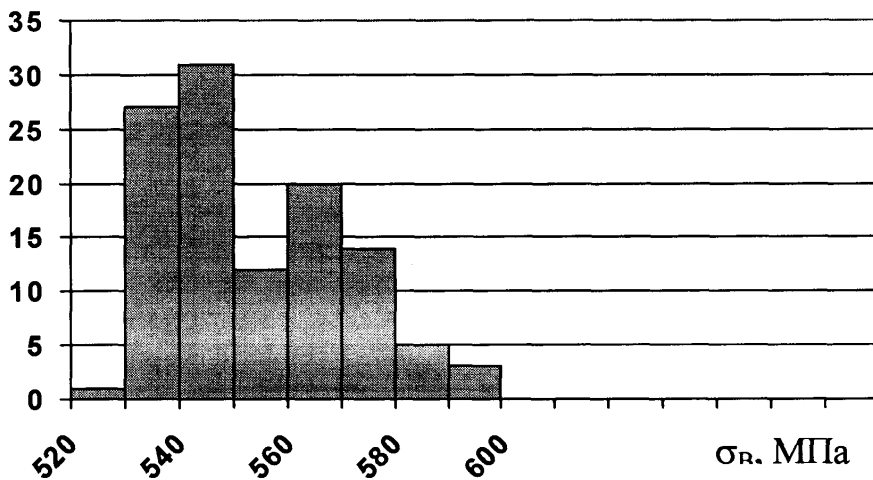
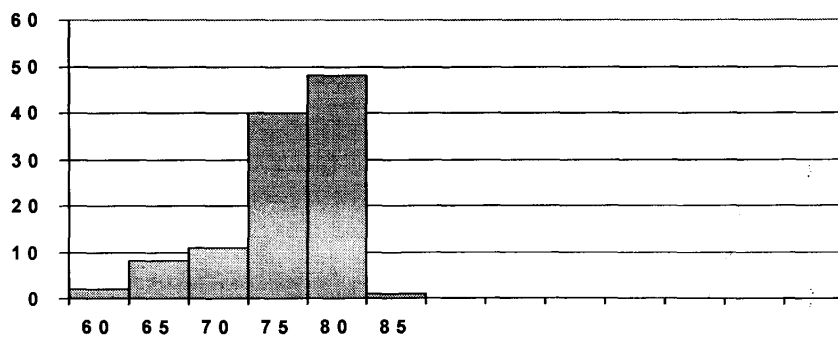


Рисунок 4.4 – Гістограма розподілу границі міцності трубної сталі «Матеріал Ц» нафтопроводу діаметром 720 мм і товщиною стінки 10 мм



КС, Дж/см²

Рисунок 4.5 – Гістограма розподілу ударної в'язкості трубної сталі «Матеріал Ц» нафтопроводу діаметром 720 мм і товщиною стінки 10 мм

Таблиця 4.3 – Механічні характеристики трубної сталі матеріал «Ц» за даними сертифікатів у стані постачання

N	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	КС, Дж/см ²
1	372	534	25	77
2	372	530	25	75
3	377	535	24	75
4	381	538	25,5	80
5	388	545	25	75
6	390	540	26	72
7	391	552	25	80
8	416	591	22	70
9	400	566	23	82
10	381	523	25	77
11	381	544	23	82
12	380	550	24	80
13	379	539	24	75
14	415	591	22	70
15	379	539	24,5	75
16	378	539	24	80
17	416	591	22	70
18	404	573	23	72
19	394	554	25,6	78
20	398	564	25	65
21	382	539	26	77
22	385	568	22	80
23	397	501	24,4	77
24	382	539	26	77
25	395	548	22	80
26	386	542	26	75
Сер. знач	389,6	551,3	24,2	75,2

На підставі наведених у табл. даних обчислювали коефіцієнт кореляції для чотирьох пар механічних характеристик: $КС - \sigma_T$, $КС - \sigma_B$, $КС - \delta$, $\sigma_B - \sigma_T$ (таблиця 4.4).

Таблиця 4.4 - Коефіцієнти кореляцій

$КС - \sigma_T$	$КС - \sigma_B$	$КС - \delta$	$\sigma_B - \sigma_T$
-0,275	-0,345	0,15	0,945

Як бачимо з табл. 4.4 коефіцієнти кореляції ударної в'язкості з границею текучості σ_T , границею міцності σ_B та відносним подовженням після розриву δ є відносно малими. Отже, за їх значеннями не можна з достатньою надійністю оцінювати значення ударної в'язкості для трубної сталі марки «Ц».

Найкращий коефіцієнт кореляції $r = 0,945$ одержано для границь текучості та міцності. Згідно з t -критерієм [62] величина $r = 0,945$ значима за статичної достовірності вище 99,9 % і відповідно існує певний взаємозв'язок між границею міцності та границею текучості сталі марки «Ц».

Характер залежності між σ_T і σ_B представлено на рисунку 4.5. Експериментальні точки апроксимовані лінійною залежністю (лінією регресії) за методом найменших квадратів.

$$\sigma_B = 0,204 + 1,415 \sigma_T \quad (4.1)$$

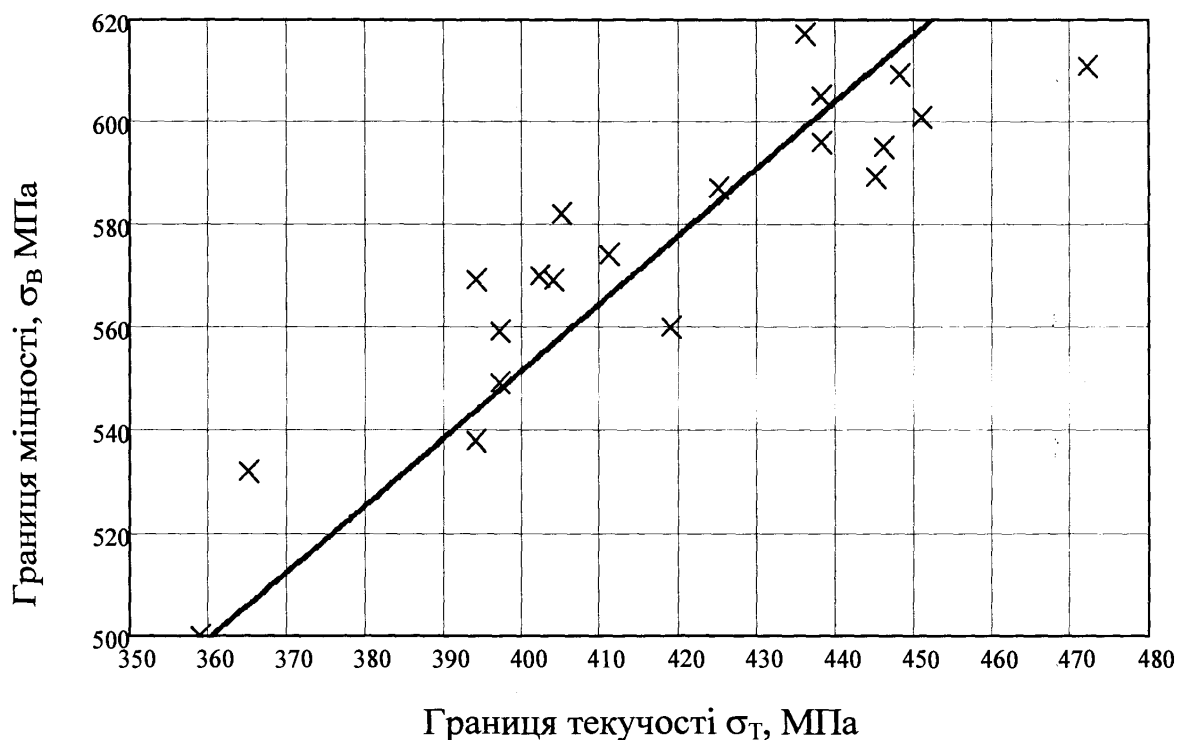


Рисунок 4.6 – Лінія регресії для границі текучості і границі міцності трубної сталі марка «Ц» за даними сертифікатів

4.2 Визначення механічних характеристик сталі марки Ц за допомогою зразків на розривній машині

Випробуванням на розтяг піддавали сегментні зразки зі збереженням товщини стінки труби відповідно до ГОСТ 1497-84 [65] (див. рис. 4.7).



Рисунок 4.7 – Плоский зразок із труби \varnothing 720 мм зі сталі марки «Ц»

Випробування зразків на розтяг здійснювали на універсальній розривній машині. Границю текучості матеріалу визначали за діаграмою розтягання, перебудованою в координатах «напруження відносно подовження» $\sigma - \varepsilon$ (рис. 4.7). Діаграму будували за результатами вимірювання поздовжніх деформацій двома механічними тензометрами індикаторного типу базою 180 мм, які встановлювали на двох протилежних боках зразка. Такий спосіб вимірювання дає змогу уникнути впливу деформацій згину зразка на результати випробувань. Навантаження зразка здійснювали ступенями, крок яких зменшували при наближенні до початку текучості. Після кожної ступені навантаження знімали покази тензометрів, за середніми значеннями яких обчислювали відносне подовження. Границю текучості визначали за напруженням, яке відповідає залишковій деформації зразка рівній 0,2%.

Певний інтерес для визначення механічних характеристик металу трубопроводів також представляють магнітні методи неруйнівного контролю, що ґрунтуються на існуванні зв'язку між структурою металу та магнітними параметрами, зокрема коерцитивною силою. Проте, як відомо, на магнітні

параметри металу труб, певною мірою, може впливати напружено-деформований стан, в якому вони перебувають.

Із огляду на це були проведені вимірювання коерцитивної сили під час розтягу спеціального широкого зразка (рис. 4.8). Зразок виготовлено з тамплету, вирізаного під час ремонту магістрального нафтопроводу діаметром 720 мм, термін експлуатації 33 роки. Ширина зразка $b = 73$ мм була вибрана з урахуванням можливості проведення вимірювань як у поздовжньому, так і поперечному напрямках.

Таблиця 4.5 – Результати випробування широкого зразка на розтяг (Труба 720x9,8 мм, сталь марки «Ц»)

№	Напруж. σ , МПа	$\varepsilon \cdot 10^3$	$E_c \cdot 10^{-5}$, МПа	Коерцитивна сила, А/см		
				вздовж осі	поперек осі	середнє значення
1	0,0	0,0	-	6,3	4,3	5,3
2	49,0	0,221	2,22	5,6	4,6	5,2
3	98,0	0,455	2,15	5,0	5,0	5,0
4	0,0	0,0	2,15	6,3	4,3	5,3
5	147,0	0,753	1,95	4,5	5,5	5,0
6	196,0	1,022	1,92	4,4	5,9	5,15
7	245	1,319	1,86	4,5	6,6	5,55
8	0,0	0,150	2,1	6,0	4,4	5,2
9	286	1,548	1,85	4,5	7,1	5,8
10	310	1,685	1,84	4,5	7,3	5,9
11	326	1,799	1,82	4,7	7,5	6,1
12	343	1,925	1,78	4,7	7,7	6,2
13	0,0	0,252	2,05	6,3	4,5	5,4
14	351	2,006	1,75	4,7	7,8	6,25
15	359,5	2,102	1,71	4,8	7,8	6,3
16	367,2	2,424	1,52	4,8	7,5	6,15
17	0,0	0,947	2,47	6,6	4,6	5,6
18	371,3	4,361	-	4,7	7,3	6,0
19	372,46	5,383	-	4,6	6,6	5,6
20	0,0	3,881	2,47	7,4	4,8	6,1

Як бачимо з рис. 4.8, залежність між поздовжніми напруженнями та відносними деформаціями виявляє слабо нелінійний характер. У табл. 4.5

січний модуль вже на початковій ділянці діаграми з ростом відносних деформацій поступово зменшується. За досягнення напруження 237,5 МПа після зняття навантаження тензometri виявляють утворення незначних пластичних деформацій у зразку. Це можна пояснити особливостями форми

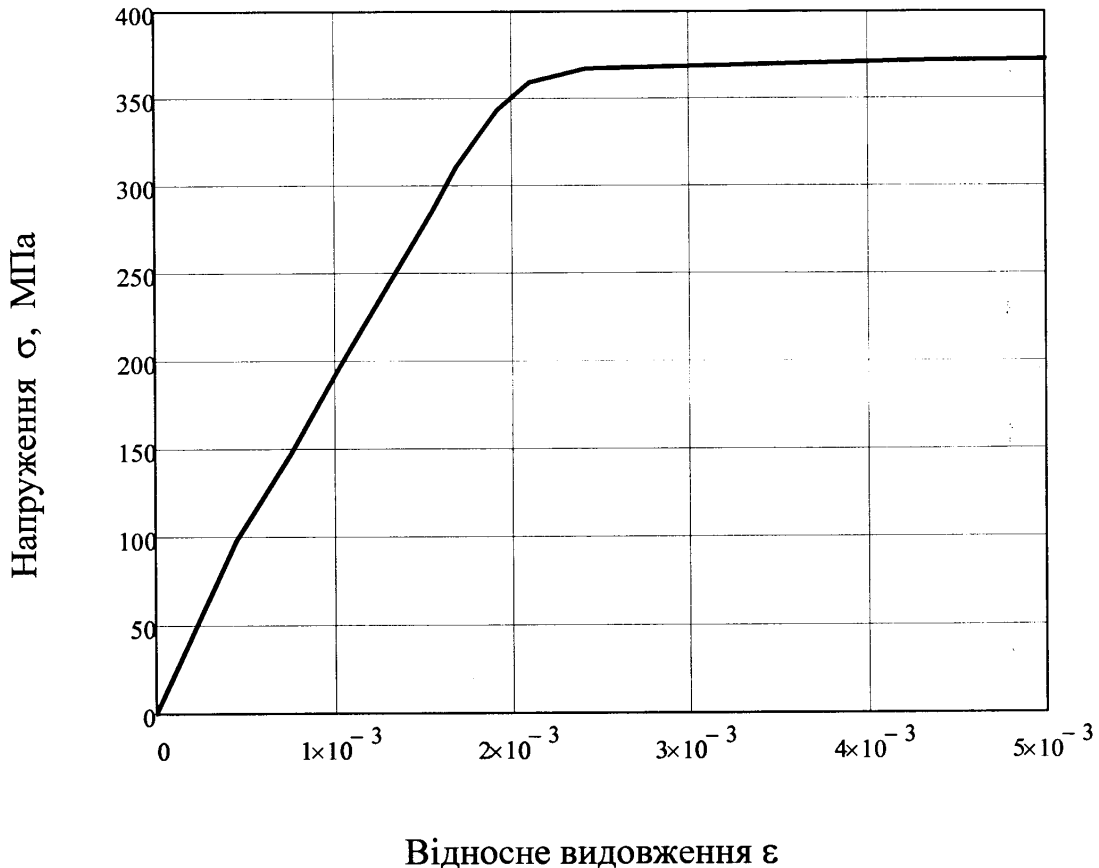


Рисунок 4.8 – Діаграма розтягу зразка з необробленими поверхнями (Труба 720x9,8 мм, сталь марки «Ц»)

безшовних труб Чехословацького виробництва, які мають легку хвилеподібну зовнішню та внутрішню поверхні у поздовжньому напрямку. Строго кажучи, січний модуль не є модулем пружності металу труб, а характеризує жорсткість стінки труби в поздовжньому напрямку.

Що стосується коерцитивної сили, то зі збільшенням напружень її значення для поздовжнього напрямку зменшуються, а для поперечного – збільшуються. Проте її середнє значення з ростом напружень зростає не дуже суттєво (рис. 4.9). За значень напружень, менших 75 % від границі текучості,

середнє значення коерцитивної сили відрізняється від початкового менш, ніж на 10%.

