

**Івано-Франківський державний технічний університет
нафти і газу**

на правах рукопису

РОЗГОНЮК ВАСИЛЬ ВАСИЛЬОВИЧ

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ДІАГНОСТУВАННЯ
ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ГАЗОПРОВІДІВ ПРИ
КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ**

Спеціальність 05.15.13 - нафтогазопроводи, бази та сховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий консультант
Шлапак Любомир Степанович,
доктор техн. наук, професор



Івано-Франківськ-1999



ЗМІСТ

	стор.
Вступ.....	4
1. Огляд літератури та вибір напрямків досліджень	
1.1. Характеристика газотранспортної системи України.....	26
1.2. Організаційна структура системи технічної діагностики магістральних газопроводів.....	39
1.3. Характеристика методів капітального ремонту магістральних газопроводів.....	51
1.4. Основні задачі та напрямки досліджень.....	76
Висновки.....	83
2. Розробка стратегії діагностики технічного стану газопроводів при капітальному ремонті.....	84
2.1. Фактори, що впливають на міцність та довговічність магістральних газопроводів та наслідки їх пошкоджувальної дії....	86
2.1.1 Вплив навколишнього середовища.....	87
2.1.2 Умови навантаження та технологічні особливості.....	90
2.1.3 Тривалість експлуатації.....	91
2.2 Класифікація пошкоджень магістральних газопроводів.....	91
2.3 Граничні стани та їх критерії.....	95
2.4 Функціональна модель стратегії прогнозування міцності та надійності магістральних газопроводів.....	100
2.5 Методи прогнозування міцності та надійності лінійної частини магістральних газопроводів.....	107
2.6 Елементи експертної системи та їх взаємодія.....	109
Висновки.....	121
3. Експериментальні дослідження технічного стану газопроводів та їх залишкового ресурсу.....	122

3.1. Методика дослідження зміни фізикомеханічних властивостей трубних сталей в ході тривалої експлуатації.....	123
3.2. Дослідження зміни фізикомеханічних властивостей трубних сталей в ході тривалої експлуатації.....	137
3.3. Дослідження напружено-деформованого стану газопроводів при виконанні капітального ремонту.....	161
3.4. Вплив дефектів на розподіл напружень в трубопроводі на складних ділянках траси.....	174
Висновки.....	186
4. Теоретичні дослідження НДС газопроводів при капітальному ремонті.....	187
4.1. Загальні положення.....	188
4.2. Розробка алгоритму оцінки НДС при капітальному ремонті...	184
4.2.1 Балка на пружній основі.....	196
4.2.2 Статично визначена балка.....	200
4.3. Вплив рельєфу місцевості на НДС газопроводів при капітальному ремонті.....	204
4.4 Оптимізація схем капітального ремонту газопроводів за даними просторового положення осі трубопроводу.....	212
4.5 Оцінка залишкової міцності трубопроводів з дефектами форми типу вмятин.....	219
Висновки.....	228
5. Удосконалення методів оцінки технічного стану газопроводів при капітальному ремонті і їх опробування в трасових умовах	230
5.1 Модернізація засобів оцінки стану ізоляційного покриття газопроводів в трасових умовах	231

5.1.1 Сучасні методи дослідження корозійного стану окремих ділянок магістральних трубопроводів.....	231
5.1.2 Дослідження корозійного стану трубопроводів з використанням струмів змінної частоти	244
5.2 Обґрунтування та вибір технічних засобів для визначення напруженого стану газопроводів в трасових умовах.....	252
5.3 Вибір методів оцінки технічного стану газопроводів з врахуванням дефектів труб.....	261
5.4 Нормативно-технічне забезпечення капітального ремонту газопроводів.....	266
Висновки.....	275
Основні висновки та рекомендації.....	276
Список використаних джерел.....	278
Додатки	293

ВСТУП

Підземні металеві трубопроводи є найбільш металоємними конструкціями, що морально не старіють впродовж довгого часу. Ритмічна робота всіх галузей промисловості безпосередньо пов'язана з надійністю трубопроводів. Одним з основних видів відмови трубопровідних систем є підземна корозія. Корозійна відмова веде не тільки до втрати труб на пошкодженій ділянці, до витрат на ремонтно-відновлювальні роботи, до втрати продукту, який транспортується, але і до значно більших витрат, які пов'язані з перебоями в постачанні підприємств і населення газом, нафтою, водою та ін. Крім того, корозійні пошкодження можуть привести до екологічних проблем.

Забезпечення високої конструктивної надійності трубопроводів є головним завданням як в процесі їх будівництва і монтажу, так і в процесі їх експлуатації. Збільшення термінів експлуатації магістральних трубопроводів вимагає застосування ефективних методів і технічних засобів для діагностики лінійної частини трубопроводів. Відомо, що трубопроводи експлуатуються в досить складних і різноманітних геологічних і кліматичних умовах. Спектр навантажень і впливів на трубопровід дуже широкий і носить ймовірносний характер і змінюється в часі. З цим і пов'язана задача діагностики трубопроводів під час їх експлуатації.

Для надійної оцінки стану металу трубопроводу необхідно діагностувати трубопровід комплексно. Перше, з чого необхідно почати, це виявлення найбільш небезпечних ділянок. Необхідно виявити максимальні відхилення товщини стінки труби, поздовжні і поперечні тріщини, непровари або зміщення стиків, вм'ятини або овали. Виявленні небезпечні ділянки трубопроводу можливо визначити з аналізу відмов ділянок за певний період експлуатації, часу експлуатації і інших умов, що будуть

розглянуті нижче. Виявлені небезпечні ділянки необхідно дослідити для визначення необхідного опору ізоляції, знайти найбільш ймовірні ділянки де можуть існувати наскрізні дефекти в ізоляції. При шурфуванні дефектних місць в ізоляції або в місцях внутрішньої або зовнішньої корозії металу необхідно виміряти товщину металу. В місцях пошкодження ізоляції необхідно виміряти поляризаційні потенціали з кроком 1-1,5 м. За вимірними величинами поляризаційних потенціалів можливо судити про загальний корозійний стан ділянки і зробити висновок про необхідність застосування того чи іншого виду електрохімічного захисту.

Крім того на окремих ділянках необхідно визначити положення трубопроводу на місцевості, радіус кривизни трубопроводу і глибину його заглиблення.

За результатами комплексної діагностики робляться заключення про загальний стан трубопроводу. Така загальна схема проведення діагностування лінійної частини трубопроводів. Найбільш досконало задача діагностування лінійної частини трубопроводів розроблена для нафтопроводів, що може бути використано для нашого дослідження, оскільки в основі лежать одні і ті самі фізичні явища руйнування конструкції трубопроводу. Окремі додаткові умови будуть розглянуті нижче.

Основні задачі діагностики трубопроводів під час експлуатації викладені в працях [].

Переходячи до розгляду окремих складових впливу на технічний стан трубопроводів, які експлуатуються довгий час відмітимо, що в трубопроводному транспорті накопичений великий досвід експлуатації складних транспортних систем газопостачання, нафто- та продуктопроводів який може бути корисним для вирішення питань по визначенню технічного стану і встановлення залишкового ресурсу окремих ділянок.

Складність і своєрідність існування процесу корозії підземних ме-

талевих трубопроводів обумовлені особливими умовами підземного середовища, де взаємодіють атмосфера, біосфера, літосфера і гідросфера. Підземні трубопроводи піддаються впливу великої кількості факторів хімічного, фізичного і біологічного характеру. Сукупність впливів цих змінних факторів і визначає корозійну дію середовища на підземні металеві конструкції. Процес підземної корозії протікає як процес корозії металу у водному корозійному середовищі. Хімічні реакції, які протікають між металом і водним корозійним середовищем, зв'язані транспортуванням заряджених частинок через границю розділу фаз і в значній мірі аналогічні процесам, які протікають при електролізі.