Кращі результати виявлено між напруженням і зміною коерцитивної сили у поперечному напрямі (рис. 4.9)

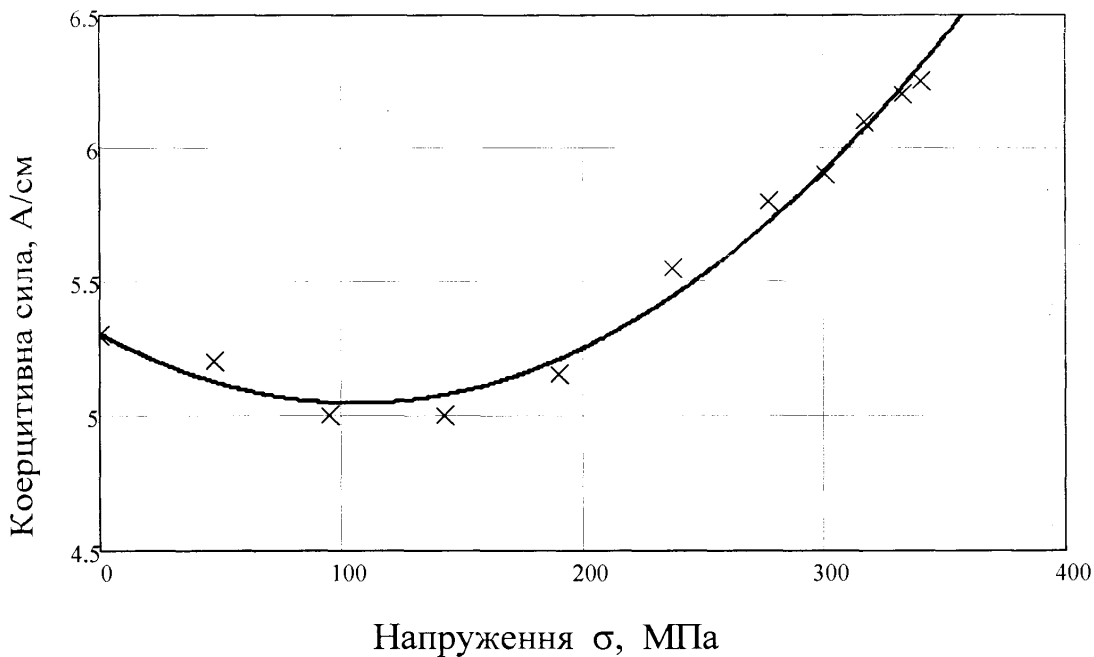


Рисунок 4.9 – Залежність між середнім значенням коерцитивною силою та розтягальним напруженням трубної сталі «матеріал Ц» (x-експериментальні точки, — лінія регресії $H_c = 5,305 - 4,782 \cdot 10^{-3} \sigma + 2,21 \cdot 10^{-5} \sigma^2$)

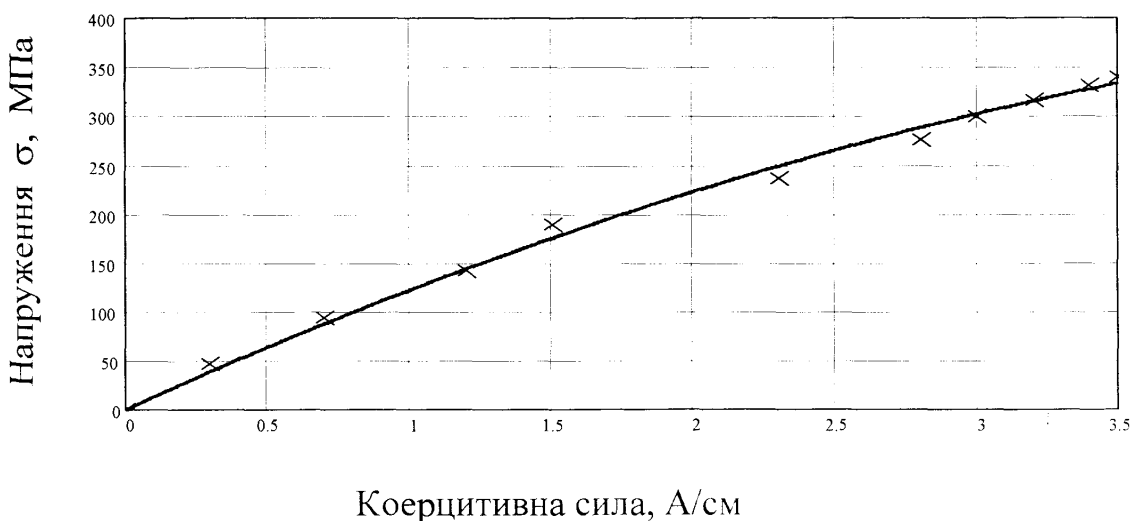


Рисунок 4.10 – Залежність розтягального напруження від зміни коерцитивної сили в поперечному напрямку трубної сталі «матеріал Ц» (x-експериментальні точки, лінія регресії $\sigma = -11,24 \cdot \Delta H_c + 136,7 \cdot \Delta H_c^2$)

4.3. Визначення межі текучості та межі міцності металу труби зі сталі марки «Ц» за величиною твердості НВ

Твердість металу зразків вимірювали з урахуванням вимог ГОСТ 23677, ГОСТ 222761, ГОСТ 222762 перед їх випробуванням на розтяг у кінцевих частинах, призначених для їх кріплення в затискачах випробувальної машини.

У місцях вимірювань поверхню зачищали до відсутності залишків корозії шабером та наждачним папером до жорсткості Ra 6,3 (Rz 40) згідно з ГОСТ 2789, що забезпечувало добру видимість країв відбитку та стабільність показів електронного твердоміра.

У кожній такій частині було виконано трикратні вимірювання твердості на пресі шляхом вдавлення кульки діаметром $D = 10$ мм навантаження $F = 30$ кН і $F = 20$ кН із витримкою 10 с. Навантаження вимірювали зразковим динамометром ДОСМ-3-5. Вимірювання твердості виконували на опуклій поверхні зразка (зовнішня поверхня труби), де приготувляли площадки діаметром приблизно 20 мм. Відстані між центрами площадок становили не менше 20 мм. Діаметр відбитку вимірювали у двох взаємно перпендикулярних напрямках з точністю $\pm 0,05$ мм (табл. 4.6 і 4.7).

Таблиця 4.6 – Результати вимірювання твердості втискуванням кульки діаметром $D = 10$ мм навантаженням $F = 30$ кН

Діаметри відбитків, d , мм						$A_{сер.}$, мм ²	НВ, МПа
4,75	4,65	4,65	4,60	4,80	4,75	18,43	1628

Таблиця 4.7 – Результати вимірювання твердості втискуванням кульки діаметром $D = 10$ мм навантаженням $F = 20$ кН

Діаметри відбитків, d , мм												$A_{сер.}$, мм ²	НВ, МПа
3,9	3,8	3,9	3,7	3,9	3,8	3,8	4,0	3,9	3,9	4,0	3,9	12,47	1604
5	0	0	5	5	0	5	0	5	5	0	5		

Виконано порівняння значень твердості, одержаних на цьому самому зразку, за дії навантажень $F = 30 \text{ кН}$ і $F = 20 \text{ кН}$ (табл. 4.6 і 4.7). Як бачимо, вони різняться неістотно між собою. Різниця складає лише 1,5 %.

Крім того, у цих самих частинах тестового зразка та на котушці, з якої виготовлено зразок, паралельно було проведено вимірювання твердості портативним твердоміром динамічного типу ТЭМП – 3, рис. 4.11 (зав. № 031860, НВП «ТЕХНОТЕСТ - М», м. Москва). На площадках, підготовлених аналогічним чином, одержані осереднені результати цих вимірювань (табл. 4.8 і 4.9).



Рисунок 4.11 – Вимірювання твердості зразка портативним твердоміром динамічного типу ТЭМП-3

Таблиця 4.8 – Результати багатократних вимірювань твердості зразка
покази приладу ТЭМП – 3, С

покази приладу ТЭМП – 3, С												$C_{сер.}$	НВ, МПа
40	40	41	39	39	39	40	39	38	38	40	39	397	1250
6	0	2	1	5	7	0	0	6	7	3	7		

Таблиця 4.9 – Результати багатократних вимірювань твердості котушки
покази приладу ТЭМП – 3, С

покази приладу ТЭМП – 3, С												$C_{сер.}$	НВ, МПа
40	39	39	39	39	40	42	39	40	40	39	40	401	1290
3	7	4	0	9	7	1	9	6	0	6	6		

Як видно з табл. 4.8 і 4.9, числа твердості металу котушки та зразка відрізняються між собою лише на 3,2 %.

Проте, що стосується значень твердості, одержаних на зразку методом втискування кульки та з застосуванням приладу ТЭМП – 3 (табл. 4.10), то вони відрізняються аж на 30,2 %. Тому для визначення границі текучості металу труб діючого нафтопроводу за результатами вимірювання твердості приладом ТЭМП – 3 знайдено тарувальний коефіцієнт відносно показів (інформативного параметра) цього приладу

$$k_{\sigma_T} = \frac{\sigma_T}{C_{сер.}} = \frac{370}{397} = 0,93. \quad (4.2)$$

Тарувальний коефіцієнт за значенням твердості за Брінелем

$$k_{HB\sigma_T} = \frac{\sigma_T}{HB} = \frac{370}{1628} = 0,23. \quad (4.3)$$

Отримані значення твердості та механічні характеристики трубної сталі марки «Ц» зведені в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Механічні характеристики трубної сталі «матеріал Ц»
(ТП 208. 1-Ц-056/67, термін експлуатації 33 роки)

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

Виконано також визначення твердості металу труби за допомогою переносного твердоміра «ТЕМП-3» на ділянках надземних балкових переходів МН «Дружба» у Карпатах (див. рис. 4.1 - 4.3). Нафтопровід змонтований із труб виготовлених зі сталі марки «Ц». У результаті замірів твердості металу труби діаметром 720 x 10 мм у дванадцяти точках на ділянці МН «Дружба»,

зображеного на рис. 4.1, отримали такі значення за шкалою Брінелля HVi :

$$93 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 98 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 99 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 100 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 102 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 105 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 106 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 106 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2},$$

$$107 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 108 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 111 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}, 112 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}.$$

Для визначення похибок при вимірюванні твердості за допомогою переносного малогабаритного електронного твердоміра “ТЕМП – 3” було проведено наступні розрахунки.

Позначивши $X_i = HB_i$ знаходимо емпіричне середнє значення HB_i (математичне очікування \bar{X}_i і його довірчий інтервал $\Delta\bar{X}$)

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}, \quad (4.4)$$

$$\Delta\bar{X} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}}. \quad (4.5)$$



Рисунок 4.12 – Вимірювання твердості металу труби на надземній ділянці нафтопроводу приладом ТЕМП – 3

Підставивши числові значення, одержимо

$$\begin{aligned}\bar{X}_i &= \frac{93+98+99+100+102+105+106+106+107+108+111+112}{12} = \\ &= 103,92 \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2},\end{aligned}$$

де X_i – упорядковані значення вимірних величин;

$t_{Дi}, HB_i$ – 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

$$W = b^2 / S_0^2. \quad (4.6)$$

Тут характеристичне число b і величина S_0^2 рівні

$$b = \sum_{i=1}^K a_{ni} (X_{n-i+1} - X_i); \quad S_0^2 = \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2. \quad (4.7)$$

Значення a_n, i для $i = 1, 2, \dots, k$ вибирають за табл. [18] згідно $n = 3 \dots 30$.

Таким чином підставляючи числові значення отримуємо

$$\begin{aligned}b &= 0,5475(112 - 93) + 0,3325(111 - 98) + 0,2347(108 - 99) + \\ &+ 0,1586(107 - 100) + 0,0922(106 - 102) + 0,0303(106 - 105) = 18,33; \\ S_0^2 &= (93 - 103,92)^2 + (98 - 103,92)^2 + (99 - 103,92)^2 + (100 - 103,92)^2 + \\ &+ (102 - 103,92)^2 + (105 - 103,92)^2 + (106 - 103,92)^2 + (106 - 93,22)^2 + \\ &+ (107 - 103,92)^2 + (108 - 103,92)^2 + (111 - 103,92)^2 + (112 - 103,92)^2 = 348,96.\end{aligned}$$

$$\text{Тоді} \quad W = \frac{b^2}{S_0^2} = \frac{18,33^2}{348,96} = 0,963. \quad (4.8)$$

Отримане значення $W = 0,963$ 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». Вибіркову дисперсію S визначаємо за формулою

$$S = \sqrt{\frac{S_0^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{348,96}{11}} = \sqrt{31,72} = 5,63 \quad (4.9)$$

За табл. 3.1 [85] для $n-1 = 12-1 = 11$ і довірчого рівня 0,95 значення

$t_{Di} = 2,20$, відповідно, довірчий інтервал рівний

$$\Delta \bar{X} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}} = 2,20 \frac{5,63}{\sqrt{12}} = 3,58. \quad (4.10)$$

Похибка методу рівна

$$\delta = \frac{2\Delta \bar{X}}{\bar{X}} = \frac{3,58 \cdot 2}{103,92} 100\% = 6,89\%. \quad (4.11)$$

Така точність визначення твердості матеріалу труб, задовольняє вимогам, що ставляться до інженерних розрахунків межі текучості та межі міцності.

Усереднені результати вимірювання твердості та механічні характеристики матеріалу плоских зразків подані в табл. 4.10. Аналіз приведених результатів показує, що похибка між експериментально визначеною межею текучості σ_T^E й аналогічним параметром σ_T , наведеним у сертифікаті якості на виготовлення труби, складає 1,2 %, відповідно для межі міцності σ_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 [83], визначимо межу текучості σ_T і межу міцності σ_B на основі значень заміряної твердості за Брінеллем

$$\sigma_T = 0,367 \text{ HB} - 240 = 0,367 \times 2050 - 240 = 512 \text{ МПа}; \quad (4.12)$$

$$\sigma_B = 0,345 \text{ HB} = 0,345 \times 2050 = 707,26 \text{ МПа}. \quad (4.13)$$

Отримані таким чином розрахункові значення σ_T і σ_B разом із експериментально визначеними значеннями σ_T^E і σ_B^E наведено в табл. 4.17.

Аналіз результатів наведених у табл. 4.17 показує, що розбіжність між експериментально визначеним значенням межі текучості σ_T^E (отриманим на основі діаграми розтягу плоского зразка) і розрахункового значення σ_T , визначеного 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» (рис. 4.1) приладом ТЭМП – 3 наведено в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – 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 (рис. 4. 13). Основні результати цих вимірювань наведено у табл. 4.12

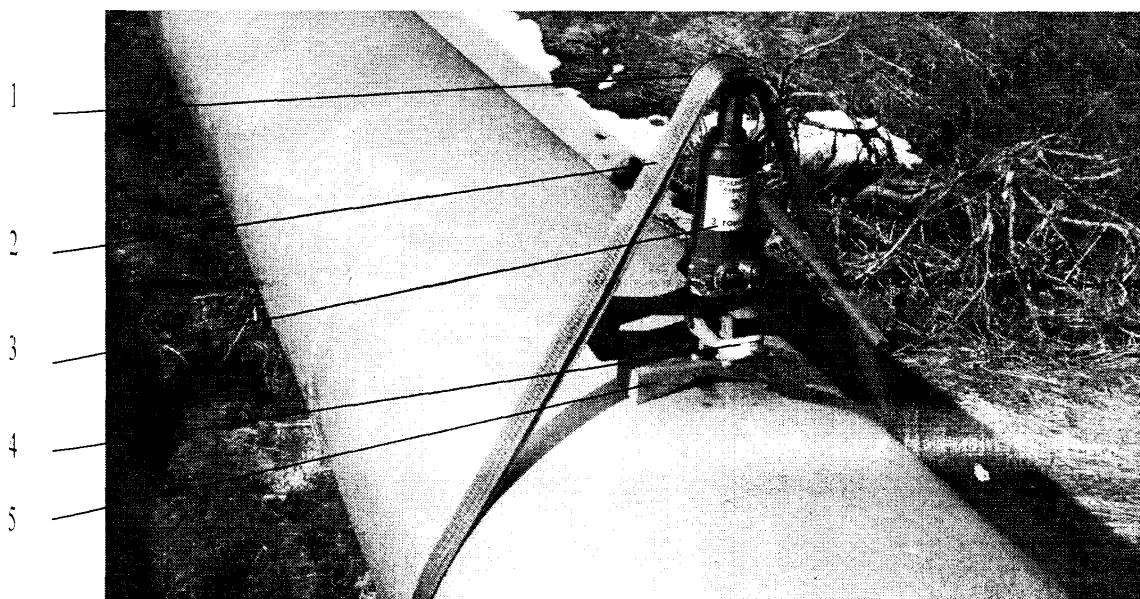
Таблиця 4.12 – Результати вимірювання твердості труби надземного переходу втискуванням кульки діаметром $D = 10$ мм навантаженням $F = 20$ кН

Діаметри відбитків, d , мм								$A_{сер.}$, 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

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

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



1 – направляюча для паса, 2 – пас, 3 – гідравлічний домкрат, 4 – динамометр, 5 – центруюча призма

Рисунок 4.13 – Спеціальний переносний пристрій для вимірювання твердості металу труб

рекомендувати методику визначення границі текучості за результатами вимірювань інформативного параметра твердості портативними твердомірами. Такі заміри в умовах траси простіші і потребують значно менших затрат часу.

4.4 Оцінка міцності надземного однопрогонового без компенсаторного переходу нафтопроводу «Дружба» на схилі Карпат

На підставі одержаних вище результатами досліджень виконано перевірний розрахунок на міцність надземного трубопроводу однопрогонового переходу «Дружба» (рис. 4.1).

Відповідно до вимог діючого нормативного документу на магістральні трубопроводи СНІП 2.05.06-85 [86] для забезпечення міцності надземних трубопроводів вони повинні задовольняти умову, що обмежує виникнення пластичних деформацій.

Надземні балкові переходи магістральних нафтопроводів у гористій місцевості зазнають дії внутрішнього тиску p ; рівномірно розподіленого вертикального навантаження, інтенсивність якого q визначається вагою одиниці довжини труби з нафтою; поздовжніх зусиль, обумовлених зміною температури стінки труби після спорудження (температурним перепадом Δt) і внутрішнім тиском та додаткових (здебільшого, важко передбачуваних на стадії проектування) навантажень від зміщень ґрунту; монтажних зусиль то що.

Внаслідок дії цих навантажень у стінці труби виникають кільцеві нормальні напруження $\sigma_{\kappa\iota}$ від внутрішнього тиску та поздовжні нормальні напруження $\sigma_{\text{noz}\Sigma}$ від внутрішніх силових факторів - поздовжньої сили N і згинального моменту M , які залежать від усіх навантажень та впливів, у тому числі також від внутрішнього тиску

$$\sigma_{\text{noz}\Sigma} = \sigma_N + \sigma_M \quad (4.14)$$

Кільцеві напруження визначаються за формулою

$$\sigma_t = \frac{pnD_{вн}}{2h}, \quad (4.15)$$

де p - внутрішній тиск транспортованого продукту;

n - коефіцієнт надійності за внутрішнім тиском;

$D_{вн}$, h - внутрішній діаметр і товщина стінки труби.

Згідно з [87, 88, 89, 90] для балкових безкомпенсаторних надземних трубопроводів при незначних викривленнях поздовжньої осі поздовжні осьові напруження σ_N із достатньою для практики точністю можна визначити за формулою

$$\sigma_N = \mu\sigma_t - E\alpha\Delta t, \quad (4.16)$$

де E, μ, α - відповідно модуль пружності, коефіцієнт Пуассона та коефіцієнт лінійного розширення матеріалу труби.

Згідно з діючими нормами на магістральні трубопроводи [91, 92, 93] для забезпечення конструктивної надійності надземних (відкритих) трубопроводів слід задовольнити умову міцності, записану через найбільші поздовжні нормальні напруження від розрахункових навантажень і впливів

а) для найбільш розтягнутих волокон

$$\max \sigma_z \leq R_2; \quad (4.17)$$

б) для найбільш стиснутих волокон

$$|\max \sigma_z| \leq \Psi_4 R_2, \quad (4.18)$$

де R_2 - розрахунковий опір розтягу (стиску);

Ψ_4 - коефіцієнт, що враховує наявність кільцевого напруження σ_t від внутрішнього тиску

$$R_2 = \frac{R_2'' \cdot m}{k_2 \cdot k_H}; \quad (4.20)$$

$$\Psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_t}{R_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_t}{R_2}, \quad (4.21)$$

де R_2'' - нормативний опір розтягу (стиску) металу труб, що дорівнює мінімальному значенню границі текучості;

m - коефіцієнт умов роботи;

k_2, k_H - коефіцієнти надійності відповідно за матеріалом та за призначенням трубопроводу, які визначаються з табл. 4.10 і 4.11 [94,95].

Для прямошовних труб із низьколегованих сталей із відношенням границі текучості до границі міцності $\frac{\sigma_T}{\sigma_B} \leq 0,8$, $k_2 = 1,15$. Для нафтопроводів $D \leq 1000$ мм $k_H = 1,0$.

Згідно з табл. 3 [96] надземні переходи нафтопроводів через яри, рови та пересихаючі потоки віднесено до ділянок магістральних трубопроводів III категорії, для яких коефіцієнт умов роботи $m = 0,9$. Надземні переходи, що перетинають гірські потоки (річки) відносять до I категорії та, відповідно, $m = 0,75$.

Перевірку міцності балкових безкомпенсаторних трубопровідних переходів, що являють собою статичноневизначувані системи, можна також виконувати за методом граничних станів [97]. У цьому разі умову для поздовжнього нормального розрахункового напруження записують окремо для складової $\sigma_{z,N}$ від поздовжньої сили та для складової σ_M від згинального моменту

$$|\sigma_{zN}| \leq \Psi_4 R_2; \quad (4.22)$$

$$|\sigma_{zM}| \leq 0,635R_2(1 + \Psi_4) \sin \frac{(\sigma_{zN} + \Psi_4 R_2)\pi}{(1 + \Psi_4)R_2}. \quad (4.23)$$

Якщо поздовжня сила розтягальна ($\sigma_{zN} > 0$), то у цих формулах приймають $\Psi_4 = 1$.

Одночасно з умовами (4.22) і (4.23) потрібно також виконати перевірку умови, записаної через найбільші сумарні поздовжні напруження від усіх нормативних навантажень та впливів

$$|\max \sigma_z^H| \leq \Psi_3 \frac{mR_2^H}{0,9k_H}, \quad (4.24)$$

де $\Psi_3 = 1$ - для найбільш розтягнутих волокон;

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{0,9k_H \sigma_t^H}{mR_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{0,9k_H \sigma_t^H}{mR_2^H} - \quad (4.25)$$

для найбільш стиснутих волокон.

На підставі числових досліджень із оцінки міцності надземних балкових безкомпенсаторних переходів з'ясовано, що більш жорсткою є умова (4.24), котра не допускає переходу матеріалу труби в пластичний стан. Тому при виконанні умови (4.24), умови (4.23) і (4.22), відповідно, також будуть виконуватися.

Оцінку міцності досліджуваного надземного переходу нафтопроводу «Дружба» виконано згідно з умовою (4.17) за результатами вимірювання прогинів надземного переходу, товщини стінки й її температури та твердості металу труб за станом на квітень 2010 року згідно з розрахунковою схемою (рис. 4.14 а).

Основні параметри надземного трубопроводного переходу наведені в табл. 4.13. Графічна інтерпретація розрахунку балкового переходу МН «Дружба» показана на рис. 4.14.

Поздовжні напруження у поперечних перерізах трубопроводу визначаються з застосуванням чисельних методів [62,24] шляхом розв'язання змішаної задачі будівельної механіки, коли відоме діюче на розглядуваний надземний трубопровід розподілене навантаження, внутрішній тиск, температурний перепад та стріли прогину окремих прямолінійних у вихідному стані ділянок поздовжньої осі.

Таблиця 4.13 – Основні параметри надземного переходу та вихідні дані

Тип переходу	Балковий
Категорія	III
Висотна відмітка, м	704
Тип ґрунту	суглинок зі щебенем
Коефіцієнт ґрунтової постелі - k , МН/м ³	10,0
Трубна сталь	«Ц», ЧСР
Температура повітря під час монтажу - t_m , °C	22
Температура стінки трубопроводу - t_{cm} , °C	8
Робочий тиск - p , МПа	3,1
Довжина - L , м	25,0
Зовнішній діаметр труби - D , мм	720
Товщина стінки - δ , мм	9,5
Границя текучості, МПа	364
Коефіцієнт лінійного розширення - α , 1/°C	$12 \cdot 10^{-6}$
Коефіцієнт умов роботи - m	0,9
Модуль пружності - E , МПа	$2,06 \cdot 10^5$
Коефіцієнти Пуассона- μ	0,3

В основу математичної моделі покладено розрахункову схему, згідно з якою надземний трубопровід вважається балкою-оболонкою з недеформованим контуром поперечного перерізу, що знаходиться під дією внутрішнього тиску, поперечних зосереджених сил і розподіленого навантаження та поздовжньої сили. Суміжні з надземним переходом підземні ділянки вважаються напівнескінченими балками на лінійно-пружній основі. Вплив осьової сили на прогини цих ділянок не враховується.

Для розкриття статичної невизначеності системи використано метод сил. При визначенні переміщень надземну ділянку розбито на скінченні прямолінійні елементи. Геометрія поздовжньої осі задається дискретно координатами вузлових точок. За вихідні дані прийнято зовнішній діаметр і товщину стінки труби, питому вагу продукту та його тиск, фізико-механічні характеристики ґрунту і матеріалу труби, глибину залягання, ступінь статичної невизначеності, координати вузлових точок, повні прогини характерних перерізів або стріли прогину початково прямих труб, коефіцієнти умов роботи та надійності.

Оскільки перехід змонтовано з використанням гнучої вставки на першій половині довжини, то розрахунки виконано на підставі стрілок прогинів другої половини, яку вважали у вихідному стані прямолінійною.

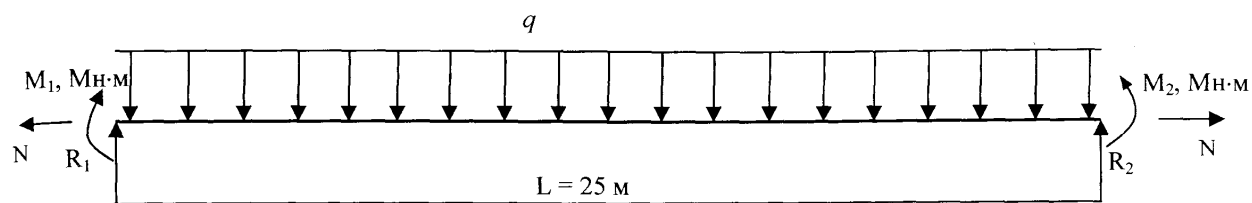
Розрахункові коефіцієнти задано згідно СНІП 2.05.06-85 (табл. 4.14). Основні результати, одержані розрахунковим шляхом, наведено у табл. 4.15 та у вигляді епюри згинальних моментів на рис. 4.14 а, б, в, та епюри сумарних поздовжніх напружень на рис. 4.14 г.

Таблиця 4.14 – Розрахункові коефіцієнти

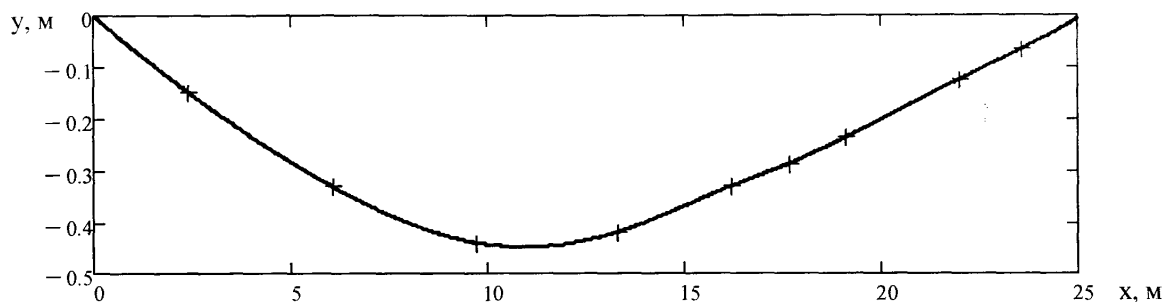
коефіцієнт надійності за внутрішнім тиском - n	1,1
коефіцієнт умов роботи – m	0,9
коефіцієнти надійності за матеріалом - k_2	1.15
коефіцієнти надійності за призначенням - k_H	1.0

Таблиця 4.15 – Основні результати розрахунків

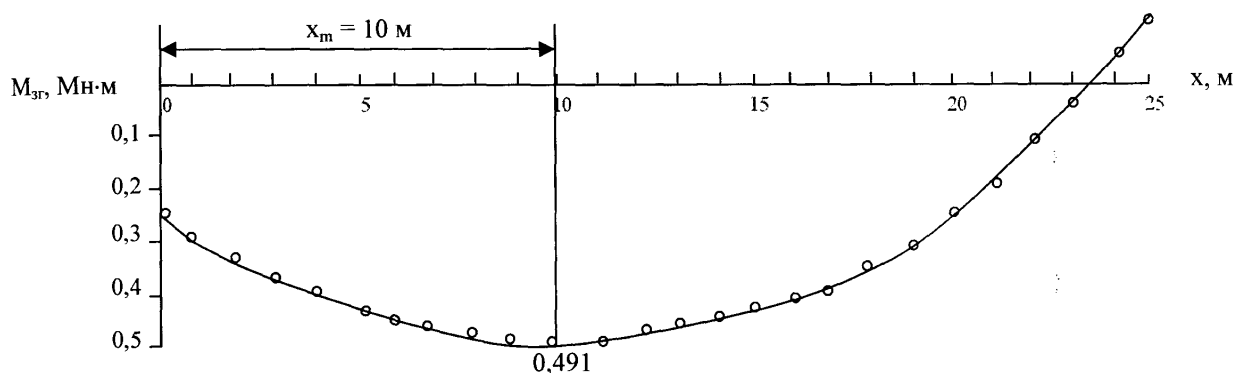
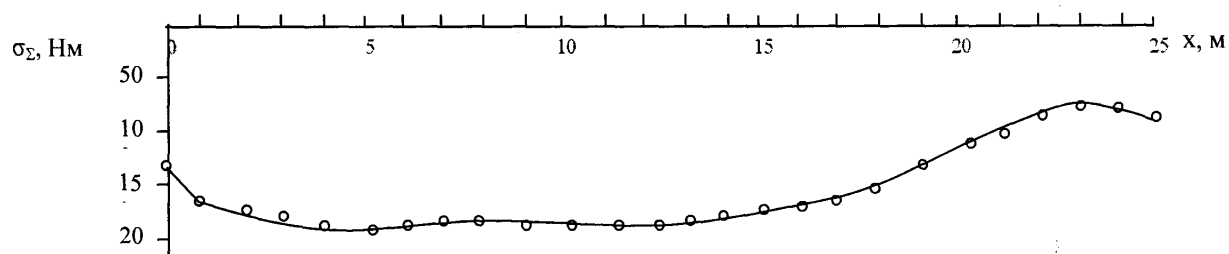
Погонне навантаження - q , кН/м	5,15
Температурний перепад - Δt , °С	-14
Кільцеве напруження σ_t , МПа	125,8
Осьове напруження σ_N , МПа	72,4
Найбільший згинальний момент $\max M_{32}$, кНм	492
Найбільше згинальне напруження σ_{32} , МПа	134,7
Найбільше сумарне поздовжнє напруження $\max \sigma_\Sigma$, МПа	207,1



а) Розрахункова схема балкового



б) Елюра прогину труби

в) Елюра згинальних моментів, $M_{зг}$ 

г) Елюри сумарних поздовжніх

M_1 і M_2 згинальні моменти при вході і виході трубопроводу з ґрунту; N – поздовжні сили; R_1 і R_2 – опорні реакції; L - довжина прогону балкового переходу; x - координата вздовж осі труби; y - прогин труби у вертикальній площині; x_m - відстань від опори до перерізу, де виникає максимальний згинаючий момент

Рисунок 4.14 – Графічна інтерпретація розрахунку балкового переходу

Оскільки найбільші сумарні поздовжні напруження – розтягальні, то перевірку міцності надземного переходу потрібно виконати за умовою (4.17). Для цього знаходимо розрахунковий опір за формулою (4.19)

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H} = \frac{364 \cdot 0,9}{1,15 \cdot 1,0} = 284,9 \text{ МПа};$$

$$\max \sigma_{\Sigma} = 207,1 \text{ МПа} < R_2 = 284,9 \text{ МПа}.$$

Відповідно, коефіцієнт запасу міцності відносно границі текучості надземного переходу за станом на початок квітня 2010 р. становив

$$K_T = \frac{\sigma_T}{\max \sigma_{\Sigma}} = \frac{364}{207,1} = 1,76.$$

Отже, умова міцності виконується з достатнім запасом.

Висновки по четвертому розділу

1. Виконано статистичну обробку значень основних механічних характеристик трубної сталі «матеріал Ц», за заводськими сертифікатами на труби діаметром 720 мм. Одержано кореляційну залежність між межею текучості та межею міцності. Надійної кореляції між ударною в'язкістю, з одного боку, та межею міцності, межею текучості та відносним подовженням після розриву, з іншого боку, для цієї сталі не виявлено.

2. Досліджено вплив поздовжніх розтягальних напружень на значення коерцитивної сили у поздовжньому та поперечному напрямках для трубної сталі «матеріал Ц». З'ясовано, що зі збільшенням напружень її значення для поздовжнього напрямку зменшуються, а для поперечного збільшуються. Проте її середні значення з ростом напружень змінюється не суттєво. Тому в разі використання коерцитивної сили для визначення ударної в'язкості доцільніше в'язкості інформаційного параметра брати ці середні значення.

3. Запропоновано підхід до визначення границь текучості та міцності металу труб, що ґрунтується на таруванні шкали приладу безпосередньо у значеннях цих основних механічних характеристик для конкретних марок трубних сталей на підставі результатів випробувань на розтяг та твердість зразків, виготовлених із тамплетів, вирізаних під час ремонтних робіт відповідних ділянок діючих трубопроводів.

4. Проведено комплексні експериментальні дослідження оцінки достовірності запропонованого методу визначення границі текучості металу труб шляхом порівняння результатів, одержаних із застосуванням портативного твердоміра ТЭМП – 3 і спеціальним пристроєм для вимірювання твердості металу труб у польових умовах втискуванням кульки діаметром 10 мм.

5. Для визначення границі текучості металу труб («матеріал Ц») нафтопроводу «Дружба» за результатами вимірювання твердості приладом ТЭМП – 3 знайдено тарувальний коефіцієнт відносно показів цього приладу $k_{\sigma_T} = 0,93$ та тарувальний коефіцієнт за значенням твердості за Брінеллем $k_{HB\sigma_T} = 0,23$.