Метали є провідниками першого роду, носіями зарядів в них є електрони. Водне корозійне середовище - провідник другого роду. В електроліті знаходяться аніони і катіони, які в електричному полі стають носіями зарядів. Електрична провідність металевих провідників становить 10^5 (Ом·см)⁻¹, а водних розчинів від 10^{-6} до 1 (Ом·см)⁻¹. Внаслідок великої різниці між провідністю металів і електролітів метанова фаза звичайно приймається екіпотенційною по об'єму. Лише для довгих трубопроводів необхідно враховувати їх омичний опір. Практика експлуатації підземних трубопроводів показує, що корозійні пошкодження розподіляються нерівномірно як по довжині споруди, так і по колу.

Оскільки корозійний процес з утворенням каверн на ізолюваному трубопроводі може протікати тільки при оголеній його поверхні, які виникають в місцях дефектів ізолюючого покриття, необхідно розглянути характер розподілу пошкоджень покриття як по довжині так і по колу [].

Експериментами Національного Бюро Стандартів, які узагальнили багаторічний досвід експлуатації трубопроводів США, за даними Логена [] показали, що більшість існуючих покриттів практично не можуть захистити всі точки поверхні труб внаслідок випадкових дефектів при нанесенні покриттів, укладці трубопроводу в траншею, а також за

рахунок пошкоджень їх корінням рослин та ін. Цей же автор вважає, що неможливо чекати від ізоляційного покриття незмінних якостей після декількох років його експлуатації під землею. Навіть у випадку дуже малих розмірів оголення трубопроводу, яке не викликає помітного впливу на загальний електричний опір покриття, концентрація корозії може бути значною [1]. В.Бекман і Г.Хейм [2], аналізуючи вплив величини поверхні оголеного залізного електроду на пітингову корозію, вважають, що якщо рівноваговий потенціал ізолюючого покриття становить додатну величину відносно загального потенціалу корозії, то в електроліт в одиницю часу завжди переходить однакова кількість заліза, незалежно від того, наскільки велика поверхня, яка не має покриття. Так як дійсна щільність струму на оголеній частині зростає зі зменшенням його поверхні, то і пітингова корозія буде мати більшу величину.

Проведені дослідження характеристик дефектів ізолюючого покриття [3] при огляді ізоляції і труб протягом 157 км газопроводу Саратов - Москва в 3000 шурфах показали, що найбільші корозійні пошкодження спостерігаються в суглинках, значно менше в пісках.

За видами дефектів найбільша глибина каверн виявлена при пошкодженнях ізолюючого покриття захватними засобами, продавленням ґрунтом, наявністю технологічних дефектів покриття, значно менша - в місцях оголень трубопроводу, які утворились в результаті пошкодження покриття корінням рослин, так як ці пошкодження виникли значно пізніше. Слабка прилипаємість покриття викликає більшу корозію, ніж повна відсутність прилипаємість або пропуски покриття, що обумовлено більшою щільністю струму в місцях оголення в порівнянні з неізолюваною трубою.

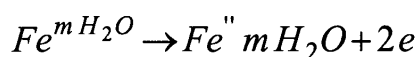
При співставленні даних про корозію різних ділянок трубопроводу необхідно знати час виникнення дефекту покриття. Найбільш точно це може бути враховано при фіксації глибини каверн на ділянках

пошкодження покриття, яке існувало з початку експлуатації (механічні пошкодження, технологічні дефекти та ін.).

Дослідження ділянок трубопроводу, на яких було проведено ремонт ізолюючого покриття і корозійних пошкоджень, підтвердило залежність між корозією і дефектами ізолюючого покриття. Дослідники приходять до наступних висновків:

- дефекти бітумного ізолюючого покриття утворюються як в період будівництва, так і при експлуатації трубопроводу; найбільша глибина корозійних пошкоджень (в однакових ґрунтах) пов'язана з дефектами покриття, які утворились при будівництві трубопроводу і визначаються оголенням його поверхні (пошкодженнями захватними засобами, продавленістю ґрунтом, технологічними дефектами);
- найбільше небезпечними є дефекти покриття, які виникають на ділянках трубопроводу, який укладений в суглинках, найменше - в пісках;
- підвищення ефективності захисту трубопроводів ізолюючими покриттями повинно бути направлено по шляху зменшення кількості дефектів покриття.

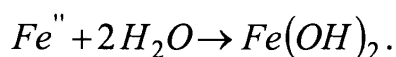
Одним із факторів, який впливає на корозію трубопроводу є вологість ґрунту. Як показали дослідження проведені Н.Д.Томашевим і Ю.Н.Михайловським [] процес анодного розчинення заліза у вологих ґрунтах, так як і для електролітів, може бути представлений загальним рівнянням:



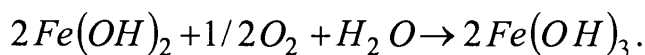
де первинною стадією є перехід в ґрунтовий електроліт іонів заліза. Оскільки анодний процес супроводжується гідратацією іонів металу, який виникає, швидкість анодного розчинення металу залежить від вологості ґрунтів. При зменшенні її виникає зсув стаціонарного потенціалу

сталю трубнопроводу в додатню сторону і збільшується гальмування анодної реакції. Це пов'язано в основному зі зменшенням електрохімічної активності поверхні трубнопроводу (оголена поверхня трубнопроводу, яка змочена електролітом), в той же час як ділянки поверхні, не змочені електролітом, стають електрохімічне менш активними.

Кількість вологи в ґрунті також впливає на склад продуктів корозії трубнопроводу. В сильно вологих ґрунтах, які є нейтральними або лужними, при нестачі кисню утворюється гідрат закису заліза (білого кольору)

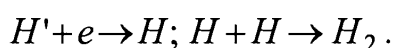


При недостатній кількості кисню на анодних ділянках трубнопроводу гідрат закису заліза може окислюватись до утворення гідрату окису заліза (буро-червоного кольору), який важко відрізнити на поверхні труби

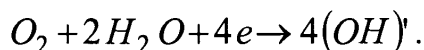


Гідрат закису заліза при відкритті трубнопроводу замінити не вдається, оскільки він енергійно поглинає кисень повітря, переходячи в гідрат окису заліза. Інколи в деяких шурфах, наприклад в суглинках, при усуненні ізоляції на поверхні трубнопроводу на загальному буро-червоному фоні можливо бачити білі плями. При нестачі вологи в ґрунті анодна реакція може проходити з утворенням неповністю гідратованих іонів.

Катодні процеси, які протікають на поверхні трубнопроводу в ґрунтах, можуть бути представлені наступними рівняннями. Воднева деполяризація, характерна для сильноокислих ґрунтів:



Киснева деполяризація - відновлення кисню з переходом його в йонний стан, вона є характерною для слабоокислих, нейтральних і лужних ґрунтів:



Якщо значення рН водяних витягів ґрунтів траси трубнопроводу

лежать в слабокислих, нейтральних і слаболужних областях, катодний процес при корозії такого трубопроводу повинен протікати по останньому рівнянню. Він буде залежати від умов транспорту кисню з атмосфери через товщу ґрунту і дифузійний шар електроліту, який торкається поверхні газопроводу.

Оскільки ґрунт представляє собою гетерогенне капілярно-пористе середовище, то в залежності від його вологості більше значення може мати перенос кисню або в рідкій фазі (в сильно-вологих ґрунтах), або в газовій фазі внутрішньокорозійного повітря (в сухих і маловологах ґрунтах). В рідкій фазі дифузія кисню значно менша, ніж в газовій, тому з підвищенням вологості ґрунтів дифузія кисню через шар ґрунту буде зменшуватись.

Н.Д.Томашов і Ю.Н.Михайловський [] показали експериментально, що підвищення вологості піску (в піску рідина механічно заповнює пори і капіляри) від 0 до 20% зменшує швидкість дифузії в 10^3 разів.

Ще більша чутливість до зниження дифузії кисню при підвищенні вологості глинистих ґрунтів. Крім механічного заповнення пор і капілярів рідиною відбувається набрякання колоїдних частинок, що зменшує прохідні перерізи відкритих капілярів. В сухому стані пористість глини більша, ніж у піска. В роботі [] приводяться результати вимірів поляризаційних кривих для ґрунтів траси трубопроводу. Для характерних ґрунтів виміри проводились по відношенню до мідносульфітного напівелементу, який розташовувався між досліджуваними електродами. Тому у вимірний потенціал входило падіння напруги і R між електродами і напівелементом

$$E = E_0 + iR.$$

Оскільки опір R збільшувався зі зменшенням вологості ґрунтів, відповідно зростав iR . Тому, щоб виключити вплив iR , знаходиться доля катодного N_k і анодного N_a контролю (гальмування) корозії []:

$$N_k = \frac{P_k}{P_k + P_a};$$

$$N_a = \frac{P_a}{P_k + P_a}$$

де $P_k = \frac{\partial(E_k)}{\partial(ik)}$, $P_a = \frac{\partial(E_a)}{\partial(ia)}$ — відношення змін потенціалу до приросту щільності струму (поляризованість електроду), яке дорівнює тангенсу кута нахилу дотичної в даній точці поляризаційної кривої.

Як вже відмічалось, підвищення долі анодного контролю зі зниженням вологості пов'язане зі зменшенням електрохімічної активності площі металу. В сухих ґрунтах гальмування анодного процесу зростає також за рахунок зменшення середньої товщини крапельно-рідинної плівки на сталі []. Зниження долі катодного контролю корозії трубної сталі при зменшенні вологості ґрунтів пов'язано зі збільшенням дифузії кисню.

З оглянутих теоретичних та експериментальних даних можливо зробити наступні висновки:

- характер контролю корозії трубної сталі залежить від вологості ґрунтів (в маловологих пісчаних ґрунтах корозію контролює анодний процес, в пісчано-глинистих і насичених вологою ґрунтах - катодний процес. Таким чином, для більшості пісчано-глинистих ґрунтів контролюючим фактором є дифузія кисню, що визначає можливість утворення макропор диференційної аерації зі змінами умов повітропроникливості ґрунтів вздовж трубопроводу;

- стаціонарний потенціал неізолюваної трубної сталі і ізолюваного трубопроводу залежить від вологості ґрунтів; зі зменшенням вологості він зміщується в додатню сторону;

- між глибиною каверн трубопроводу, який піддавався довгий час корозії в пісчано-глинистих ґрунтах, і вологістю ґрунтів немає однозначного зв'язку. Максимум глибини каверн відповідає вологості $\omega = 11 - 13\%$

При дослідженні корозії підземних споруд значне місце відводиться

ролі омичного опору корозійного кола. Цей опір залежить від питомого електричного опору ґрунтів ρ . В.А.Притула [] і Д.Дей [] вважають, що швидкість корозії металів визначається омичним опором ґрунтів. Правилами захисту [] при визначенні корозійної активності ґрунтів за основу також приймається омичний опір ґрунтів. Однак багато авторів такого зв'язку не підтверджують []. Б.Р.Шепард [] проводячи аналіз досліджень Національного Бюро Стандартів США, відмічає, що опір ґрунту є одним із факторів, які грають велику роль в процесі корозії, однак значення його настільки масштабується іншими явищами, що важко дати аналіз залежності, яка існує між корозією і опором ґрунту. Автор відмічає, що неможливо встановити задовільні залежності між корозійними властивостями ґрунтів і їх електричним опором. Особливо корозійне небезпечними є ґрунти з низьким опором, однак зустрічаються випадки різко визначеної корозії в ґрунтах з високим опором. На думку автора електропровідність може характеризувати корозію в ґрунтах з низьким опором. Застосування цій величини при розгляді корозії трубопроводів для всіх видів ґрунтів малоімовірно.

Л.М.Ашілгейт [] вважає достатнім оцінку корозійної активності ґрунтів по їх електричному опором, відмічає принципову трудність у використанні цих даних внаслідок значного розкиду величини ρ . Автор вважає, що при застосуванні цій величини в якості критерія корозійності ґрунтів його високе значення не повинно прийматися до уваги, оскільки воно може бути визначене наявністю включень скальних порід, гальки, піску та ін. Низьке значення ρ повинно враховуватися, тому що воно віддзеркалює концентрацію в ґрунті хімічно активних складових.

Різні дослідники вказують різні межі значення ρ , в яких воно пов'язане з величиною корозійної активності ґрунтів. Б.Р.Шепард [] відмічає, що ґрунти США зі значенням $\rho = 5$ Ом·м викликають сильну корозію, а корозійна активність ґрунтів з $\rho > 10$ Ом·м - невизначена.

Різноманітність факторів, які супроводжують корозійні процеси і явища і спроби виділити найбільш характерні і домінуючі фактори, які визначають хід і направлення процесів корозії, породили численні методи оцінки корозійної активності ґрунтів. Безумовно, що по достовірності результатів, які отримані, і по вартості ці методи далеко не рівноцінні, і застосування їх в різних країнах не літературний даним, обумовлені цілою низкою техніко-економічних показників.

Аналіз літературних джерел свідчить, що при оцінці агресивності ґрунтів необхідно проводити чітку межу між місцевою агресивністю ґрунту і корозією під дією протяжних елементів диференційної аерації, що в принципі зустрічається в трубопровідних мережах водопостачання міст, так як ділянки трубопроводів можуть перетинати різні границі ґрунтових ділянок.

Для надійної оцінки місцевої агресивності необхідно провести велику кількість аналізів для отримання не менше 14 характерних параметрів (вид ґрунту, наявність вугілля, коксу і торфу, питомий опір, водонасичення рН, гН, загальна мінералізація, коефіцієнт водопроникливості та ін.). В ФРН і колишній ГДР (TGL-11465) для оцінки локальної агресивності ґрунту необхідно визначити не менше 10 параметрів. Облік окремих значень параметрів ведеться по п'ятибальній системі (-2, -1, 0, +1, +2). При цьому зауважується, посилює чи зменшує корозійну активність даний параметр. Числова оцінка параметрів стандартизована.

В США в відповідності з рекомендаціями RP-01-69 NACE “Захист від корозії підземних і підводних металевих трубопроводів” [] при визначенні агресивності середовища, яке оточує трубопровід, необхідно знати питомий опір ґрунту, рН, склад ґрунту, та ін. Отримані дані порівнюються з результатом корозійних випробувань дослідних зразків або дослідних споруд в аналогічних корозійних умовах. Діючий ГОСТ 9.015.74 рекомендує оцінювати корозійну активність ґрунтів по відношенню до

сталених трубопроводів по величині питомого опору ґрунту, по втраті маси зразків і по щільності поляризуючого струму. Основні дані приведені в табл. 1.