6. На підставі результатів досліджень виконано перевірний розрахунок на міцність надземного трубопроводу однопрогонового переходу нафтопроводу «Дружба» відповідно до вимог діючого нормативного документу СНІП 2.05.06-85. За станом на початок квітня 2010 р. коефіцієнт запасу міцності відносно границі текучості цього переходу становив 1,76.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

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 трубної 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.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1.Магалиф В.Л. Изгиб криволинейных труб с учетом влияния внутреннего давления / В. Л. Магалиф, В. И. Хареев //Труды ВНИИСТ. -1971 -Вып. 25 - С.71-78
- 2.Махугов Н.А. Деформаційні критерії руйнації і розрахунок елементів конструкцій на тривкість. М.: Машинобудування, 1981. - 272 с.
- 3.Магалиф В.Л. Компенсирующая способность трубопроводов с учетом сил трения на скользящих опорах / В. Л. Магалиф, Е.Е. Шапиро//Строительство трубопроводов. -1975. -№1. -С.21-23.
- 4.Магистральные трубопроводы : СНИП 2.05.06-85*. – [Срок введения в действие 1986 – 01 – 01]. – М. : Госстрой СССР, 1985 – 72с.
- 5.Мурашов В.В. Применения акустического метода свободных колебаний для неразрушающего контроля / В. В. Мурашов //Неразрушающие методы контроля. - Сб. –М.: НИКИМП. - 1984 - №2. -С.3-18
- 6.Методика визначення залишкового ресурсу трубопроводів із дефектами, обумовленими внутритрубними інспекційними снарядами, М., АК "ТРАНСНЕФТЬ", 1994.-36 с.
- 7.Мурзаханов Г. Х. Математическое моделювання процесів руйнації / Г. Х. Мурзаганов, С. Ф. Кузнецов. - М.: Московський енергетичний інститут, 1989. -88с.
- 8.Гончаров Ю.Г. и др. Неразрушающий контроль труб для магистральных трубопроводов / Ю. Г. Гончаров [и др.]. –М.: Металургия, 1985. –248с.
- 9.Бородавкин П.П. Прочность магистральных трубопроводов / П. П.Бородавкин, А.Н Синюков . – М.: Недра, 1984.-245с.
- 10.Болотин В.В. Ресурс машин і конструкцій / В. В. Болотин. - М.: Машинобудування. 1990 - 448 с.
- 11.Борисов В.Г. Контроль металла в энергетике / В. Г. Борисов, Н.В. Бугай, Ф.И Измайлов. и др.. - К: Техника,1980. – 135 с.
- 12.ДЕРЖСТАНДАРТ 27. 201-81, Надійність у техніку. Оцінка показників надійності при малому числі спостережень із використанням додаткової інформації. Загальні положення.
- 13.ГОСТ 9012-84 Металлы. Методы измерения твердости по Бринеллю. 39 с.
- 14.ДЕРЖСТАНДАРТ 27. 302-86, Надійність у техніку. Методи визначення що припускається відхилення параметра технічного стану і прогнозування залишкового ресурсу складових частин агрегатів машин.
- 15.ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.
- 16.Матюлов Е.А. Упругие свойства металлов с кубической симметрией, имеющих аксиальную текстуру / Е. А. Матюлов, Р.А Адамеску., В. И Юшков. //ФММ. -1983. -№6. –с.1079-1082.
- 17.Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ “Укртранснафта” / В.М. Василюк //Вісник НГСУ – 2004 - №4 – С.11-14.
- 18.Гумеров А.Г. Старение труб нефтепроводов /А.Г. Гумеров,

- р.С. Зайнуллин, К.М. Ямалеев, А.В. Росляков – М.: Недра, 1995. – 222с. - ISBN 5-247-03080.
- 19.Иванцов С.М. Надежность будівельних конструкцій магістральних трубопроводов / С. М. Иванцов. - М.:Надра,1985. - 231с.
 - 20.Фокін М.Ф. Експериментальне дослідження з метою визначення залишкового ресурсу труб із дефектами геометрії / Трубицнн В. А, Черняев К.В., Васин Е.С. - Трубопровідний транспорт нафти, 1996. - №4. - С.13-16.
 - 21.Цирульник О. Т. Експлуатаційна деградація механічних властивостей сталей газопроводів і її діагностування / О. Т. Цирульник// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2009. - № 3(32). – С. 50-53.
 - 22.Магуллимов Ф.М. Математическая модель участка трубопровода, имеющего дефекты геометрии сечения / Ф. М. Магуллимов, И. З. Гафуров// Нефт. и газ. пром-сть. - Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. -1972. -№3. –с.1-3
 - 23.Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами : ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008. – [Чинний від 2009 – 01 – 01]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 88с.
 - 24.Яковлев Є.О. Питання еколого-геологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів / Є.О. Яковлев, В.О. Сляднев/ Матеріали науково-практичної конференції “Екологічні проблеми нафтогазового комплексу”. 26.02. – 2.03. 2007 р. с. Синяк, Закарпатська обл. НПУ "Екологія Наука Техніка". - Київ., 2007. С. 15 – 18.
 - 25.Черняев К.В. Стохастический прогноз індивідуального залишкового ресурсу трубопроводу / К. В. Черняев, В. А. Буренин, А.К. Галлямов// Трубопровідний транспорт нафти. - 1998. - №3. - С.23-26.
 - 26.Галлямов А.К. Забезпечення надійності функціонування системи нафтопроводів на основі технічної діагностики/ А. К. Галямов, К.В.Черняев, А.М. Шаммазов., Уфа.: Изд-во УГНТУ, 1997. -583с.
 - 27.Черняев В.Д. Трубопровідний транспорт нафти в складних умовах експлуатації / В. Д. Черняев, А.К.Галлямов, А.Ф. Юкин, П.М. Бондаренко. - М.: Недра, 1990. - 231 с.
 - 28.Гутман Э.М. Механохимия металів і захист від корозії /Э.М. Гутман - М., Металургія, 1981. - 270 с.
 - 29.Иванцов О.М. Надійність магістральних нафтопроводів / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М: Недра, 1978. - 166с.
 - 30.Долгий А.А. Опыт оценки ресурса магистральных трубопроводов, претерпевших длительные эксплуатационные воздействия [электронный ресурс]/ А.А. Долгий, А.Я. Красовский, И.А. Маковецкая, В.М. Тороп. Режим Доступу: <http://www.lrt.lv/~diag/rus/ocenka.htm>.
 - 31.ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение.
 - 32.Короленок А.М. Технологічне прогнозування капітального ремонту магістральних газопроводів / А. М. Короленок. - М.: Цоник ГАНГ,1997. - 297с.
 - 33.ДСТУ 2389-94 Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення

34. Зайцев Л.Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов / Л.Ф. Зайцев. М., Недра, 1982. - 240 с.
35. Перун Н.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях / Перун Н. В. - М.: Недра, 1987. - 175с.
36. РД 39-0147103-349-86, Посібник із розробки типового складу поділів "Показники надійності" у проектній документації на магістральні нефтепроводи, МНП, ВНИИСПТнефть, 1986.
37. Селезнев В. Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, С. Н. Прялов / Под ред. В. Е. Селезнева. - М.: КомКнига, 2005. - 496 с.
38. Курочкин В.В. Старіння нефтепроводів і капітальний ремонт / В. В. Курочкин // Проблеми безпеки і надійності трубопровідного транспорту. - Тези докладов. - м.Новополоцк ПГУ, 1999. с. 10-12. (Доповідь у пресі).
39. Курочкин В.В. Процеси старіння і накопичення дефектів при тривалій експлуатації і їхній вплив на опі руйнації металу трубопроводів / В. В. Курочкин, Г. А. Філіппов // Проблеми безпеки і надійності трубопровідного транспорту. - Тези докл. - м.Новополоцк ПГУ, 1999. с.57-59
40. Красовский А.Я. Трещиностойкость сталей магистральных трубопроводов / А. Я. Красовский, В. Н. Красилов. - К.: Наукова думка, 1990 - 173с.
41. ГОСТ 22762-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на поверхности вдавливанием кулачка. М. - 1978. - 9 с.
42. Курочкин В.В. Прогнозування капітального ремонту трубопроводу на основі його ресурсу / В. В. Курочкин. - Транспорт і збереження нефтепродуктів. - №4. - М., 1999. - С.5-8.
43. Білобран Б.С. Розрахунок однопрогонового балкового трубопроводу з застосуванням чисельних методів / Б. С Білобран., Й. Й. Лучко // Діагностика, довговічність та реконструкція мостів і будівельних конструкцій. - Львів: Каменяр, - 2002. - Вип.4. - С. 12 - 20.
44. Білобран Б.С. Розрахунково-експериментальний метод діагностики напруженого стану балкових переходів магистральных трубопроводів / Б. С Білобран., В.М. Василюк, О.Б. Кінаш // Вісник Державного університету "Львівська політехніка". Динаміка, міцність та проектування машин і приладів. - 1996. - №311. - С. 3 - 5.
45. ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах. - [Чинний від 1978 - 04 - 17]. - М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1978. - 18с.
46. Дейч М. Е. Техническая газодинамика / М. Е. Дейч - Изд. 2-е перераб. - М-Л: Госэнергоиздат, 1961. - 670 с.
47. Злочевский А.Б. Экспериментальные методы в строительной механике / А. Б. Злочевский. - М.: Стройиздат, 1983. - 192 с.
48. Гумеров А.Г. Старение труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Зайнуллин, К.М. Ямалеев, А.В. Росляков - М.: Недра, 1995. - 222с. - ISBN 5-247-03080.
49. Катаев В.П. Розрахунки деталей машин і конструкцій на тривкість і довговічність / В. П. Катаев, Н. А. Махутов, А. П. Гусенят. - М.:

Машинобудування, 1985. - 224 с.

50. Ямалеев К.М. Старіння металу труб у процесі експлуатації нафтопроводів, М., ВНИИОЭНГ, 1990, 64с.

51. Черняев В.Д. Системна надійність трубопровідного транспорту вуглеводнів / Черняев К.В., Березин В.Л. і ін.. М.: Надра, 1997. - 517 с.11

52. Молдаванов О.И. и др. Метрологическое обеспечение трубопроводного строительства / О. В. Молдаванов [и др.]. - М.: Недра, 1984. - 224 с.

53. Курочкин В.В. Оцінка залишкового ресурсу нафтопроводів із трещиноподобними дефектами / В. В. Курочкин, Г. К. Мурзаханов. - Проблеми безпеки і надійності трубопровідного транспорту. - Тези докладов. - м.Новополоцк ПГУ, 1999. - С.55-56.

54. Цирульник О. Т. Оцінювання роботоздатності сталі 17Г1С після тривалої експлуатації на газогоні / О.Т. Цирульник, М. І. Греділь, О. Студент, [та ін.]// Вісник ТДТУ (механіка та матеріалознавство). - 2008. - Т. 13, №4. - С. 49-55.

55. Дель Г.Д. Технологическая механика / Г. Д. Дель. - М: Машиностроение. - 1978. - 174 с.

56. Испытания металлов // Сборник статей под редакцией К. Нитцше. - М.: Металлургия, 1967. - 452.

57. Березин В.Л. Тривкість і усталеність резервуарів і трубопроводів/ Березин В. Л., В.Е. Шутов, М.:Надра, 1971.-200 с.

58. Кир'ян В.І. До продовження терміну експлуатації магістральних трубопроводів, які відпрацювали свій нормативний строк / В. І. Кир'ян// Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів і конструкцій. Випуск 3.- Львів: Каменяр, 1998.-С. 608-614.

59. Методика оцінки термінів служби газопроводів, РАО "Газпром", ИРЦ Газпром, М., 1997.

60. Andrew Cosham, Phil Hopkins "The pipeline defect assessment manual" 6

61. Билобран Б.С. Оваллизация поверхностей трубы за пределом упругости при действии изгиба и внутреннего давления/Б. С. Билобран // Изв. вузов. Машиностроение. - 1979. №7. с.82 - 86.

62. Кісіль І.С. Метрологія, точність і надійність засобів вимірювань: навч. посіб / І.С. Кісіль. - Івано-Франківськ: Факел, 2002. - 400 с.

63. Корн Г. А. Справочник по математике (для научных работников и инженеров) / Г. Корн, Т. Корн. - М.:Наука. - гл. ред. физ.-мат. лит. - 1974. - 831 с.

64. Краевский А.Я., Трещиностойкость сталей МТ /А. Я. Краевский, В.Н. Красило - К.: Наукова думка, 1990 - 176с.

65. Огняник Н.С. Основы изучения загрязнения геологической среды легкими нефтепродуктами / Н С. Огняник [и др.]. - К.: [АПН], 2006. - 278 с.

66. Гусев А.С. Розрахунок конструкцій при випадкових впливах /А. С. Гусев, В. А Светлицкий. - М.: Машинобудування, 1984. - 240 с.

67. Гутман Э.М. Тривкість газопромислових труб в умовах корозійного зносу /Э. М. Гутман, Р.С. Зайнуллин, А.Т. Шаталов і ін. - М: Надра, 1984. - 76 с.

68. Дмитрієв В.Ф. Оцінка залишкового ресурсу нафтопроводу і планування його капітального ремонту / В. Ф. Дмитрієв, Мурзаханов Г.Х., Філіппов Г.А.

«Будівництво трубопроводів». 1119. №3. с21-24.

69.Звіт по НИ «Дослідження колекса механічних властивостей і опори руйнації металу нафтопроводу Усть-Балык - Омськ», ЦНИИчермет, М.: 1997.

70.Испытания металлов // Сборник статей под редакцией К. Нитцше. - М.: Металлургия, 1967. - 452.

71.Калиткин Н. Н. Численные методы / Н. Н. Калиткин - М., Наука. - 1978. - 513 с.

72.Карпаш М.О. Підвищення інформативності визначення фізико-механічних характеристик матеріалу металоконструкцій довготривалої експлуатації / М.О. Карпаш, Є.Р. Доценко // Методи та прилади контролю якості. - 2007. - № 18. - С.13 - 17.

73.Карпаш О.М. Питомий електричний опір як інформативний параметр визначення фактичних фізико-механічних характеристик матеріалів металоконструкцій довготривалої експлуатації / О.М. Карпаш, Є.Р. Доценко, М.О. Карпаш, А.В. Василик// Техническая диагностика й неразрушающий контроль. - 2009. - №1. - С. 36 - 41.

74.Карпаш О.М. Теоретичні дослідження з вибору підходів до розрахунку залишкового ресурсу трубопроводу за ударною в'язкістю / О. М. Карпаш, Н. Л. Тацакович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2009. - № 1 (30). - С. 64-68.

75.Кумылганов А.С. Стан і перспективи капітального ремонту магістральних нафтопроводів / А. С. Кумылганов. - Трубопроводный транспорт нефти. - № 5. - М.,1995.

76.Курочкин В.В. Деякі питання оцінки ресурсу трубопроводу / В. В. Курочкин, В. Ф. Дмитрієв. - Транспорт і збереження нафтопродуктів. - № 8. - М.,1999. - С. 20-23.

77.Курочкин В.В. Оцінка залишкового ресурсу нафтопроводів із трещиноподобними дефектами / В. В. Курочкин, Г. К. Мурзаханов. - Проблеми безпеки і надійності трубопроводного транспорту. - Тези докладов. - м.Новополоцк ПГУ, 1999. - С.55-56.

78.Диагностика напряженного состояния газопроводов при эксплуатации / Г. А. Ланчаков [и др.]/Газ. пром-сть. - 1991. -№7. -с. 36-38.

79.Мазур Н. Н. Безопасность трубопроводных систем / Н. Н. Мазур, О.М. Иванцов М.: ИЦ "Елима", 2004. - 1104с.

80.Медведев В.А. О вводе сдвиговых волн в контролируемое изделие / В. А. Медведев //Дефектоскопия. - №7. - С.34-40.

81.Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов. — Уфа, ИПТЭР, 1999.

82.Методика оцінки статичної тривкості і циклічної довговічності магістральних нафтопроводів, Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1990. - 89 с.

83.Механіка руйнування та міцність матеріалів: Довідн. Посібник / Никифорчин Г. М. [і др.]/ Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. - Т.11./Під заг. ред. В.В. Панасюка. - Львів:

«Сполом», 2009. – 504.

84. Влияние времени эксплуатации магистральных газопроводов и рабочего давления газа на физико-механические характеристики трубной стали 19Г / Мочернюк Н. П. [и др.] // Газ. пром-сть. - 1991. - №3. - С.34-36

85. Мурзаханов Г.Х. Прогнозирование индивидуального залишкового ресурсу магистральных трубопроводів / Г. Х Мурзаганов // Будівництво трубопроводів. - 1994. - №5. - 31-с

86. Мурзаханов Г.Х. Статичне опрацювання результатів іспитів на короткочасну і тривалу тривкість. Добромысяев Н.Н. М-: Моск. энерг. ин-т, 1982. - 77с.

87. Недосека А. Я. Основы расчета и диагностики сварных конструкций / А. Я. Недосека. – К. Индпром, 1998. – 640 с. (опрацювати стр. 152-218, стр. 531-583).

88. Огняник Н.С. Основы изучения загрязнения геологической среды легкими нефтепродуктами / Н С. Огняник [и др.]. - К.: [АПН], 2006. - 278 с.

89. Пенкин А. Г. Оценка степени деградации механических свойств и остаточного ресурса работоспособности трубных сталей с использованием методов акустической эмиссии и кинетической твердости [электронный ресурс] / А. Пенкин, В. Терентьев, Л. Маслов. Режим доступа – www.sds.ru/articles/degradation/index.html.

90. Проект «Визначення залишкового ресурсу нафтопроводу Усть-Балык - Омськ. Черговість заміни ділянок., ОАО «Гипротрубопровод», 2658/1. 06.00. 000-ПЗ, М.:1998.

91. Рекомендации по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Уфа. – 1988. – 29 с.

92. Рождественский Б. Л. Системы квазилинейных уравнений и их приложения в газовой динамике / Б. Л. Рождественский, Н. Н. Яненко – М.:Наука, 1968. – 687 с.

93. Синельников В.А. Матеріалознавча концепція надійності металу труб магистральных нафтопроводів / В. А. Синельников, Ю. Д. Морозов, Філіппов Г.А. - Трубопровідний транспорт нафти. – 1997. - №8. - С.29-32.

94. Синельников В.А. Вплив тривалості й умов експлуатації на опі руйнації металу труб магистральных нафтопроводів / В. А. Синельников, Г.А.Філіппов, В.В. Курочкин, Г.А. Удовиний.. - 1999, (у пресі).

95. Харионовский В.В. Прогнозування показників надійності конструкцій газопроводів / В. В. Харионовский [і др.]. - Будівництво трубопроводів. - № 3. – 1996. - С. 26-29.

96. Черняев К.В. Розробка системи попередження відмов і продовження терміна служби магистральных нафтопроводів Росії : автореферат дисертації, Уфа, 1998, с.47.

97. Шмаль Г.И. Надійність магистральных нафтопроводів і газопроводів у Росії / Г. И. Шмаль, О. М. Иванцов // Будівництво трубопроводів. - № 1. - М., 1994.