Корозійну активність ґрунтів по відношенню до металів трубопроводів оцінюють по показнику, який характеризує найбільшу корозійну активність.

Таблиця 1 — Корозійна активність ґрунтів по відношенню до вуглецевої сталі в залежності від питомого електричного опору, втрати маси зразка, щільності поляризуючого струму.

Корозійна активність	Питомий електричний опір ґрунту, Ом-м	Втрата маси зразка, г.	Середня щільність поляризуючого струму mA/cm ²
Низька	> 100	<1	< 0,05
Середня	20-100	1-2	0,05-0,20
Підвищена	10-20	2-3	0,20-0,30
Висока	5-10	3-4	0,30-0,40
Вельми висока	< 5	> 4	> 0,40

Згідно даних, приведених в [] відзначається, що одною з основних причин корозії трубопроводів є макропарі, дія яких особливо різко проявляється поблизу границь чергування ґрунтів. Це також може бути обґрунтовано невідповідністю даних по глибині корозійних пошкоджень, які отримані на окремих сталевих зразках, що були встановлені в ґрунт, з даними по корозії трубопроводів в цих же ґрунтах [].

Таким чином, з розгляду вище приведених результатів про вплив чергування ґрунтів на корозію можна зробити наступні висновки:

- розподіл числа каверн і їх глибини на протязі трубопроводу залежить від характеру змін властивостей ґрунтів по довжині трубопроводу;

- безпека корозії трубопроводу може бути охарактеризована коефіцієнтом зміни питомого опору ґрунтів K_p ; найбільш корозійно небезпечними є ділянки трубопроводів з високим значенням K_p , на таких ділянках до якості ізоляції необхідно пред'являти підвищені вимоги; корозію трубопроводу в основному визначають макропори, які з'являються внаслідок зміни ґрунтів по довжині трубопроводу; дія їх направлена вздовж трубопроводу; макропори, які діють у вертикальному напрямку (по діаметру), мають менший вплив: при відсутності розшарування ґрунту, який направлений вздовж горизонтальної осі трубопроводу ;

- глибина каверн залежить від характеру змін ґрунтів; найбільша глибина каверн, як правило, відповідає переходу від порід з максимальною кількістю мілкодисперсних частин (глини) до порід з мінімальним вмістом мілкодисперсних частин (піски);

- корозійні пошкодження, які отримані на окремих зразках трубної сталі, що встановлювалися в ґрунт, не віддзеркалюють дійсної картини корозійних руйнувань підземного протяжного трубопроводу, оскільки при цьому не враховується фактор чергування властивостей ґрунтів, окрім диференційної аерації.

Крім того відомо, що на корозійний стан трубопроводів різного призначення, в тому числі і для водопостачання, залежить від його технологічних режимів. В принципі ці впливи можливо привести до порівняння їх впливу, як зовнішніх факторів, так і внутрішніх.

Так, температурний режим трубопроводу і оточуючого трубопроводу ґрунту залежить від температури продукту, який транспортується, і пори року.

Н.Д.Томашов [] відмічає, що залежність кінетики електродних процесів і процесів дифузії в ґрунтах може бути описана рівнянням Арреніуса:

$$v = A e^{-\frac{b}{T}},$$

де v - швидкість процесу, A , b - константи, T - абсолютна температура.

Автор також вважає, що температура не є основним фактором при визначенні корозійної активності ґрунтів, так як з практики відомо, що при однакових температурах корозійна активність різних ґрунтів різко відрізняється. Тільки для ґрунтів, більшу частину часу які знаходяться в промерзломому стані, температура є одним з основних показників корозії.

Л.М.Апплгейт [] відмічає, що хімічна активність повинна бути поєднана з температурою, тому що корозія трубопроводів відбувається в ґрунтах, які містять водні розчини солей.

А.К.Ларіонов [] зазначає на можливий характер впливу коливань протікання корозійних процесів на підземних спорудах. Автор зазначає, що дія температури на корозію носить більш складний характер, чим це описує рівняння Арреніуса.

И.А.Мамедов і Д.Н. Абрамов [] проводили дослідження впливу температури на швидкість корозії зразків сталі в солончаковому ґрунті при постійній вологості 20 %, прийшли до висновку, що в інтервалі температур від -100 до $+50^{\circ}\text{C}$ швидкість корозії зі збільшенням температури зростає. Поляризаційні криві, які отримані при тих же умовах, підтверджують збільшення анодної і катодної поляризації в інтервалі температур від 50°C до 6°C . Подальше зниження температури до -10°C різко підвищує анодну поляризацію сталі за рахунок зниження швидкості дифузії йонів Cl^- і SO_4^{2-} за рахунок зниження дифузії кисню, особливо при промерзанні ґрунту.

При дослідженні радіоактивним методом вплив температури електроліту на дифузії речовини в порах ізолюючого покриття [] було знайдено, що в інтервалі температур від 23 до 50°C концентрація радіоактивних йонів, які продифундували через мембрану з фільтрувальним папером, який покритий праймером і віднесено до рівних проміжків часу, з

збільшенням температури значно зростає.

Ці автори розглядали вплив температурного фактора головним чином з точки зору температури електроліту (корозійного середовища), коли температура ґрунту дорівнює температурі корозійного зразка. В реальних умовах трубопровід кородує з віддачею тепла в ґрунт або з поглинанням тепла.

На підставі розглянутого аналізу літературних даних можливо зробити наступні висновки:

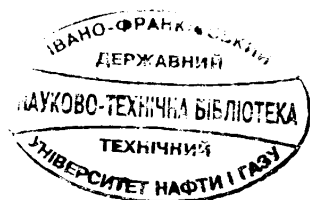
- температура трубопроводу впливає на розподіл вологості ґрунту поблизу труби: зі збільшенням температури вологість зменшується;

- вплив температури на корозію трубопроводу залежить від гранулометричного складу і вологості ґрунтів і для кожної ділянки трубопроводу різний, в більшості вологих ґрунтів корозія трубопроводу з збільшенням температури зростає за рахунок облегшення катодного процесу, росту дифузії і рухомості йонів. В маловологих і сухих ґрунтах корозія трубопроводу з збільшенням температури знижується за рахунок гальмування анодного процесу;

- температурний фактор не є важливим при корозії трубопроводів в більшості вологих ґрунтів. Тільки в сухих ґрунтах він має вирішальне значення.

На розподіл потенціалів вздовж трубопроводу значний вплив мають ремонти покриття і труб. Потенціал нової врізаної ділянки трубопроводу (котушки) по відношенню до старого може стати більш додатнім, якщо покриття старого трубопроводу зруйноване, або від'ємне [], якщо старий трубопровід довгий час кородував, що приводить до перерозподілу потенціалів на старій трубі і зниженню, або зростанню корозії. Це підтверджується результатами виконаних робіт, які приведені в [].