Додаток А

Текст програми для розрахунку нестационарних режимів магістральних
нафтопроводів

```

Procedure TP(j,k:integer);           //процедура TP
label MT1,MT2,MT3,MT6,MT7,MT9,MT10,MT11,MT15;
Var
UP,UT,UM,UR,US:real;
TG,DH,PC,P,T, A1,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8:real;
D,Z2,DD,DZ2:array[1..3700] of double;
I,IK,N:integer;
II,k11,JJ,ident:integer;
AGE, ZP,ZT,ZM,RO,ROT,Rox,B1,B2,B3,B4,DEF,DEN,A9,A10:double;
A11,D9,DTB,DRP,DRT,DLP,DLT:double;
cp,al,RoCP1,RoCP2,Ro1,Ro2,Ro3: double;
EA,DEA:array[1..700,1..2] of double;
Mr,M0:double;

```

```

Procedure Coeff;                   //процедура Coeff

var HU,RE,PR,AF:double;
    Y6,Y7,Y8,zz2,RM:double;
    Dcoe:double;
begin                               //початок процедури Coeff
Dcoe:=D1M[J];
Y6:=T/100.; Y7:=power(Y6,2); Y8:=P/1.E+6;
RM:=8314.5/16.41467;
RO:=830;
CP:=UCP[1]+UCP[2]*Y6+UCP[3]*Y8+UCP[4]*Y6*Y8+UCP[5]*Y7;
AL:=UAL[1]+UAL[2]*Y6+UAL[3]*Y8+UAL[4]*Y6*Y8+UAL[5]*Y7;
dlp:=UAL[3]/1.E+6+UAL[4]*Y6/1.E+6;
dlt:=UAL[2]/100+UAL[4]*Y8/100+UAL[5]*2*Y6/100;
drt:=-0.001315;
drp:=1/3000/3000;
cp:=cp*1000;
A10:=AL/(RO*CP);
A9:=-DRT/DRP;
HU:=1.E-6*(H01+H02*T/100);
A2:=-3.14*Dcoe*Dcoe/4;
A1:=Mr/(RO*A2);
RE:=-A1*Dcoe/HU;
RE:=ABS(RE);
pc:=Eps[j]*123 + (1,7/ power(RE,0.5));
A3:=A1*PC/(2*Dcoe);
PR:=HU*CP*RO/AL;

```

```

A4:=1/(DRP*A2);
IF (RE<10) or (PR<1.E-8) THEN AF:=4.
ELSE AF:=AL*0.023*(power(RE,0.8))*(power(PR,0.43));
A5:=AF*3.14*Dcoe/(-A2*CP*RO);
A7:=AGL[j]*0.0105E-4*DH/(0.775*DH*DH+A2);
A6:=AF*0.0105E-4*Dcoe/(0.775*DH*DH+A2);
A8:=0.145049E-4;
A11:=A5*A7/(A6+A7);
end;                                     //кінець процедури Coeff

Procedure Stac;                          //процедура Stac

begin                                    //початок процедури Stac
if i=3 then
begin
T:=(Z[J,K+I-1]+Z[J,K+I])/2;
P:=(Z[J,I-1]+Z[J,I])/2;
COEFF;
Z[J,I]:=Z[J,I-1]-DX[j,i-1]*A3*Mr/A2+DX[j,i-1]/a2*Ro*UE[J,I-1];
end
else
begin
T:=(Z[J,K+I-2]+Z[J,K+I-1])/2;
P:=(Z[J,I-2]+Z[J,I-1])/2;
COEFF;
RoCP1:=RO;
T:=(Z[J,K+I-1]+Z[J,K+I])/2;
P:=(Z[J,I-1]+Z[J,I])/2;
COEFF;
RoCP2:=RO;
T:=Z[J,K+I-1];
P:=Z[J,I-1];
COEFF;

Z[J,I]:=Z[J,I-2]-(DX[J,I-2]+DX[J,I-1])*A3*Mr/A2-
(DX[J,I-2]*RoCP1*UE[J,I-2]+DX[J,I-1]*RoCP2*UE[J,I-1]);

end;
if i<k+1 then
begin
T:=(Z[J,K+I-1]+Z[J,K+I])/2;
P:=(Z[J,I-1]+Z[J,I])/2;
COEFF;
RoCP1:=RO;
T:=(Z[J,K+I+1]+Z[J,K+I])/2;

```

```

P:=(Z[J,I+1]+Z[J,I])/2;
COEFF;
RoCP2:=RO;
T:=Z[J,K+I];
P:=Z[J,I];
COEFF;

```

```

Z[J,K+I]:=Z[J,K+I-1];{(RO*CP*A1*(Z[J,k+i+1]-Z[J,K+I-1])/(DX[J,I-
i]+DX[J,I])+RO*CP*A5*Z[J,2*K+I])/(Ro*CP*A5);}

```

```

Z[J,2*k+i]:=Z[J,K+I];{(A6*Z[J,k+i]+A7*TG+A8*(Z[J,2*K+I+1]*DX[J,I-
i]+Z[J,2*K+I-1]*DX[J,I])/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I])/(A6+A7+A8*(DX[j,i-2]+DX[j,i-
1])/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I])};

```

```
end;
```

```
if i=k+1 then
```

```
begin
```

```
T:=(Z[J,K+I-1]+Z[J,K+I])/2;
```

```
P:=(Z[J,I-1]+Z[J,I])/2;
```

```
Mr:=(Z[J,3*k+I-1]+Z[J,3*k+I])/2;
```

```
COEFF;
```

```

Z[J,K+I]:=Z[J,K+I-1];{(-RO*CP*A1*Z[J,K+I-1]/DX[J,I-
1]+Ro*CP*A5*Z[J,2*K+I])/(-a1*ro*cp/dx[J,I-1]+RO*CP*A5);}

```

```

Z[j,2*k+i]:=Z[J,K+I];{(A6*Z[J,k+i]+A7*TG+A8*(Z[J,2*K+I-1]*(DX[j,i-
1]+DX[j,i-2])+Z[J,2*K+I-2]*dx[j,i-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-2])/(A6+A7-A8*DX[j,i-
2]/DX[J,I-1]/DX[J,I-2])};

```

```
end;
```

```
end; //кінець процедури Stac
```

```
Procedure NeStac; //процедура NeStac
```

```
label MT8;
```

```
var
```

```
L,L5,i,ii:integer;
```

```
begin //початок процедури NeStac
```

```
EA[k+2,1]:=0; EA[k+2,2]:=Z[j,4*k+1];
```

```
M0:=z[j,3*k+2];
```

```
// Z[j,3*k+2]:=Z[j,4*k+6];
```

```
for L:=1 to 2 do
```

```
begin
```

```
for L5:= 1 to 5 do
```

```
begin
```

```

for i:=k+1 downto 2 do
begin
if (i>2) and (i<k+1) then
begin
P:=(D[i-1]+d[i])/2;
T:=(D[K+i-1]+D[K+i])/2;
Mr:=(D[3*K+i-1]+D[3*K+i])/2;
COEFF;
RoCP1:=RO;
P:=(D[i+1]+d[i])/2;
T:=(D[K+i+1]+D[K+i])/2;
Mr:=(D[3*K+i+1]+D[3*K+i])/2;
COEFF;
RoCP2:=RO;
P:=D[i-1];
T:=D[K+i-1];
Mr:=D[3*K+i-1];
COEFF;
Ro1:=RO;
P:=D[i];
T:=D[K+i];
Mr:=D[3*K+i];
COEFF;
Ro2:=RO;
P:=D[i+1];
T:=D[K+i+1];
Mr:=D[3*K+i+1];
COEFF;
Ro3:=RO;
end;
P:=D[i];
T:=D[k+i];
Mr:=D[3*k+i];
Coeff;
DEN:=A2*DTB*A4/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I];
B1:=-A1/(DX[J,I-1]+DX[J,I])-
{DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*DX[j,i-1];
B2:=-1/DTB-
{DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*(DX[J,I-1]+DX[J,I])-
abs(A3);
B3:=A1/(DX[J,I]+DX[J,I-1])-
{DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*DX[j,i];
if i=k+1 then
begin
B4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-

```



```

    A2*(Z[J,I]-Z[J,I-2])/(DX[J,I-1]+DX[J,I-2])-
    A2*UE[J,I-1]*ro;
end;
if (i>2) and (i<k+1) then
begin
    B4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
    A2*(Z[J,I+1]-Z[J,I-1])/((DX[J,I-1]+DX[J,I]))-
    0.5*A2*(RoCP1*UE[J,I-1]+RoCP2*UE[J,I])+
    0.5*A2*((Ro1-Ro2)*UE[J,I-1]+(Ro3-Ro2)*UE[J,I]);
end;
if i=2 then
begin
    b4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
    A2*(Z[J,I+2]-Z[J,I])/((DX[J,I]+DX[J,I+1]))-A2*UE[J,I]*ro;
end;
DEF:=B2-B1*EA[I+1,1];
EA[I,1]:=B3/DEF;
EA[I,2]:=(B4+B1*EA[I+1,2])/DEF;
end;
P:=D[3];
T:=D[K+3];
Mr:=D[3*K+3];
rox:=ro;
COEFF;
P:=Z[j,2];
T:=Z[j,K+2];
Mr:=Z[j,3*K+2];
COEFF;
rot:=ro;
for ii:=1 to KIZOL do
begin
    if j=IZOL[II] then
begin
    M0:=(D[3*K+2]-EA[2,2])/EA[2,1];
    FOR I:=3 TO K+1 DO
    BEGIN
    D[3*K+I]:=EA[I,1]*D[3*K+I-1]+EA[I,2];
    END;
    P:=d[2];
    T:=D[K+2];
    Mr:=D[3*K+2];
    COEFF;
    D[2]:=Z[J,2]+DTB*A4*(D[3*K+3]-M0)/(DX[J,1]+DX[J,2])+
    A9*(D[k+2]-Z[j,k+2]);
    goto MT8;

```

```

end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
M0:=(D[3*K+2]-EA[2,2])/EA[2,1];
FOR Ii:=3 TO K+1 DO
BEGIN
D[3*K+Ii]:=EA[Ii,1]*D[3*K+Ii-1]+EA[Ii,2];
END;
P:=d[2];
T:=D[K+2];
Mr:=D[3*K+2];
COEFF;
D[2]:=Z[J,2]+DTB*A4*(D[3*K+3]-M0)/2/DX[J,2]+
A9*(D[k+2]-Z[j,k+2]);
goto MT8;
end;
end;
M0:=(D9*DX[J,2]*(2-L)-EA[3,1]*EA[2,2]-EA[3,2])/(EA[3,1]*EA[2,1]-1);
D[3*K+2]:=EA[2,1]*M0+EA[2,2];
for I:=3 TO K+1 do
begin
D[3*K+I]:=EA[I,1]*D[3*K+I-1]+EA[I,2];
END;
MT8:D[K+2]:= (ro*CP*Z[J,K+2]/DTB+
RO*CP*A1*D[K+3]/DX[J,2]+
(D[2]-Z[J,2])/dtb+
Ro*CP*A5*D[2*K+2]+
ue[j,2]*a1*ro+
DLT*(D[k+3]-D[k+2])/DX[J,2]*D[k+3]/DX[J,2]+
DLP*(D[3]-D[2])/DX[J,2]*D[K+3]/DX[J,2]+
AL*(D[K+4]-2*D[K+3])/DX[J,2]/DX[J,2] +

D[k+2]/RO*DRT*
((D[2]-Z[J,2])/DTB+
(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[3]-D[2])/dx[J,2] )-

(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[3]-d[2])/dx[J,2]-

((RO*sqr(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO)/2-
ROT*sqr(4*Z[J,3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT)/2)/dtb+

```

$(4 * D[3 * k + 2] / 3.14 / D1M[J] / D1M[J] / ro) *$

$(ROX * \text{sqr}(4 * D[3 * k + 3] / 3.14 / D1M[J] / D1M[J] / ROX) / 2 - RO * \text{sqr}(4 * D[3 * k + 2] / 3.14 / D1M[J] / D1M[J] / RO) / 2) / dx[J, 2]) /$

$(RO * CP / DTB + a1 * ro * cp / dx[J, 2] + RO * CP * A5 + DLT * (D[K + 3] - D[K + 2]) / DX[J, 2] / DX[J, 2] + DLP * (D[3] - D[2]) / DX[J, 2] / DX[J, 2] - AL / DX[J, 2] / DX[J, 2]);$

$D[2 * k + 2] := (Z[j, 2 * k + 2] / DTB + A6 * D[k + 2] + A7 * TG + A8 * (D[2 * K + 4] - 2 * D[2 * K + 3]) / DX[J, 2] / DX[J, 2]) /$

$(A6 + A7 + 1. / DTB - A8 / DX[J, 2] / DX[J, 2]);$

for I:=3 TO K+1 do

begin

if i<k+1 then

begin

P:=(D[i-1]+d[i])/2;

T:=(D[K+i-1]+D[K+i])/2;

Mr:=(D[3*K+i-1]+D[3*K+i])/2;

COEFF; RoCP1:=RO;

P:=(D[i+1]+d[i])/2;

T:=(D[K+i+1]+D[K+i])/2;

Mr:=(D[3*K+i+1]+D[3*K+i])/2;

COEFF; RoCP2:=RO;

P:=Z[j,I];

T:=Z[j,K+I];

Mr:=Z[j,3*K+I];

COEFF; rot:=ro;

P:=D[I];

T:=D[K+I];

Mr:=D[3*K+I];

COEFF;

D[I]:=Z[J,I]+

$DTB * A4 * (D[3 * K + I + 1] - D[3 * K + I - 1]) / (DX[J, I] + DX[J, I - 1]) +$

$A9 * (D[k + i] - Z[j, k + i]);$

```

D[K+I]:=(RO*CP*Z[J,K+I]/DTB+
RO*CP*A1*(D[k+i+1]-D[K+I-1])/(DX[J,I]+DX[J,I-1])+
(D[I]-Z[J,I])/dtb+
RO*CP*A5*D[2*K+I]+
0.5*(ue[j,i-2]*RoCP1+ue[j,i-1]*RoCP2)*a1+
AL*(D[k+I+1]+D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]+
DLT*sqr(D[K+I+1]-D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]/4+
DLP*(D[I+1]-D[I-1])*(D[K+I+1]-D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]/4+

```

```

D[k+I]/RO*DRT*

```

```

( (D[I]-Z[J,I])/DTB+
(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[I+1]-D[I-1])/(dx[J,I-1]+dx[J,I]) )-

```

```

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[I+1]-d[I-1])/(dx[J,I-1]+dx[J,I])-

```

```

( ( RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-
ROT*power((4*Z[J,3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT),2)/2 )/dtb+

```

```

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*

```

```

( RO3*power((4*D[3*k+I+1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO3),2)/2-
RO1*power((4*D[3*k+I-1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO1),2)/2)/
(dx[J,I-1]+dx[J,I]))/

```

```

(ro*CP/DTB+

```

```

Ro*CP*A5+

```

```

AL*2/DX[J,I-1]/DX[J,I]);

```

```

D[2*k+i]:=(Z[j,2*k+i]/DTB+

```

```

A6*D[k+i]+A7*TG+

```

```

A8*(D[2*K+I+1]+D[2*K+I-1])/DX[J,I]/DX[J,I-1])/

```

```

(1./DTB+A6+A7+A8*2/DX[J,I-1]/DX[J,I]);

```

```

end;

```

```

if i=k+1 then

```

```

begin

```

```

P:=D[i-1];

```

```

T:=D[k+i-1];

```

```

Mr:=D[3*K+i-1];

```

```

COEFF;

```

```

rox:=ro;

```

```

P:=Z[j,2];

```

$T:=Z[j,K+2];$
 $Mr:=Z[j,3*K+2];$
 COEFF;
 $rot:=ro;$
 $P:=D[I];$
 $T:=D[K+I];$
 $Mr:=D[3*K+I];$
 COEFF;

$D[I]:=Z[J,I]+$
 $DTB*A4*(D[3*K+I]-D[3*K+I-2])/(DX[J,I-1]+DX[J,I-2])+$
 $A9*(D[k+i]-Z[j,k+i]);$

$D[K+I]:= (ro*CP*Z[J,K+I]/DTB-$
 $RO*CP*A1*D[K+I-1]/DX[J,I-1]+$
 $(D[I]-Z[J,I])/dtb+$
 $Ro*CP*A5*D[2*K+I]+$
 $ue[j,i-1]*a1*ro-$
 $DLT*(D[k+i]-D[k+i-1])/DX[J,I-1]*D[k+i-1]/DX[J,I-1]-$
 $DLP*(D[i]-D[i-1])/DX[J,I-1]*D[K+i-1]/DX[J,I-1]+$
 $AL*(D[K+I-2]-2*D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]+$

$D[k+I]/RO*DRT*$
 $((D[I]-Z[J,I])/DTB+$
 $(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*$
 $(D[I]-D[I-1])/dx[J,I-1])-$

$(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*$
 $(D[I]-d[I-1])/dx[J,I-1]-$

$((RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-$
 $ROT*power((4*Z[J,3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT),2)/2)/dtb+$

$(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*$

$(RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-$
 $ROX*power((4*D[3*k+I-1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROX),2)/2)/dx[J,I-1))/$

$(RO*CP/DTB-$
 $a1*ro*cp/dx[J,I-1]+$
 $RO*CP*A5-$
 $DLT*(D[K+i]-D[K+i-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]-$
 $DLP*(D[I]-D[I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]-$

AL/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]);

D[2*k+i]:= (Z[j,2*k+i]/DTB+
 A6*D[k+i]+
 A7*TG+
 A8*(D[2*K+I-2]-2*D[2*K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1])/

(A6+A7+1./DTB-A8/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]);

end;

END;

end; // L5

d[4*k+1]:=z[j,4*k+1];

IF L=1 THEN

begin

for I:=2 TO 4*K+1 do

begin

Z2[I]:=Z[J,I];

Z[J,I]:=D[I];

END;

END;

END; // L

end; //кінець процедури NeStac

begin //початок процедури TP

MT1:DTB:=TM-T0[j]; N:=4*k+3;

TG:=TOC[j]; DH:=DHR[j];

AGE:=AGL[j];