Таким чином з розгляду вищеприведених джерел можливо зробити наступні висновки:



- природний потенціал, поряд з характеристикою корозійного середовища, віддзеркалює корозійну стійкість трубопроводу і стан ізолюючого покриття;
- між природним потенціалом і корозією ізолюваного трубопроводу існує визначений зв'язок: з збільшенням від'ємних значень потенціалу площа корозійних пошкоджень і глибина каверн зростає. Однак в різних ґрунтах глибина корозійних каверн при однакових E різна: найбільша - в алювіальних і делювіальних суглинках; найменше - в корінних пісках. Існує область значень потенціалів, які додатніші $E = -0,38$ В, при яких корозія в піщано-глинистих ґрунтах мінімальна і не є небезпечною для роботи споруди. В області високих від'ємних значень потенціалу, які відносяться до суглинків, які насичені вологою, в умовах катодного контролю корозії і при незначній ролі омичного фактору, корозійні втрати знижуються.
- природний потенціал трубопроводу змінюється в часі. Зсуву потенціалу в від'ємну сторону сприяє зменшення суцільності покриття, збільшення вологості і кількості дрібнодисперсних (глинистих, порохватих та ін.) частинок ґрунту, зниженню рН, питомого опору і повітре-проникливості за рахунок ущільнення ґрунту. Зміни наведених вище параметрів в протилежному напрямку сприяють зсуву потенціалу трубопроводу в додатню сторону. Крім того в цьому ж напрямку впливає іржа поверхні металу трубопроводу. При тривалій корозії трубопроводу загальний розподіл потенціалу зберігає небезпечну величину;
- включення електрохімічного захисту необхідно виконати з врахуванням природного потенціалу трубопроводу. Якщо потенціал знаходиться в безпечних межах (додатніше $-0,38$ В), включення електрохімічного захисту недоцільне. При більш від'ємних значеннях ($0,38-0,74$) В необхідно включення захисту.

Так як корозійні пошкодження трубопроводу утворюються в місцях пошкодження ізолюючого покриття необхідно визначити характер пошкодження покриття по колу труби.

Відомо, що навантаження ізоляції ґрунтом в полі має нерівномірний характер і розраховуються по відповідним залежностям, які приведені в [].

Максимальні перехідні опори “труба-земля” відповідають ділянкам мінімальних тисків ґрунту збоку труби, мінімальні знаходяться на опорній поверхні труби в місці найбільших тисків ґрунту.

Аналіз статистичних даних, які підтверджуються теоретичними дослідженнями, показують, що найбільше число пошкоджень ізоляції ґрунтом виникає на найбільш навантажених поверхнях труби знизу і зверху. Так 41% від загального числа виявлених пошкоджень ізоляції трубопроводу приходить на опорну поверхню (низ труби); 29 % - на верхню частину труби; в середньому по 15 % - на бокові частини труби []. Можливість утворення пошкоджень ізоляції значно зростає, якщо при виконанні комплексу ізоляційно-укладальних робіт, підготовки і засипки траншеї трубопроводу були порушені технічні умови на їх виробництво []. Особливу небезпеку представляє пошкодження ізолюючого покриття знизу трубопроводу, так як низ труби найбільш піддається корозійному пошкодженню за рахунок явища диференційної аерації трубопроводу в ґрунті.

Практика дослідження глибини каверн на діючих трубопроводах, які досліджувалися рядом авторів [] вказують, що у всіх ґрунтах найбільша глибина каверн спостерігається знизу на опорній поверхні труби, найменша - зверху. Середня глибина каверн на бокових поверхнях труби складає проміжну величину.

Збільшення глибини каверн на більш заглибленій частині трубопроводу, де доступ кисню атмосферного повітря більш важкий, може бути

пояснене явищем диференційної аерації. Так як більша частина осередків корозії зосереджені в нижній половині труби, яка торкається дна траншеї, в якості тимчасової міри при ремонті можливо повертати трубопровід на 180°.

Не дивлячись на велике число робіт по вивченню впливу різних факторів на оцінку технічного стану трубопроводів, вони ще не достатньо вивчені, стосовно газопроводів України. Так не досліджено вплив напружено-деформованого стану трубопроводу на прогин вибравки труб в поєднанні з їх корозійним станом та терміном експлуатації, в зв'язку з чим не розроблено пристроїв до вибравки труб та вибору методів капітального ремонту.

Тому представляє інтерес розробка та удосконалення методики діагностування технічного стану газопроводів при виводі їх у капітальний ремонт на основі сучасних підходів механіки деформованого твердого тіла.

Актуальність теми. Газотранспортна система України є цілісною системою, яка входить у газодобуваючий комплекс України. Крім функцій перекачки, вона повинна здійснювати поставку газу споживачам з високою надійністю.

Проблем надійності обумовлена залежністю народного господарства від поставок газу і загострюється концентрацією видобутку газу, ускладненими структурами газотранспортної сітки, ростом довжини транспортних комунікацій, ростом потужності газопроводів і їх критичним терміном експлуатації. Необхідне забезпечення ритмічної поставки газу споживачам як в межах України, так і за її межі при підтриманні заданого технологічного процесу перекачки з високими техніко-економічними показниками і рівнем безпеки персоналу.

Задачі забезпечення і підвищення надійності магістральних газопроводів вирішується на плановому, проектному і експлуатаційному рівнях.

Планові задачі включають виробку оптимальних рішень розвитку сітки транспортування газу, створення резервів потужностей основних технологічних об'єктів, вибір структури і засобів керування системою.

В результаті розв'язку проектних задач визначаються оптимальні параметри, конструктивні параметри і технологія ремонту газопроводів.

Експлуатаційні задачі передбачають розробку і підтримання оптимальних режимів функціонування, якісне і оперативне обслуговування обладнання і стратегію управління у аварійних ситуаціях.

Міроприємства, які дозволяють підвищити надійність газотранспортної мережі направлені на усунення причин виникнення відказів і їх наслідків.

До першої групи міроприємств відносяться підвищення надійності елементів мережі, розробка і підтримання режимів, стратегії управління і обслуговування системи, що забезпечують надійне функціонування як всієї газотранспортної системи, так і її окремих елементів.

До другої – удосконалення методики діагностування технічного стану, створення оперативної системи управління та обслуговування у аварійних ситуаціях, розробка методів ремонту без зупинки перекачки газу.

Таким чином, розв'язок задачі підвищення надійності газотранспортних систем на основі полегшеного підходу до оцінки технічного їх стану є актуальним.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Основні питання, розглянуті в дисертаційній роботі, були виконані у програмі спільних науково-дослідних робіт Держнафтогазпрому України, Укргазпрому та ІФДТУНГ, у відповідні програми Міністерства освіти України, а також у національну програму.

Мета і задачі дослідження

Мета роботи — підвищення надійності газотранспортної системи України на основі розробки методів діагностування технічного стану

трубопроводу при виводі у капітальний ремонт, темпів і якості його виконання.

Задачі дослідження

1. Аналіз газотранспортної системи України та організаційної структури системи технічної діагностики їх стану.
2. Дослідження методів капітального ремонту трубопроводів, обґрунтування необхідності подальшого їх удосконалення.
3. Класифікація пошкоджень магістральних газопроводів та граничних станів їх оцінки.
4. Розробка функціональної схеми прогнозування міцності та надійності магістральних газопроводів.
5. Удосконалення методики оцінки технічного стану газопроводів неруйнівними методами та модернізація засобів їх реалізації.
6. Розробка методики оцінки залишкової міцності трубопроводів з врахуванням дефектів труб.
7. Теоретичні дослідження напружено-деформованого стану газопроводу при капітальному ремонті та оптимізація схеми його виконання.
8. Експериментальні дослідження напружено-деформованого стану газопроводів при капітальному ремонті та зміни властивості трубних сталей в ході тривалої експлуатації.
9. Розробка та удосконалення методів ремонту газопроводів під тиском.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Вперше дана характеристика газотранспортної системи України та обґрунтування необхідності подальшого її розвитку на основі аналізу пропускної здатності існуючих газопроводів, аналізу сьогоденних їх перспективних потреб в енергоносіях, вірогідних втрат їх надходження в Україну.