HZE:=HL[j]; Z[j,3700]:=Z[j,3*k+2];

if FL=-1 then Z[j,3*k+2]:=Z[j,4*k+1]

else

begin

If FL=0 then

begin

if (frmPochUm.radiobutton2.checked=true) or

(FrmPochUm.RadioButton3.Checked=true) then

begin

// Якщо задані початкові умови для кожної точки

for i:=1 to k do

begin

z[j,i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid1.Cells[j,i]);

z[j,k+i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid2.Cells[j,i]);

z[j,2*k+i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid3.Cells[j,i]);

```

    z[j,3*k+i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid4.Cells[j,i]);
  end;
end
else
begin
// Розрахунок початкових умов
For i:=3 to k+1 do
  begin
    Z[j,i]:=z[j,i-1];
    Z[j,k+i]:=z[j,k+i-1];
    Z[j,2*k+i]:=z[j,2*k+i-1];
    Z[j,3*k+i]:=z[j,3*k+i-1];
  end;
Mr:=z[j,3*k+2];
for ii:=1 to 5 do
  begin
    for i:=3 to k+1 do
      begin
        Stac;
      end; // i:=3...k+1
    end; // ii
  end; //frmPochUm.radiobutton2/3=UNchecked
for jj:=1 to StrToInt(FrmIdentyf.Edit1.text) do
  begin
    if StrToInt(FrmIdentyf.Stringgrid1.Cells[jj,1])=j then
      begin
        If abs(StrToFloat(FrmMain.edit5.Text)-
          StrToFloat(FrmIdentyf.Stringgrid1.Cells[jj,4]))<0.0001 then
          begin
            ITP[jj]:=ITP[jj]+1;
            Repeat
              begin
                P:=Z[J,2];
                T:=Z[J,K+2];
                Mr:=Z[J,3*K+2];
                DZ[J,2*K+3]:=DZ[J,2*K+2];
                for ii:=1 to 5 do
                  begin
                    for i:=3 to k+1 do
                      begin
                        Stac;
                      end; // i:=3...k+1
                    end; // ii
                  end;
                until ident=0;
              end;
            until ident=0;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

    end; // JJ-тий параметр поступає з моменту часу T0
end; // J-агрегат, по якому здійснюється ідентифікація;
end; // jj=1..FrmIdentyf.Edit1.text
end //FL=0
else
begin
for i:=1 to KIZOL do
begin
if j=IZOL[I] then
begin
ZP:=Z[J,3*k+2]-Z[J,4*K+4];
UP:=DTB*ABS(ZP)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/1530.+1;
goto MT11;
end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[I]) and (FrmRQandHZIP.RadioButton2.checked) then
begin
ZP:=Z[J,3*k+2]-Z[J,4*K+4];
UP:=DTB*ABS(ZP)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/1530.+1;
goto MT11;
end;
end;
ZP:=Z[j,2]-Z[j,4*k+4];
UP:=DTB*ABS(ZP)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/52.5E+4+1;
MT11:ZT:=Z[j,k+2]-Z[j,4*k+5];
ZM:=Z[j,4*k+1]-Z[j,k*4+6];
UT:=DTB*ABS(ZT)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/459.+1;
UM:=ABS(ZM)*DTB*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/1530.+1;
UR:=UP;
if UT>UR then UR:=UT;
if UM>UR then UR:=UM; UR:=round(UR);
ZT:=ZT/UR; ZM:=ZM/UR; ZP:=ZP/UR; DTB:=DTB/UR;
US:=1;
while US<=UR do
begin
us:=US+1;
for i:=1 to KIZOL do
begin
if j=izol[i] then
begin
z[j,3*k+2]:=z[j,4*k+4]+ZP;
goto MT6;
end;
end;

```



```

end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
z[j,3*k+2]:=z[j,4*k+4]+ZP;
goto MT6;
end;
end;
Z[j,2]:=Z[j,4*k+4]+ZP;
mt6:Z[j,k+2]:=Z[j,4*k+5]+ZT;
Z[j,4*k+1]:=Z[j,4*k+6]+ZM;
For i:=2 to 4*k+2 do D[i]:=Z[j,i];
P:=D[2]; T:=Z[j,k+2];
Mr:=Z[j,3*k+2]; Coeff; P:=Z[j,4*k+4];
for i:=1 to KIZOL do
begin
if j=IZOL[I] then
begin
P:=Z[j,2];
goto MT7;
end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
P:=Z[j,2];
goto MT7;
end;
end;
P:=Z[J,4*K+4];
Z[j,2]:=P;
MT7:T:=Z[J,4*K+5];
Z[j,k+2]:=T;
ROT:=RO;
coeff;
D9:=(ROT-RO)*A2/DTB;
NeStac;
for I:=2 TO 4*K+1 do
begin
Z[J,I]:=(D[I]+Z2[I])/2;
DZ[J,I]:=(DD[I]+DZ2[I])/2;
END;
for i:=1 to KIZOL do

```

```

begin
if j=IZOL[I] then
  begin
    Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
    goto MT9;
  end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
  begin
    if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
      begin
        Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
        goto MT9;
      end;
    end;
    Z[J,4*K+4]:=Z[J,2];
  MT9:Z[J,4*K+5]:=Z[J,K+2];
    Z[J,4*K+6]:=Z[J,4*K+1];
  END; // UR
end; // else do II
for I:= 2 TO K+1 do
  begin
    IF (Z[J,I]>PMAX) or (Z[J,I]<PMIN) THEN
      begin
        Mr:=0;
        str(j, strin); str(PMIN, strin1); str(PMAX, strin2); str(Z[j,i], strin3);
        if (MessageBox(0, PChar('TM=' + FloatToStrf(TM, ffFixed, 5, 0) + ' J=' +
          FloatToStrf(j, ffFixed, 5, 0) +
          ' I=' + FloatToStrf(i, ffFixed, 5, 0) +
          ' PMIN=' + FloatToStrf(Pmin, ffFixed, 5, 0) +
          ' PMAX=' + FloatToStrf(Pmax, ffFixed, 5, 0) +
          ' P=' + FloatToStrf(Z[j,i], ffFixed, 5, 0) +
          ' чи будуть виправлення?'),
          'Значення тиску за межами допустимих', MB_YESNO) = IDYES) then
          begin
            stop:=true;
            exit;
          end;
        END;
      IF (Z[J,I+K]>TMAX) or (Z[J,I+K]<TMIN) THEN
        begin
          Mr:=0;
          str(j, strin); str(TMIN, strin1); str(TMAX, strin2); str(Z[J,I+K], strin3);
          if (MessageBox(0, PChar('TM=' + FloatToStrf(TM, ffFixed, 5, 0) + ' J=' +
            FloatToStrf(j, ffFixed, 5, 0) +

```

```

' I='+FloatToStrf(i,ffFixed,5,0)+
' TMIN='+FloatToStrf(Tmin,ffFixed,5,0)+
' TMAX='+FloatToStrf(Tmax,ffFixed,5,0)+
' T='+FloatToStrf(Z[j,k+i],ffFixed,5,0)+
' чи будуть виправлення?'),
'Значення температури за межами допустимих',MB_YESNO)=IDYES) then
begin
stop:=true;
exit;
end;
END;
END;
// else do I
MT15:for i:=1 to KIZOL do
begin
if j=IZOL[I] then
begin
Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
goto MT10;
end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
goto MT10;
end;
end;
Z[J,4*K+4]:=Z[J,2];
MT10:
Z[J,4*K+5]:=Z[J,K+2];
Z[J,4*K+6]:=Z[J,4*K+1];
end; //кінець процедури TP

```

Додаток Б

Результати розрахунку тиску в магістральному нафтопроводі при пуску НПС

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
300	5,825961	5,750652	5,67373	5,606245	5,353253	5,003555	4,719843
301	5,825841	5,750586	5,673709	5,606235	5,353366	5,003577	4,719843
302	5,825784	5,750531	5,673671	5,606208	5,357823	5,004465	4,720014
303	5,825752	5,750467	5,673552	5,60601	5,369209	5,008737	4,721433
304	5,825515	5,749593	5,670768	5,600242	5,38737	5,017858	4,725438
305	5,824428	5,746585	5,663444	5,587294	5,411145	5,032236	4,733077
306	5,821595	5,740229	5,650779	5,567596	5,438649	5,051448	4,744884
307	5,81613	5,729754	5,632844	5,542409	5,467649	5,07433	4,760769
308	5,807378	5,714995	5,610573	5,513837	5,496128	5,09932	4,780076
309	5,795078	5,696414	5,585474	5,484232	5,522615	5,124829	4,801767
310	5,779412	5,67495	5,559229	5,455629	5,546347	5,149531	4,824663
311	5,76095	5,651792	5,533358	5,429442	5,567262	5,172556	4,847668
312	5,740519	5,628135	5,508974	5,40633	5,585868	5,193557	4,869949
313	5,719034	5,604973	5,486657	5,386217	5,603025	5,212668	4,891032
314	5,697341	5,582967	5,466464	5,368466	5,619706	5,230377	4,910815
315	5,676089	5,562398	5,448022	5,352116	5,636788	5,247368	4,929518
316	5,655672	5,543197	5,430698	5,336139	5,654906	5,264349	4,947574
317	5,63621	5,525041	5,413776	5,319656	5,674385	5,281917	4,965507
318	5,617601	5,507468	5,396617	5,302076	5,695239	5,300473	4,983822
319	5,599587	5,490004	5,378771	5,283165	5,717244	5,32019	5,00291
320	5,58185	5,472261	5,360032	5,263019	5,740025	5,341025	5,022994
321	5,564086	5,454	5,340437	5,241993	5,763166	5,362776	5,044118
322	5,546072	5,435154	5,320216	5,220588	5,786297	5,385143	5,066161
323	5,527696	5,415813	5,299718	5,199333	5,809159	5,407805	5,088883
324	5,508966	5,396186	5,279331	5,178689	5,831628	5,430478	5,111979
325	5,48999	5,37654	5,259399	5,158973	5,853715	5,452947	5,135135
326	5,470942	5,357145	5,240175	5,140332	5,875533	5,475091	5,158075
327	5,452024	5,338224	5,221788	5,122743	5,897257	5,496876	5,180594
328	5,43342	5,319925	5,20424	5,106039	5,919076	5,518341	5,202576
329	5,415275	5,302299	5,187421	5,08996	5,941156	5,539572	5,223996
330	5,397665	5,285311	5,171143	5,074202	5,963608	5,560677	5,244907
331	5,380603	5,26885	5,155176	5,058465	5,986482	5,581761	5,265417
332	5,364034	5,252756	5,139285	5,042493	6,00976	5,602912	5,285671
333	5,34786	5,23685	5,123259	5,026095	6,033372	5,624186	5,305817
334	5,331951	5,220955	5,106935	5,009159	6,057213	5,645611	5,325992
335	5,316168	5,204923	5,090209	4,991648	6,08116	5,667181	5,346299
336	5,300385	5,188641	5,073033	4,973589	6,105093	5,688867	5,366803
337	5,284496	5,172046	5,055417	4,955061	6,128909	5,710625	5,387529
338	5,26843	5,155119	5,037413	4,936171	6,152531	5,7324	5,40846
339	5,25215	5,13788	5,019102	4,917043	6,17591	5,754137	5,42955
340	5,235654	5,120381	5,000582	4,897795	6,199028	5,775787	5,450737
341	5,218966	5,102695	4,981954	4,878535	6,221892	5,797312	5,47195
342	5,202133	5,084902	4,96331	4,859349	6,244533	5,81869	5,493126
343	5,185211	5,067083	4,944727	4,840295	6,266993	5,839912	5,514214
344	5,16826	5,049306	4,926263	4,821408	6,289326	5,860991	5,535189
345	5,151333	5,031627	4,907952	4,802698	6,311587	5,881953	5,556045
346	5,134473	5,014081	4,889808	4,784155	6,33383	5,902834	5,576802
347	5,117709	4,996685	4,871828	4,765758	6,356103	5,923684	5,597499
348	5,101051	4,979438	4,853994	4,747477	6,378446	5,94455	5,618184
349	5,084496	4,962324	4,83628	4,729284	6,400888	5,965483	5,638913
350	5,068025	4,945316	4,818657	4,711152	6,423449	5,986521	5,659738
351	5,051613	4,928382	4,801098	4,693064	6,446138	6,007699	5,680702
352	5,035226	4,911489	4,783579	4,675011	6,468954	6,029033	5,701837
353	5,018828	4,894607	4,766084	4,656992	6,491892	6,050533	5,723158
354	5,002389	4,877709	4,748601	4,63901	6,514941	6,072194	5,744667
355	4,98588	4,860775	4,731125	4,621073	6,538089	6,094003	5,766356
356	4,969281	4,843794	4,713652	4,603187	6,561324	6,115943	5,788208
357	4,952577	4,826754	4,696182	4,585352	6,584635	6,137996	5,810203

Додаток В

Результати розрахунку еквівалентних напружень у магістральному нафтопроводі при пуску НПС

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
300	203,0945	200,4782	197,808	195,4673	186,709	174,652	164,9197
301	203,0903	200,4759	197,8073	195,467	186,7129	174,6527	164,9197
302	203,0883	200,474	197,806	195,4661	186,867	174,6833	164,9255
303	203,0872	200,4718	197,8019	195,4592	187,2606	174,8302	164,9741
304	203,079	200,4414	197,7052	195,2592	187,8885	175,1439	165,1111
305	203,0412	200,3369	197,4512	194,8103	188,7107	175,6385	165,3725
306	202,9427	200,1163	197,0118	194,1276	189,6623	176,2995	165,7766
307	202,7528	199,7525	196,3897	193,2548	190,6659	177,0871	166,3205
308	202,4487	199,2402	195,6174	192,2651	191,6518	177,9476	166,9817
309	202,0213	198,5952	194,7472	191,24	192,5692	178,8263	167,7249
310	201,4771	197,8504	193,8377	190,2499	193,3913	179,6775	168,5096
311	200,8358	197,0469	192,9413	189,3437	194,116	180,4712	169,2984
312	200,1263	196,2264	192,0967	188,5442	194,7609	181,1953	170,0627
313	199,3804	195,4232	191,3239	187,8486	195,3557	181,8545	170,7862
314	198,6274	194,6604	190,6249	187,2349	195,9341	182,4655	171,4654
315	197,8899	193,9475	189,9866	186,6697	196,5265	183,0519	172,1076
316	197,1815	193,2822	189,3872	186,1176	197,155	183,638	172,7278
317	196,5064	192,6532	188,8018	185,548	197,8307	184,2445	173,344
318	195,8611	192,0445	188,2083	184,9408	198,5544	184,8854	173,9735
319	195,2365	191,4398	187,5912	184,2876	199,3182	185,5665	174,6298
320	194,6216	190,8256	186,9433	183,5921	200,1092	186,2864	175,3205
321	194,006	190,1935	186,2661	182,8664	200,9128	187,0382	176,0473
322	193,3818	189,5413	185,5674	182,1277	201,7163	187,8115	176,8059
323	192,7452	188,8722	184,8593	181,3945	202,5106	188,5952	177,5882
324	192,0964	188,1934	184,1553	180,6826	203,2914	189,3795	178,3836
325	191,4393	187,514	183,4671	180,0029	204,0592	190,157	179,1814
326	190,7799	186,8435	182,8036	179,3604	204,8177	190,9235	179,972
327	190,1251	186,1896	182,1692	178,7544	205,5732	191,6777	180,7483
328	189,4814	185,5573	181,5638	178,179	206,3321	192,4211	181,5064
329	188,8536	184,9485	180,9837	177,6252	207,1003	193,1566	182,2453
330	188,2445	184,3618	180,4225	177,0827	207,8815	193,8878	182,9669
331	187,6545	183,7934	179,872	176,541	208,6777	194,6186	183,6749
332	187,0817	183,2378	179,3244	175,9914	209,488	195,3518	184,3742
333	186,5226	182,6888	178,7722	175,4272	210,3102	196,0894	185,07
334	185,9728	182,1404	178,2099	174,8447	211,1405	196,8325	185,7669
335	185,4276	181,5873	177,6338	174,2426	211,9747	197,5808	186,4687
336	184,8823	181,0258	177,0425	173,6218	212,8086	198,3333	187,1774
337	184,3336	180,4536	176,4361	172,9851	213,6386	199,0885	187,894
338	183,7789	179,8701	175,8166	172,3361	214,462	199,8444	188,6179
339	183,2169	179,2759	175,1867	171,6792	215,2771	200,5992	189,3475
340	182,6476	178,673	174,5498	171,0184	216,0832	201,3512	190,0806
341	182,0718	178,0638	173,9093	170,3574	216,8807	202,099	190,8148
342	181,4911	177,4511	173,2685	169,6991	217,6705	202,8418	191,5479
343	180,9075	176,8376	172,63	169,0456	218,4542	203,5794	192,2782
344	180,323	176,2258	171,9958	168,398	219,2336	204,3121	193,0047
345	179,7396	175,6175	171,367	167,7567	220,0105	205,0409	193,7273
346	179,1586	175,014	170,7442	167,1214	220,787	205,7672	194,4467
347	178,581	174,4158	170,1272	166,4913	221,5647	206,4924	195,1641
348	178,0072	173,8228	169,5154	165,8654	222,345	207,2184	195,8813
349	177,4371	173,2346	168,9079	165,2427	223,1289	207,9468	196,6002
350	176,8701	172,6502	168,3037	164,6223	223,917	208,679	197,3226
351	176,3052	172,0686	167,7019	164,0037	224,7098	209,4163	198,05
352	175,7413	171,4885	167,1017	163,3864	225,5071	210,1591	198,7834
353	175,1772	170,9089	166,5025	162,7705	226,3088	210,9079	199,5235
354	174,6119	170,329	165,9039	162,1562	227,1146	211,6624	200,2703
355	174,0443	169,748	165,3057	161,5436	227,9239	212,4222	201,0236
356	173,4737	169,1656	164,7079	160,9329	228,7365	213,1867	201,7826
357	172,8997	168,5813	164,1103	160,3242	229,5518	213,9553	202,5469

Додаток Д

Результати розрахунку тиску в магістральному нафтопроводі при зупинці НПС

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
300	5,825975	5,750658	5,673736	5,606251	7,86967	7,519953	7,236252
301	5,825882	5,750624	5,673727	5,606246	7,61292	7,471868	7,227245
302	5,825825	5,750581	5,673703	5,606232	7,195557	7,270218	7,153861
303	5,837932	5,79769	5,830736	5,937645	6,785309	6,978026	6,999406
304	5,887954	5,924518	6,102763	6,369736	6,443225	6,659254	6,78041
305	5,991815	6,125473	6,42526	6,777824	6,214072	6,364427	6,527576
306	6,149912	6,374558	6,745472	7,111943	6,119974	6,139024	6,278657
307	6,348697	6,634992	7,010461	7,320117	6,148816	6,008283	6,068568
308	6,564572	6,868682	7,184737	7,386269	6,267624	5,97447	5,921135
309	6,77042	7,045967	7,256958	7,32885	6,433899	6,021882	5,845708
310	6,94224	7,151048	7,236427	7,18481	6,604863	6,123043	5,837511
311	7,063949	7,183101	7,147574	6,999828	6,745817	6,246082	5,880803
312	7,129669	7,15407	7,022537	6,818202	6,83513	6,361656	5,953706
313	7,143451	7,084186	6,893427	6,674274	6,865543	6,447882	6,033324
314	7,116985	6,996651	6,78623	6,5879	6,842513	6,492816	6,100078
315	7,066167	6,912755	6,71714	6,563626	6,780489	6,494586	6,140598
316	7,007461	6,848309	6,691465	6,592889	6,698255	6,459625	6,14894
317	6,954828	6,811802	6,704806	6,658259	6,614411	6,399752	6,126254
318	6,917688	6,804291	6,745823	6,738506	6,543852	6,328883	6,079265
319	6,900123	6,820688	6,799746	6,813348	6,495689	6,260069	6,01808
320	6,901202	6,851943	6,851826	6,867073	6,472728	6,203337	5,953831
321	6,916178	6,887531	6,890116	6,890584	6,472268	6,16457	5,8966
322	6,938145	6,917733	6,907173	6,881832	6,487798	6,145389	5,853911
323	6,959782	6,935326	6,900623	6,844884	6,511052	6,143837	5,829953
324	6,974837	6,936496	6,87269	6,788096	6,533968	6,155546	5,825483
325	6,979131	6,920958	6,829012	6,72191	6,550194	6,175041	5,838299
326	6,971002	6,891431	6,777096	6,656743	6,555942	6,196931	5,864082
327	6,951218	6,852683	6,724767	6,601321	6,55019	6,216776	5,897391
328	6,922469	6,810418	6,678873	6,561637	6,534327	6,231578	5,932637
329	6,888639	6,770215	6,644409	6,54057	6,511442	6,239906	5,964895
330	6,853996	6,73669	6,624114	6,538067	6,485454	6,241728	5,990466
331	6,822473	6,712972	6,618486	6,551726	6,460289	6,238075	6,007177
332	6,797134	6,7005	6,626124	6,57759	6,439236	6,23062	6,014419
333	6,779863	6,699108	6,644264	6,610973	6,424549	6,221294	6,012965
334	6,771282	6,707313	6,669379	6,64719	6,417303	6,211953	6,004647
335	6,770867	6,722729	6,697755	6,68212	6,417471	6,204157	5,991937
336	6,777197	6,742512	6,725956	6,712553	6,424141	6,199036	5,977516
337	6,788274	6,763774	6,751159	6,736361	6,435814	6,197234	5,963877
338	6,801866	6,783925	6,771344	6,752496	6,450697	6,198919	5,953009
339	6,815809	6,800912	6,785355	6,760881	6,466964	6,203821	5,946188
340	6,828256	6,813351	6,792861	6,762222	6,482953	6,211306	5,94389
341	6,837843	6,820566	6,794238	6,757786	6,497291	6,220467	5,945822
342	6,843767	6,822543	6,7904	6,749161	6,508958	6,230224	5,951049
343	6,845799	6,819828	6,782616	6,738036	6,517308	6,239448	5,958198
344	6,844221	6,813376	6,772309	6,725992	6,522055	6,247075	5,965697
345	6,839721	6,804391	6,760883	6,714352	6,523232	6,252221	5,972019
346	6,833253	6,794154	6,749569	6,704063	6,521142	6,254279	5,975899
347	6,825899	6,783875	6,739318	6,695653	6,516297	6,252977	5,976482
348	6,818718	6,774568	6,730743	6,689236	6,509341	6,248398	5,973403
349	6,81263	6,766972	6,724109	6,684578	6,500982	6,240948	5,966794
350	6,80833	6,761514	6,71937	6,681206	6,491915	6,231291	5,9572
351	6,806236	6,758315	6,716254	6,678542	6,482754	6,220243	5,945464
352	6,806485	6,757239	6,714358	6,676033	6,47398	6,208651	5,932562
353	6,808959	6,757967	6,713257	6,673274	6,465916	6,197286	5,919444
354	6,813344	6,760085	6,712596	6,670078	6,458714	6,186743	5,906902
355	6,819209	6,763173	6,71216	6,666508	6,452379	6,177388	5,895464
356	6,826079	6,766875	6,711898	6,662848	6,446807	6,169338	5,885356
357	6,833513	6,770944	6,711915	6,659539	6,441833	6,162488	5,876506

Додаток Е
Результати розрахунку еквівалентних напружень в магістральному
нафтопроводі при зупинці НПС

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
300	203,0949	200,4784	197,8082	195,4675	274,6697	262,3617	252,3917
301	203,0917	200,4772	197,8079	195,4674	265,6317	260,6709	252,0754
302	203,0897	200,4757	197,8071	195,4669	250,9627	253,5846	249,499
303	203,5105	202,1121	203,2604	206,9781	236,5758	243,3299	244,0796
304	205,2497	206,5214	212,7274	222,0408	224,608	232,1625	236,4042
305	208,8633	213,5189	223,9803	236,3137	216,6079	221,8554	227,5563
306	214,3707	222,2092	235,1807	248,0277	213,3272	213,9912	218,8612
307	221,3061	231,3135	244,4674	255,3374	214,3325	209,4366	211,5361
308	228,85	239,4968	250,5829	257,6619	218,4762	208,2596	206,4037
309	236,0543	245,7128	253,1189	255,6442	224,2821	209,9101	203,7808
310	242,0751	249,4002	252,3978	250,5854	230,2594	213,4342	203,4959
311	246,3437	250,5254	249,2783	244,0944	235,1927	217,7246	205,001
312	248,6498	249,5063	244,8909	237,728	238,3211	221,7586	207,537
313	249,1336	247,0537	240,364	232,6882	239,3868	224,7707	210,3085
314	248,2047	243,983	236,6081	229,666	238,5798	226,3411	212,6339
315	246,4215	241,0415	234,1887	228,817	236,407	226,403	214,046
316	244,3622	238,7829	233,2899	229,8405	233,5276	225,1811	214,3368
317	242,5164	237,5038	233,7569	232,1277	230,5934	223,0892	213,5461
318	241,2144	237,2407	235,193	234,9368	228,1254	220,6143	211,9087
319	240,5987	237,8151	237,0815	237,558	226,4416	218,2126	209,7777
320	240,6365	238,9102	238,9061	239,4404	225,639	216,2335	207,5413
321	241,1614	240,1573	240,2479	240,2644	225,6229	214,8817	205,5503
322	241,9315	241,2159	240,8458	239,9576	226,1657	214,213	204,066
323	242,6902	241,8327	240,6162	238,6629	226,9786	214,1589	203,2332
324	243,218	241,8737	239,6372	236,6734	227,7798	214,5671	203,0778
325	243,3686	241,329	238,1067	234,3557	228,3472	215,2468	203,5233
326	243,0836	240,294	236,2882	232,0746	228,5482	216,0101	204,4196
327	242,3899	238,9361	234,4557	230,1355	228,3471	216,7022	205,5778
328	241,382	237,4554	232,8491	228,7474	227,7924	217,2186	206,8039
329	240,1962	236,0472	231,643	228,0107	226,9923	217,5091	207,9263
330	238,9821	234,8732	230,9329	227,9231	226,0838	217,5727	208,8163
331	237,8777	234,0428	230,736	228,4008	225,2043	217,4452	209,3981
332	236,99	233,6062	231,0032	229,3054	224,4686	217,1852	209,6502
333	236,3851	233,5574	231,6379	230,4731	223,9554	216,8599	209,5996
334	236,0845	233,8447	232,5169	231,7403	223,7023	216,534	209,31
335	236,07	234,3844	233,5101	232,9628	223,7081	216,2621	208,8676
336	236,2917	235,077	234,4973	234,0281	223,9412	216,0835	208,3656
337	236,6797	235,8216	235,3798	234,8617	224,349	216,0207	207,8909
338	237,1557	236,5273	236,0867	235,4266	224,8691	216,0794	207,5127
339	237,6442	237,1223	236,5774	235,7203	225,4376	216,2504	207,2753
340	238,0803	237,5581	236,8403	235,7672	225,9964	216,5115	207,1954
341	238,4161	237,8108	236,8886	235,6119	226,4976	216,831	207,2626
342	238,6237	237,8801	236,7541	235,3099	226,9054	217,1714	207,4445
343	238,6949	237,785	236,4815	234,9203	227,1973	217,4931	207,6933
344	238,6396	237,559	236,1205	234,4986	227,3633	217,7592	207,9542
345	238,4819	237,2442	235,7203	234,0911	227,4045	217,9388	208,1743
346	238,2553	236,8856	235,3241	233,7309	227,3314	218,0106	208,3093
347	237,9977	236,5256	234,9652	233,4365	227,162	217,9651	208,3296
348	237,7461	236,1996	234,665	233,2119	226,9188	217,8054	208,2224
349	237,5328	235,9336	234,4327	233,0488	226,6266	217,5454	207,9924
350	237,3822	235,7424	234,2668	232,9308	226,3096	217,2086	207,6585
351	237,3089	235,6304	234,1577	232,8375	225,9894	216,8232	207,2502
352	237,3176	235,5927	234,0913	232,7497	225,6828	216,4189	206,8012
353	237,4042	235,6182	234,0527	232,6532	225,4009	216,0225	206,3449
354	237,5578	235,6924	234,0296	232,5413	225,1492	215,6548	205,9086
355	237,7633	235,8005	234,0143	232,4164	224,9279	215,3286	205,5108
356	238,004	235,9302	234,0052	232,2883	224,7331	215,0479	205,1593
357	238,2644	236,0727	234,0058	232,1725	224,5593	214,8091	204,8515

Додаток Ж
Результати розрахунку тиску в магістральному нафтопроводі при зупинці НПС,
обладнаної СЗХТ

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
300	5,825975	5,750658	5,673736	5,598931	7,86967	7,519953	7,236252
301	5,81785	5,719456	5,570031	5,383686	7,61292	7,471868	7,227245
302	5,790526	5,658028	5,464526	5,255728	7,194808	7,270077	7,153834
303	5,757465	5,63113	5,532389	5,512527	6,761293	6,973148	6,998386
304	5,75081	5,684508	5,73627	5,902712	6,369037	6,633644	6,772121
305	5,794848	5,824265	6,023204	6,316029	6,07469	6,300855	6,501202
306	5,898824	6,032781	6,340868	6,691291	5,912853	6,025224	6,222221
307	6,056202	6,276158	6,629226	6,959033	5,882606	5,839454	5,972215
308	6,247214	6,514265	6,842858	7,088409	5,959291	5,75414	5,779654
309	6,445103	6,711829	6,959345	7,084813	6,104036	5,760553	5,659681
310	6,623199	6,845546	6,978114	6,97635	6,273147	5,835334	5,612935
311	6,760718	6,907023	6,916745	6,805335	6,427571	5,947486	5,627539
312	6,846304	6,902055	6,804224	6,617528	6,539362	6,06567	5,683322
313	6,878944	6,847039	6,673028	6,452268	6,594557	6,163998	5,756899
314	6,866544	6,763908	6,552232	6,336292	6,592863	6,22562	5,826425
315	6,822947	6,674954	6,462683	6,281201	6,544825	6,243921	5,87518
316	6,764315	6,598588	6,414687	6,284256	6,467517	6,221581	5,893567
317	6,705744	6,54667	6,408162	6,331751	6,379904	6,16814	5,879473
318	6,658703	6,523586	6,434707	6,403779	6,298811	6,096827	5,83726
319	6,629648	6,526907	6,480816	6,479196	6,236159	6,021405	5,775829
320	6,619824	6,549186	6,531412	6,539828	6,197714	5,953596	5,70627
321	6,626072	6,580336	6,572987	6,573301	6,183289	5,901448	5,639587
322	6,642294	6,610049	6,595845	6,574242	6,188045	5,868731	5,584868
323	6,661185	6,629791	6,595221	6,543991	6,204405	5,855241	5,548111
324	6,675859	6,634101	6,571293	6,489177	6,224088	5,857735	5,531786
325	6,681105	6,621094	6,528326	6,419652	6,239844	5,871186	5,535033
326	6,674098	6,592233	6,473267	6,3463	6,246625	5,890035	5,55434
327	6,65457	6,551561	6,414166	6,279105	6,242104	5,90923	5,584505
328	6,624487	6,50464	6,358714	6,225768	6,226585	5,924922	5,619656
329	6,587407	6,45743	6,313139	6,190975	6,202449	5,934779	5,65419
330	6,54769	6,415321	6,281538	6,176274	6,173353	5,937985	5,683501
331	6,509706	6,382422	6,265668	6,180456	6,14338	5,934997	5,704446
332	6,477187	6,361185	6,265116	6,200244	6,116285	5,927174	5,71553
333	6,452786	6,352335	6,277741	6,231118	6,094971	5,916381	5,716839
334	6,437869	6,355046	6,300253	6,268122	6,081208	5,904616	5,709782
335	6,432523	6,367307	6,328822	6,30654	6,075588	5,893721	5,696692
336	6,435736	6,386353	6,359619	6,342391	6,077669	5,885186	5,680371
337	6,445693	6,409122	6,389255	6,372723	6,086228	5,880028	5,663637
338	6,460116	6,43265	6,415061	6,395724	6,099555	5,878746	5,648937
339	6,476608	6,454387	6,435248	6,410684	6,115738	5,881337	5,638057
340	6,492946	6,472402	6,448923	6,417857	6,132907	5,887339	5,631957
341	6,507308	6,485491	6,456024	6,418239	6,1494	5,89592	5,630741
342	6,518415	6,493174	6,457165	6,413324	6,163882	5,905986	5,633741
343	6,525589	6,495632	6,453451	6,404845	6,175399	5,916309	5,639703
344	6,528731	6,493567	6,446266	6,394532	6,183389	5,92566	5,64703
345	6,528239	6,488041	6,437065	6,383904	6,187664	5,932954	5,654044
346	6,524885	6,480297	6,42719	6,374125	6,188364	5,937357	5,659241
347	6,519662	6,471578	6,417734	6,365908	6,185896	5,938378	5,661484
348	6,513631	6,462992	6,409443	6,3595	6,180855	5,935907	5,660127
349	6,50778	6,455393	6,402692	6,354736	6,17394	5,930203	5,655052
350	6,502914	6,449328	6,397507	6,351139	6,16587	5,921832	5,646628
351	6,499585	6,445021	6,393636	6,348064	6,157303	5,911572	5,635592
352	6,498057	6,442414	6,390658	6,344853	6,148769	5,900283	5,622897
353	6,498329	6,441234	6,388097	6,340971	6,140633	5,888785	5,609535
354	6,500175	6,441086	6,385538	6,336117	6,13308	5,877747	5,596383
355	6,503225	6,441549	6,382708	6,33027	6,126125	5,867611	5,584074
356	6,507042	6,442261	6,379525	6,323687	6,119655	5,85856	5,572931
357	6,511202	6,442976	6,376102	6,316839	6,113481	5,850527	5,562949

Додаток И
Результати розрахунку еквівалентних напружень в магістральному
нафтопроводі при зупинці НПС, обладнаної СЗХТ