2. Розроблена ефективна стратегія прогнозування міцності і довговічності лінійної частини магістральних газопроводів, в основу якої закладені сучасні організаційні та наукові рішення, що можуть бути реалізовані у вигляді експертної комп'ютерної системи.
3. Запропонована функціональна схема експертної системи з виділенням основних елементів та означенням їх місця та зв'язків. Сформульовано комплекс методичних проблем та запропоновані методи їх можливого ефективного рішення.
4. Розроблена оригінальна математична модель та програмне забезпечення для комплексної оптимізації параметрів НДС газопроводів при капітальному ремонті.
5. Вперше розроблено теоретичні основи оцінки залишкової міцності трубопроводів з дефектами типу вмятин.
6. Виконані і проаналізовані експериментальні дослідження НДС газопроводів при капітальному ремонті на пересіченому перерізі місцевості в натурних умовах.
7. Розглянуто можливість застосування раніше розроблених методик для розв'язування класу задач, пов'язаних з оцінкою НДС трубопроводів при проведенні ремонтних робіт. Запропоновано комплексну методику оцінки зміни НДС магістральних трубопроводів в ході проведення ремонтних робіт.
8. Запропоновано спосіб оптимізації просторового положення трубопроводу при підніманні для проведення ремонтних робіт. Задача розв'язана з використанням рівнянь Ейлера та знаходженням мінімуму функціоналу, який характеризує особливості деформування трубопроводу при ремонті.
9. Розроблений новий конструктивно-технологічний підхід до виконання ремонтних робіт на матеріальних газопроводах під

тиском з використанням дугового зварювання залежно від виду, розмірів і розташування корозійних дефектів.

Практичне значення одержаних результатів

На основі комплексного аналізу існуючої системи газопостачання, результатів теоретичних і експериментальних досліджень, математичного моделювання на ПЕОМ розроблено пакет методик, алгоритмів та програм для оцінки НДС трубопроводів при капітальному ремонті, залишкової міцності металу труб з дефектами, оптимізації просторового положення трубопроводу при підйомі для проведення ремонтних робіт.

Результати проведених досліджень знайшли своє практичне застосування при оцінці технічного стану газопроводу “Київ-Західна Україна” (І нитка) на км 76, 6 ÷ 84,3 при капітальному ремонті ізоляційного покриття з використанням американського комплексу “СРС – Еванс”, що проводить ДП “Київтрансгаз”. Комп’ютерна програма по оцінці та вибору методів ремонту газопроводу під тиском використовувалася в ДП “Прикарпаттрансгаз” при зазначенні методу ремонту газопроводу “Братерство” на гірських ділянках.

Особистий внесок здобувача:

1. Автором розроблена концепція організації системи діагностики технічного стану газопроводів при капітальному ремонті та
2. Автором висловлена ідея про можливість використання струмів змінної частоти для дослідження корозійного стану трубопроводів [], розроблено технологію, методи і засоби технічної діагностики [].
3. Автор брав безпосередню участь у плануванні та проведенні експериментальних досліджень у трасових умовах, виконав аналіз і узагальнення одержаних результатів, брав участь у впровадженні результатів досліджень у виробництво [].
4. Автором розроблені математичні модулі для оптимізації схем

піднімання трубопроводі при капітальному ремонті [], проведені дослідження корозійного стану газопроводів на складних ділянках траси, розроблені нові підходи до оцінки залишкової міцності трубопроводів з дефектами [] та технологічні підходи до виконання ремонтних робіт на газопроводах під тиском.

Апробація результатів дослідження. Основні результати дисертаційної роботи висвітлені у доповідях і повідомленнях на:

- міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 96”. (Харків, 1996);
- міжнародній конференції “Нафта-газ України – 98” (Полтава, 1998);
- 7-й міжнародній діловій зустрічі “Діагностика – 97” (Ялта, 1997);
- 8-й міжнародній діловій зустрічі “Діагностика – 98” (Сочі, 1998);
- міжнародній науково-технічній конференції “Современные приборы, материалы и технологии для технической диагностики и неразрушающего контроля промышленного оборудования” (Харьков, 1998);
- III міжнародній конференції “Природный газ: торговые и инвестиционные возможности в России и СНГ” (Лондон, 1994);
- IV міжнародній конференції “Природный газ: торговые и инвестиционные возможности в России и СНГ” (Лондон, 1995).

Публікації. По темі дисертації опубліковано 21 друковану роботу, в тому числі 1 посібник, 1 довідник, 1 патент, 4 заявки на видачу патенту.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ ТА ВИБІР НАПРЯМКІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1. Характеристика газотранспортної системи України

Україна відноситься до країн з розвинутою газовою промисловістю. Перше газове родовище і перший газопровід Дашава-Стрий були введені в експлуатацію понад 75 років тому, а восени минулого року ми відсвяткували 50-річчя магістрального транспорту газу в Україні та найбільшого в свій час магістрального газопроводу Дашава-Київ діаметром 500 мм і довжиною 509 км.

Газова промисловість - провідна галузь паливно-енергетичного комплексу України. Від її надійної роботи в значній мірі залежить стабільність і розвиток національної економіки, а також, зважаючи на географічне положення України, надійність поставок природного газу в країни Європи.

Сьогодні по споживанню природного газу (75,6 млрд. куб. м) Україна знаходиться на 6-му місці у світі, поступаючись тільки США, Росії, Великобританії, Німеччині та Канаді. Видобуток газу в країні стабілізувався на рівні 18 млрд. куб. м, що задовольняє 24% його потреб. Однак найбільш відмінною особливістю газової промисловості України є її газотранспортна система.

Діюча система магістральних газопроводів України в даний час виконує такі функції:

- транспорт газу від родовищ України і газу, що купляється в Росії, через територію України та його розподіл між споживачами;
- забезпечення транзиту російського газу до країн Центральної і Західної Європи, а також до Молдови, Білорусі та південних областей Росії

(в цей час більш ніж 90% експортних постачань газу Росії здійснюється через Україну). Через нашу газотранспортну систему щорічно передається біля 120 млрд. куб. м газу до 18 країн Центральної і Західної Європи;

- подачу газу в значних обсягах з метою його закачування в підземні сховища (ПСГ) і його відбір з ПСГ (рис. 1.1).

Газотранспортна система (ГТС) України - одна з найбільших, але разом з тим і одна із найстаріших в Європі. Її розвиток розпочався в 1924 році.

Особливо швидко система почала розвиватися з 1967 року, коли почався експорт українського, а потім і російського газу до країн Центральної і Західної Європи, по-новому найбільшому на сьогодні коридору транзиту газу. Необхідно відмітити, що на середину 60-х років припадає і початок функціонування міжнародної системи транспорту газу в Західній Європі. Як видно, розвиток української системи відбувався відповідно до розвитку загальноєвропейської мережі і на даний момент ГТС України є невід'ємною частиною міжнародного транспорту газу (рис.1.2).

Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транс-портування природного газу від найбільших у світі газовидобувних регіонів - Росії, Центральної Азії і Близького Сходу, до основних споживачів цього газу - країн Західної, Центральної і Східної Європи, визначає надзвичайно важливу роль газотранспортної системи Укртрансгазу, як транзитної системи. По об'єму транзиту газу Україна впевнено займає перше місце в світі.

На території держави створена найбільша система транзитних магістральних газопроводів, яка забезпечує біля 93% експортних поставок російського газу, що складає більш ніж чверть загального об'єму споживання газу в Європі.

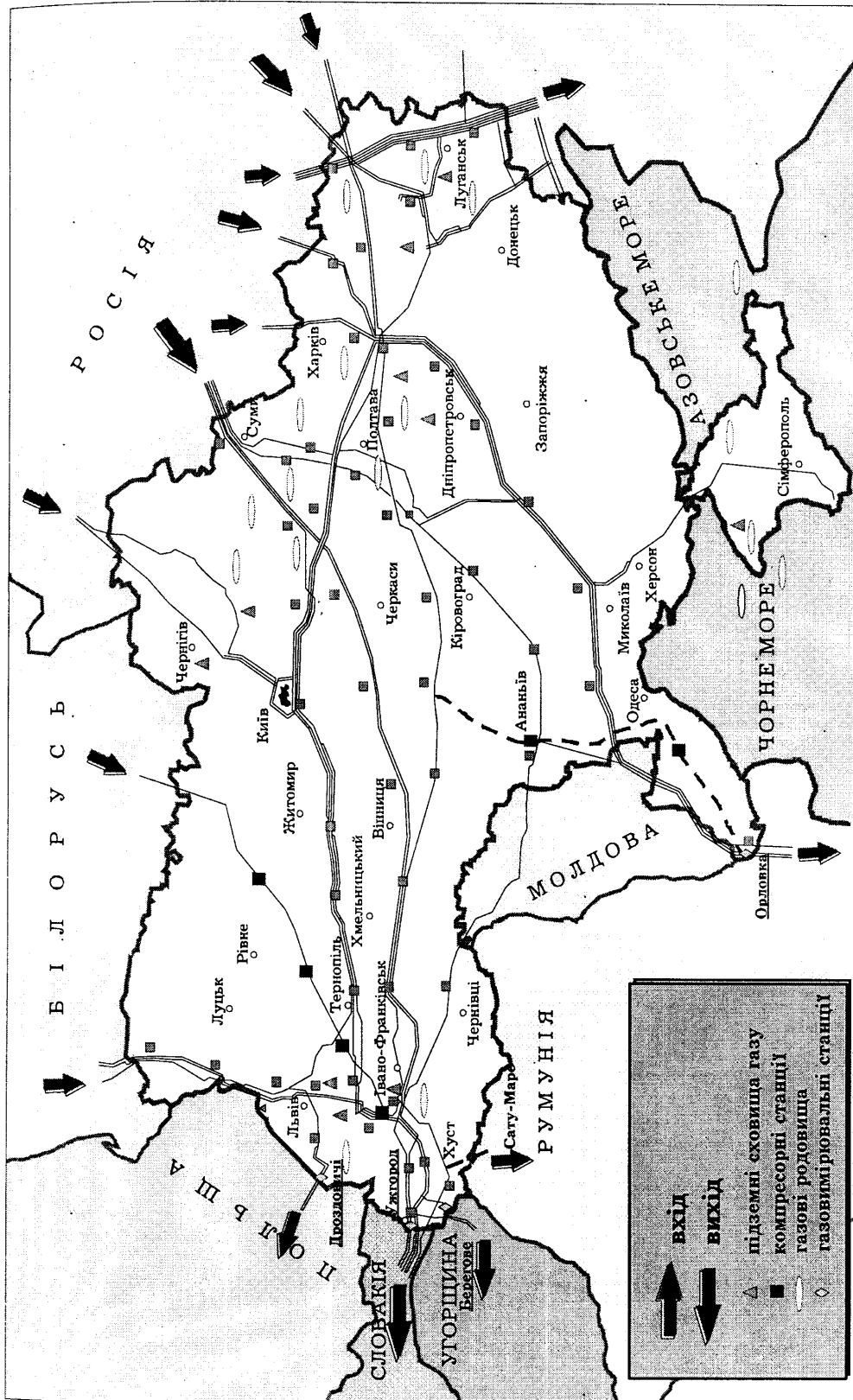


Рис.1.1 - Газотранспортна система ДК "Укртрансгаз"

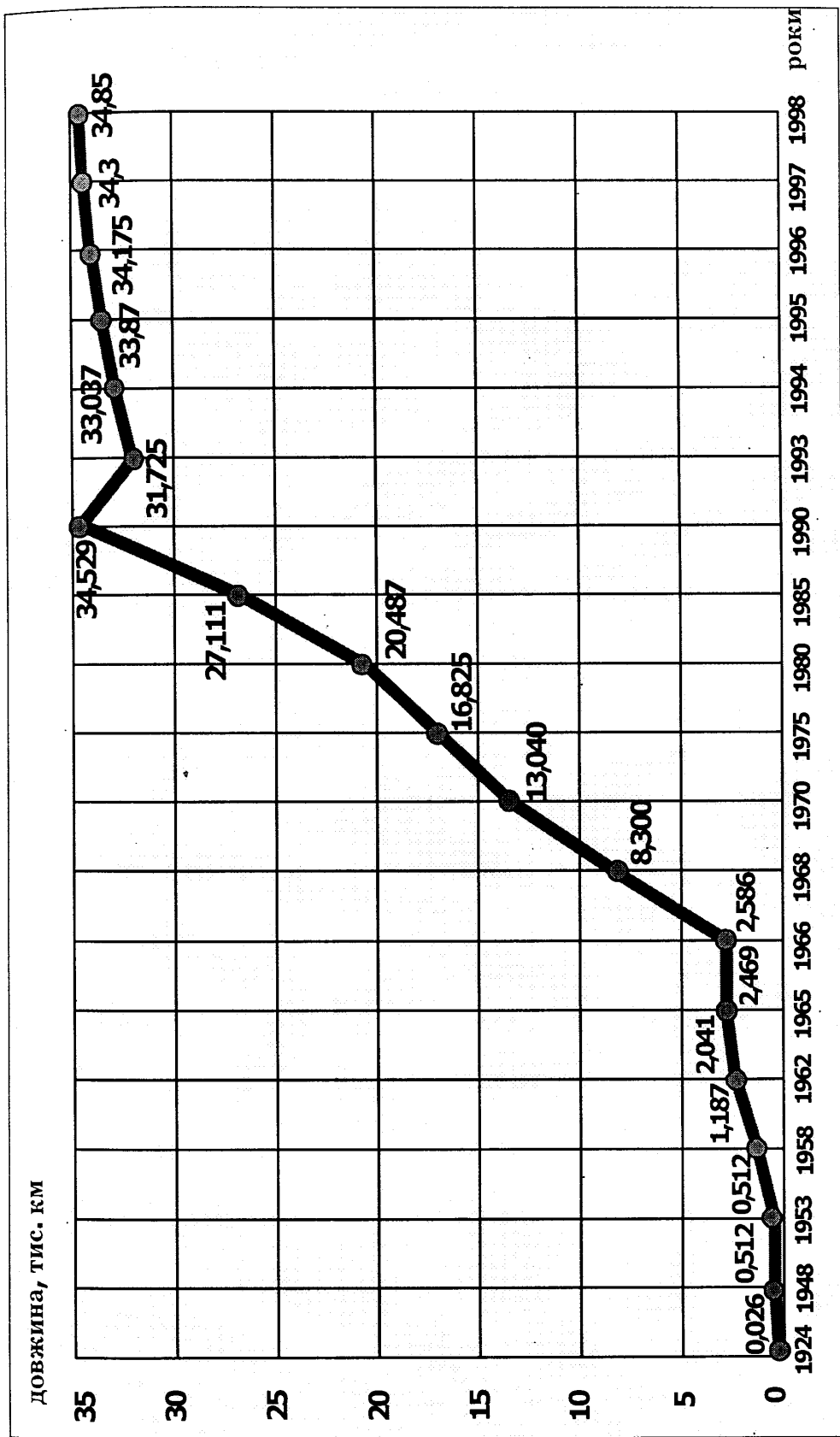


Рис.1.2 - Розширення газотранспортної системи ДК «Укртрансгаз»

Газотранспортна система Укртрансгазу технологічно з'єднана з системами магістральних газопроводів Росії, Білорусі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини, Польщі, а через них з газопроводами всього європейського континенту.