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
300	203,0949	200,4784	197,8082	195,2137	274,6697	262,3617	252,3917
301	202,8126	199,395	194,212	187,7611	265,6317	260,6709	252,0754
302	201,8632	197,2632	190,5578	183,3404	250,9364	253,5796	249,498
303	200,7148	196,3303	192,9077	192,2198	235,7347	243,1588	244,0439
304	200,4837	198,182	199,9788	205,7629	222,0164	231,2663	236,1139
305	202,0133	203,0355	209,9561	220,1656	211,7493	219,6359	226,6343
306	205,6277	210,2896	221,0328	233,2838	206,1156	210,0265	216,8922
307	211,1053	218,774	231,1117	242,6639	205,0637	203,5634	208,1811
308	217,7641	227,0909	238,5919	247,2019	207,7313	200,5993	201,4855
309	224,6736	234,0027	242,6748	247,0757	212,7718	200,822	197,3206
310	230,9009	238,686	243,3329	243,2711	218,6689	203,4202	195,6993
311	235,7146	240,8405	241,1813	237,2773	224,061	207,3205	196,2057
312	238,7126	240,6664	237,2383	230,7024	227,9685	211,4351	198,1409
313	239,8564	238,7384	232,6445	224,924	229,8988	214,8618	200,6951
314	239,4219	235,8263	228,4185	220,873	229,8396	217,0107	203,1106
315	237,8942	232,712	225,2879	218,95	228,1595	217,6492	204,8055
316	235,8405	230,0399	223,6109	219,0566	225,4569	216,8699	205,4449
317	233,7897	228,224	223,383	220,7145	222,3959	215,0062	204,9547
318	232,1432	227,4168	224,3104	223,2298	219,5646	212,5206	203,4872
319	231,1265	227,533	225,9217	225,8651	217,3784	209,8935	201,3526
320	230,7828	228,312	227,6904	227,9847	216,0374	207,5331	198,9373
321	231,0014	229,4014	229,1443	229,1553	215,5344	205,7189	196,6236
322	231,569	230,4408	229,9439	229,1882	215,7002	204,5812	194,7262
323	232,2301	231,1315	229,9221	228,1303	216,2708	204,1122	193,4524
324	232,7437	231,2823	229,0851	226,2139	216,9573	204,1989	192,8868
325	232,9272	230,8272	227,5826	223,7844	217,5069	204,6666	192,9993
326	232,682	229,8175	225,6579	221,2224	217,7435	205,322	193,6683
327	231,9986	228,395	223,5927	218,8768	217,5858	205,9896	194,7137
328	230,9459	226,7545	221,6559	217,0159	217,0444	206,5355	195,9324
329	229,6487	225,1044	220,0647	215,8024	216,2025	206,8784	197,1301
330	228,2597	223,633	218,9618	215,2898	215,188	206,99	198,1471
331	226,9316	222,4839	218,4079	215,4356	214,143	206,886	198,874
332	225,7948	221,7422	218,3887	216,1257	213,1986	206,6138	199,2587
333	224,9421	221,4331	218,8292	217,2025	212,4559	206,2384	199,3042
334	224,4208	221,5278	219,6149	218,4936	211,9764	205,8291	199,0592
335	224,234	221,956	220,6122	219,8344	211,7806	205,4502	198,6049
336	224,3463	222,6212	221,6875	221,086	211,8531	205,1534	198,0385
337	224,6942	223,4165	222,7225	222,1451	212,1513	204,974	197,4578
338	225,1982	224,2385	223,624	222,9485	212,6156	204,9295	196,9479
339	225,7746	224,998	224,3292	223,4711	213,1796	205,0195	196,5705
340	226,3457	225,6276	224,8071	223,7216	213,7779	205,2282	196,3589
341	226,8477	226,0851	225,0552	223,735	214,3528	205,5267	196,3168
342	227,236	226,3537	225,0951	223,5633	214,8577	205,8768	196,4208
343	227,4869	226,4396	224,9653	223,2671	215,2593	206,2358	196,6276
344	227,5967	226,3674	224,7143	222,9068	215,5379	206,5612	196,8817
345	227,5795	226,1742	224,3927	222,5356	215,687	206,8149	197,125
346	227,4623	225,9035	224,0477	222,1941	215,7114	206,9681	197,3053
347	227,2796	225,5988	223,7173	221,9071	215,6253	207,0036	197,3831
348	227,0688	225,2988	223,4277	221,6834	215,4495	206,9176	197,3361
349	226,8642	225,0332	223,1919	221,517	215,2084	206,7192	197,16
350	226,6941	224,8212	223,0108	221,3914	214,927	206,428	196,8678
351	226,5777	224,6707	222,8756	221,284	214,6284	206,0711	196,485
352	226,5243	224,5796	222,7715	221,1719	214,3309	205,6784	196,0447
353	226,5338	224,5384	222,6821	221,0364	214,0473	205,2786	195,5814
354	226,5984	224,5332	222,5927	220,8669	213,784	204,8947	195,1254
355	226,705	224,5494	222,4938	220,6628	213,5416	204,5423	194,6987
356	226,8384	224,5743	222,3827	220,4329	213,3161	204,2276	194,3125
357	226,9839	224,5993	222,2631	220,1939	213,1009	203,9483	193,9666

Додаток К

Результати розрахунку тиску в магістральному нафтопроводі до і після відбору
після збільшення відбору на 100 кг/с

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
600	6,637456	6,592325	6,5456	6,50843	6,279487	5,96114	5,706949
601	6,629446	6,561345	6,442773	6,291916	6,279485	5,961139	5,706948
602	6,602179	6,500129	6,337842	6,163254	6,257369	5,956983	5,706166
603	6,558044	6,430428	6,262785	6,116677	6,208285	5,937101	5,699342
604	6,506355	6,370623	6,226236	6,127465	6,146864	5,900663	5,682032
605	6,457383	6,33029	6,221448	6,165803	6,089834	5,854696	5,653844
606	6,418376	6,310345	6,235194	6,207296	6,047848	5,808653	5,618274
607	6,392183	6,30605	6,254621	6,237633	6,023816	5,770095	5,580715
608	6,377866	6,310605	6,270929	6,252287	6,014835	5,742734	5,546258
609	6,372268	6,317893	6,280197	6,253475	6,0153	5,726543	5,518252
610	6,371653	6,32388	6,282371	6,246461	6,019591	5,719041	5,49787
611	6,372872	6,326822	6,279548	6,236602	6,023645	5,716841	5,484473
612	6,373894	6,326717	6,274376	6,227698	6,025411	5,716861	5,476356
613	6,373821	6,324498	6,269011	6,221537	6,024514	5,716959	5,471508
614	6,37258	6,321319	6,264683	6,218257	6,021586	5,716051	5,468159
615	6,370537	6,318097	6,261735	6,217034	6,017594	5,713874	5,465053
616	6,368156	6,315334	6,259907	6,216745	6,013377	5,710644	5,461476
617	6,365798	6,313136	6,258669	6,216421	6,009431	5,706727	5,457149
618	6,36364	6,311352	6,257485	6,215446	6,005891	5,702441	5,452074
619	6,361688	6,309713	6,255955	6,213557	6,002645	5,69797	5,446396
620	6,359837	6,30795	6,253849	6,210741	5,999463	5,693376	5,440322
621	6,357933	6,305855	6,251082	6,207107	5,996121	5,688663	5,434076
622	6,355826	6,303298	6,24766	6,202792	5,99247	5,683837	5,427887
623	6,3534	6,300222	6,243633	6,197913	5,988455	5,67895	5,42199
624	6,350579	6,296618	6,239069	6,19257	5,984106	5,674107	5,416614
625	6,347331	6,292518	6,234052	6,186866	5,97951	5,669458	5,411968
626	6,343666	6,287986	6,228691	6,180934	5,974786	5,66516	5,408212
627	6,339626	6,283116	6,223124	6,174954	5,970053	5,66135	5,405432
628	6,335292	6,278037	6,217532	6,16915	5,965426	5,658112	5,403625
629	6,330777	6,272912	6,212126	6,163773	5,961002	5,655473	5,402694
630	6,326227	6,267932	6,207134	6,159072	5,956864	5,653395	5,402463
631	6,321813	6,263303	6,202774	6,155259	5,953084	5,651797	5,402704
632	6,317718	6,259227	6,199238	6,152485	5,94972	5,650569	5,403168
633	6,314124	6,255887	6,196661	6,150822	5,946819	5,649596	5,403626
634	6,311194	6,253422	6,195115	6,150257	5,944416	5,648782	5,403896
635	6,309055	6,251918	6,194601	6,150702	5,942533	5,648058	5,403859
636	6,307787	6,251399	6,195055	6,152012	5,941178	5,64739	5,403475
637	6,307414	6,251826	6,196359	6,154003	5,940341	5,64678	5,402768
638	6,307902	6,253104	6,198356	6,156478	5,94	5,646255	5,401819
639	6,309163	6,255096	6,200872	6,159248	5,940114	5,645858	5,40074
640	6,311065	6,257633	6,203727	6,162148	5,940634	5,645637	5,399651
641	6,313444	6,260534	6,206756	6,165041	5,9415	5,645629	5,398665
642	6,316123	6,263618	6,20981	6,167826	5,942645	5,645856	5,397866
643	6,318918	6,266717	6,212765	6,17043	5,944001	5,646317	5,397307
644	6,32166	6,269681	6,215522	6,172801	5,945498	5,64699	5,397
645	6,324197	6,272386	6,218004	6,174905	5,947069	5,647834	5,39693
646	6,326408	6,274735	6,220149	6,176711	5,948649	5,648794	5,397053
647	6,328199	6,276652	6,221909	6,178192	5,950178	5,649806	5,397313
648	6,329504	6,278088	6,223246	6,179318	5,9516	5,650807	5,397648
649	6,330289	6,27901	6,224131	6,180058	5,952865	5,651735	5,397998
650	6,33054	6,279402	6,22454	6,180383	5,953926	5,652538	5,398312
651	6,330264	6,279264	6,224459	6,180269	5,954743	5,65317	5,398548
652	6,329484	6,278608	6,223884	6,179701	5,955281	5,653596	5,398672
653	6,328234	6,277455	6,222824	6,17868	5,955512	5,653791	5,398659
654	6,326557	6,27584	6,2213	6,177218	5,955415	5,653732	5,398486
655	6,324502	6,273806	6,219347	6,175346	5,954976	5,653406	5,398133
656	6,322124	6,271405	6,217013	6,173107	5,95419	5,652799	5,397573
657	6,31948	6,268696	6,214354	6,170552	5,953058	5,6519	5,39678

Додаток Л

Результати розрахунку напружень в магістральному нафтопроводі до і після відбору після збільшення відбору на 100 кг/с

Час, с\Парам.	133 км	138 км	143 км	148 км	153 км	158 км	163 км
600	231,3997	229,8208	228,1866	226,887	218,8902	207,7956	198,9609
601	231,1194	228,7372	224,5922	219,3239	218,8901	207,7956	198,9608
602	230,1655	226,5968	220,9271	214,8358	218,1184	207,651	198,9337
603	228,6217	224,1608	218,3073	213,2123	216,4061	206,9592	198,6969
604	226,8144	222,0718	217,0322	213,5883	214,2644	205,6916	198,0961
605	225,1027	220,6635	216,8652	214,9247	212,2769	204,0933	197,1181
606	223,7398	219,9672	217,3447	216,3716	210,8144	202,493	195,8844
607	222,8248	219,8172	218,0225	217,4298	209,9774	201,1534	194,5823
608	222,3247	219,9763	218,5915	217,9411	209,6647	200,2032	193,3882
609	222,1292	220,2307	218,915	217,9825	209,6809	199,6411	192,418
610	222,1078	220,4397	218,9908	217,7378	209,8303	199,3806	191,7122
611	222,1503	220,5424	218,8923	217,3938	209,9715	199,3043	191,2483
612	222,186	220,5387	218,7118	217,0832	210,033	199,3049	190,9673
613	222,1835	220,4612	218,5246	216,8683	210,0018	199,3084	190,7995
614	222,1401	220,3503	218,3736	216,7539	209,8998	199,2768	190,6836
615	222,0688	220,2378	218,2707	216,7113	209,7608	199,2013	190,5761
616	221,9856	220,1413	218,2069	216,7012	209,614	199,0891	190,4523
617	221,9033	220,0646	218,1637	216,6899	209,4766	198,9532	190,3025
618	221,8279	220,0023	218,1224	216,6559	209,3533	198,8044	190,1268
619	221,7598	219,9451	218,069	216,59	209,2403	198,6492	189,9303
620	221,6951	219,8836	217,9955	216,4918	209,1295	198,4898	189,7202
621	221,6286	219,8105	217,899	216,365	209,0132	198,3262	189,504
622	221,5551	219,7212	217,7796	216,2145	208,8861	198,1588	189,2899
623	221,4703	219,6138	217,6391	216,0444	208,7463	197,9891	189,0859
624	221,3718	219,488	217,4799	215,858	208,5949	197,8211	188,8999
625	221,2584	219,345	217,3049	215,6591	208,435	197,6598	188,7392
626	221,1305	219,1868	217,1179	215,4523	208,2706	197,5107	188,6093
627	220,9894	219,0168	216,9237	215,2438	208,1058	197,3785	188,5131
628	220,8381	218,8396	216,7286	215,0414	207,9448	197,2662	188,4506
629	220,6805	218,6607	216,5401	214,8539	207,7908	197,1746	188,4184
630	220,5216	218,487	216,3659	214,69	207,6469	197,1025	188,4105
631	220,3675	218,3254	216,2139	214,5571	207,5153	197,0471	188,4188
632	220,2246	218,1832	216,0906	214,4604	207,3982	197,0045	188,4348
633	220,0991	218,0667	216,0007	214,4024	207,2973	196,9708	188,4507
634	219,9968	217,9807	215,9468	214,3827	207,2137	196,9425	188,46
635	219,9221	217,9282	215,9289	214,3983	207,1482	196,9174	188,4587
636	219,8779	217,9101	215,9447	214,4439	207,101	196,8942	188,4454
637	219,8649	217,925	215,9902	214,5133	207,0719	196,873	188,421
638	219,8819	217,9696	216,0598	214,5996	207,06	196,8548	188,3882
639	219,9259	218,039	216,1476	214,6962	207,064	196,8411	188,3508
640	219,9923	218,1276	216,2471	214,7973	207,0821	196,8334	188,3132
641	220,0754	218,2288	216,3528	214,8982	207,1122	196,8332	188,2791
642	220,1689	218,3364	216,4593	214,9952	207,1521	196,841	188,2515
643	220,2664	218,4445	216,5623	215,086	207,1992	196,857	188,2321
644	220,3622	218,548	216,6585	215,1687	207,2513	196,8803	188,2215
645	220,4508	218,6424	216,7451	215,2421	207,306	196,9096	188,2191
646	220,5279	218,7243	216,8199	215,305	207,361	196,9429	188,2234
647	220,5904	218,7913	216,8813	215,3567	207,4142	196,978	188,2323
648	220,636	218,8414	216,9279	215,3959	207,4637	197,0128	188,2439
649	220,6634	218,8735	216,9588	215,4217	207,5077	197,045	188,256
650	220,6722	218,8872	216,9731	215,4331	207,5446	197,0728	188,2669
651	220,6626	218,8824	216,9702	215,4291	207,573	197,0947	188,275
652	220,6353	218,8595	216,9502	215,4093	207,5918	197,1095	188,2793
653	220,5917	218,8193	216,9132	215,3737	207,5998	197,1163	188,2789
654	220,5331	218,7629	216,86	215,3227	207,5964	197,1142	188,2729
655	220,4614	218,6919	216,7919	215,2574	207,5812	197,1029	188,2607
656	220,3784	218,6081	216,7105	215,1794	207,5538	197,0818	188,2413
657	220,2861	218,5136	216,6178	215,0903	207,5144	197,0507	188,2139

Додаток М

ПАТ «УКРТРАНСНАФТА»

ФІЛІЯ "МАГІСТРАЛЬНІ НАФТОПРОВОДИ "ДРУЖБА"
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО

директор з наукової роботи
ІТУНГ, д.т.н., проф.


_____ О.М. Карпаш


25 " 08 _____ 2011 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер

Філії "Магістральні

нафтопроводи "Дружба", к.т.н,


_____ С.Р. Яновський

" 29 " 08 _____ 2011 р.

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

Список виконавців

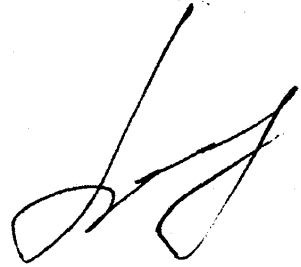
Грудз В.Я. д.т.н., проф.,

ав. кафедри спорудження та ремонту
азонафтопроводів і газонафтосховищ




Тимків Д.Ф. д.т.н., проф.,

ав. кафедри інформатики



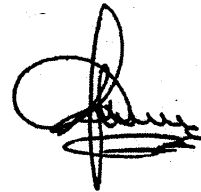
Грудз Я.В. к.т.н.,

доцент кафедри спорудження та ремонту
азонафтопроводів і газонафтосховищ



Мельниченко Ю.Г. к.т.н.,

доцент кафедри спорудження та ремонту
азонафтопроводів і газонафтосховищ




Андрусак А.В. ведучий спеціаліст
(відповідальний виконавець)



Додаток Н

ЗАТВЕРДЖУЮ
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.


О.М. Карпаш

29 " 08 2011 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер

Філії "Магістральні нафтопроводи
"Дружба", к.т.н.,


С.Р. Яновський

" 29 " 08 2011 р.

АКТ

Впровадження результатів дисертаційної роботи
Андрусяка Андрія Васильовича

ПРОГНОЗУВАННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ ІЗ ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ ТРАСИ

Ми які підписалися нижче, склали акт про те, що результати дисертаційної роботи Андрусяка Андрія Васильовича «ПРОГНОЗУВАННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ ІЗ ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ ТРАСИ» у вигляді пакету програмних продуктів для розрахунку та розробки математичної моделі стаціонарних експлуатаційних режимів роботи магістральних нафтопроводів розподілу по довжині та в часі гідродинамічних параметрів потоку нафти для типових експлуатаційних режимів магістральних нафтопроводів для визначення характеристик напруженого стану нафтопроводів при стаціонарних режимах які зменшують витрати при експлуатації нафтопроводів і підвищують безпеку на нафтопроводах передані Філії Магістральні нафтопроводи "Дружба". Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок по захисту нафтопроводів від аварійних випадків у Філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" становить 54 тис. грн./рік.

Зав. кафедри інформатики

ІФНТУНГ, д.т.н., проф.,
Тимків Д.Ф.



Зав. кафедри спорудження та ремонту
газонафтопроводів і газонафтосховищ
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.,
Грудз В.Я.



Відповідальний виконавець
Андрусяк А.В.



d443