Обсяг транзиту російського газу до Європи через територію України (без врахування транзитних поставок в країни СНД) на протязі останніх років щорічно зростав і в 1996 році досяг рівня 116,5 млрд. куб. метрів. У 1997 році обсяг транзиту зменшився до 108,4 млрд. куб. метрів у зв'язку із зниженням споживання газу країнами-імпортерами, викликаним більш менш м'якою зимою, однак у 1998 році він знову збільшився і склав 114,9 млрд. куб. метрів (рис.1.3).

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні із зростанням потреб у газі країн Західної, Центральної і Східної Європи викликає необхідність збільшення обсягів його поставок. За прогнозами очікується, що частка газу в використанні первинних енергоресурсів в Західній Європі збільшиться в 2010 р. до 24%, а в 2025 р. - до 27%, і споживання газу відповідно складе 550-575 і 580-600 млрд. куб. метрів. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії і Середньої Азії.

Українська газотранспортна система вже сьогодні має резерви збільшення транзитних поставок газу в країни Західної, Центральної і Східної Європи на 20-25 млрд. куб. м за рік.

Важливою частиною ГТС та одним з основних елементів її надійності є 12 підземних сховищ газу загальною потужністю по активному газу більш ніж 30 млрд. куб. м і максимальним обсягом відбору 300 млн. куб. м за добу при повному заповненні газом. Основні ПСГ розташовані в географічному центрі Європи і можуть ефективно використовуватися не тільки для внутрішніх споживачів, а й для споживачів Центральної і

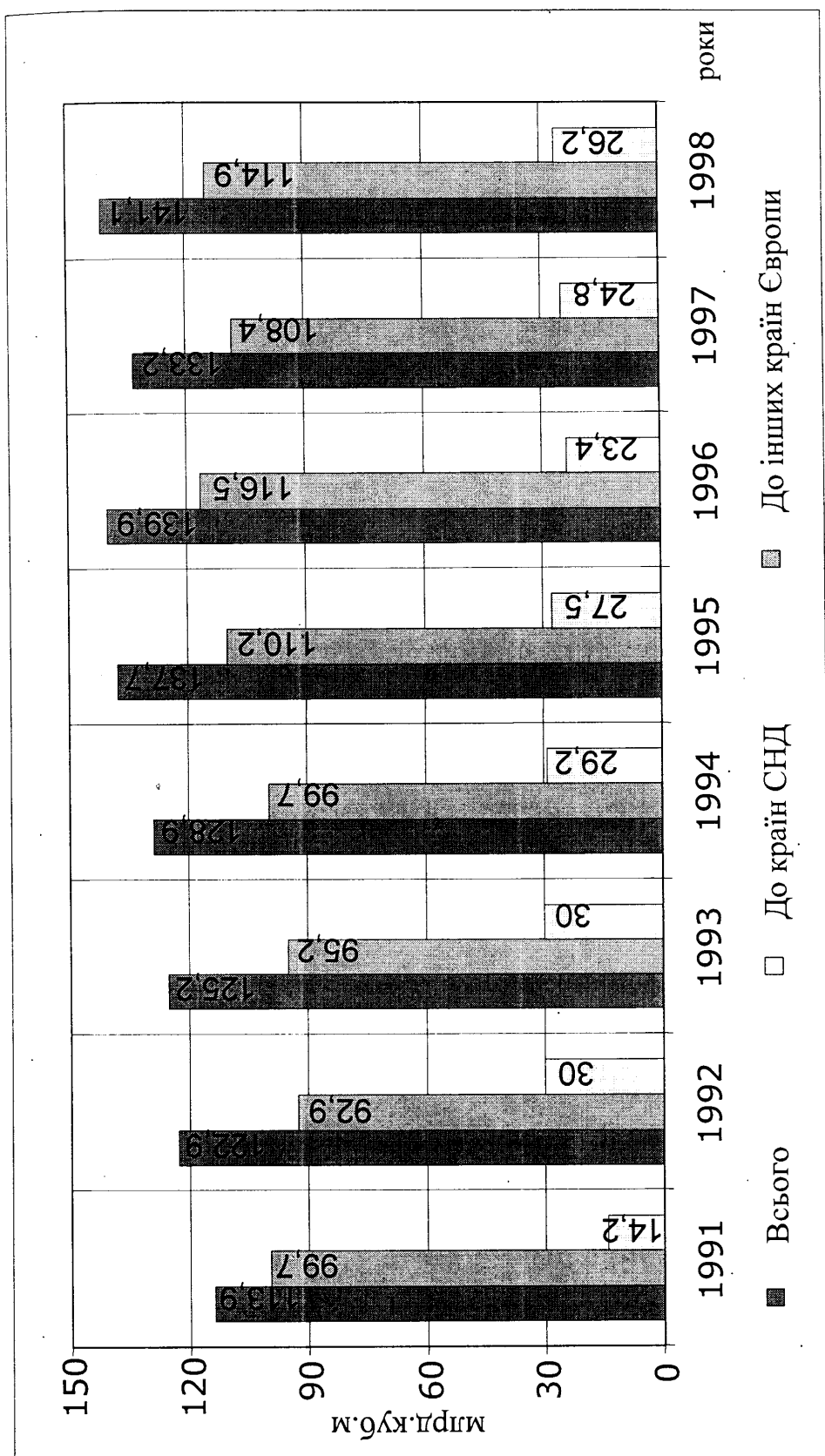


Рис.1.3 - Транзит російського газу

Західної Європи. Підземні сховища газу можуть бути розширені і реконструйовані на параметри, необхідні потенційним клієнтам.

Щоб зрозуміти величину і рівень проблем, які постали перед газотранспортною системою України, необхідно проаналізувати і хоч би в загальних рисах показати стан справ складових цієї системи, які самі по собі, по суті, також є великими складними і своєрідними галузями державної ваги.

За станом на 01.01.1999 року загальна протяжність великими складними і своєрідними галузями державної ваги ГТС ДК "Укртрансгазу" досягла 34,8 тис. км, у тому числі газопроводи-відводи - 12,5 тис. км (рис.1.4).

Проектна пропускна спроможність ГТС на вході в Україну складає 292 млрд. куб. м на рік (800 млн. куб. м на добу).

Загальна потужність компресорних станцій складає 5388 Мвт. Кількість газорозподільчих станцій (ГРС) складає 1337 одиниць, газовимірювальних станцій (ГВС) - 60 одиниць.

На об'єктах ГТС встановлено 4424 станцій катодного захисту, 103 установки дренажного захисту і 6819 установок протекторного захисту (рис.1.5).

В структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметру. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,61%, діаметром 1020-1220 мм - 23,6%; 720-820 мм - 14,85% (рис.1.6).

Разом з цим газотранспортна система має у своєму складі 58,11% газопроводів з терміном експлуатації від 15 до 50 років, 5,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк 33 роки, більше третини газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту і реконструкції газопроводів (рис.1.7).

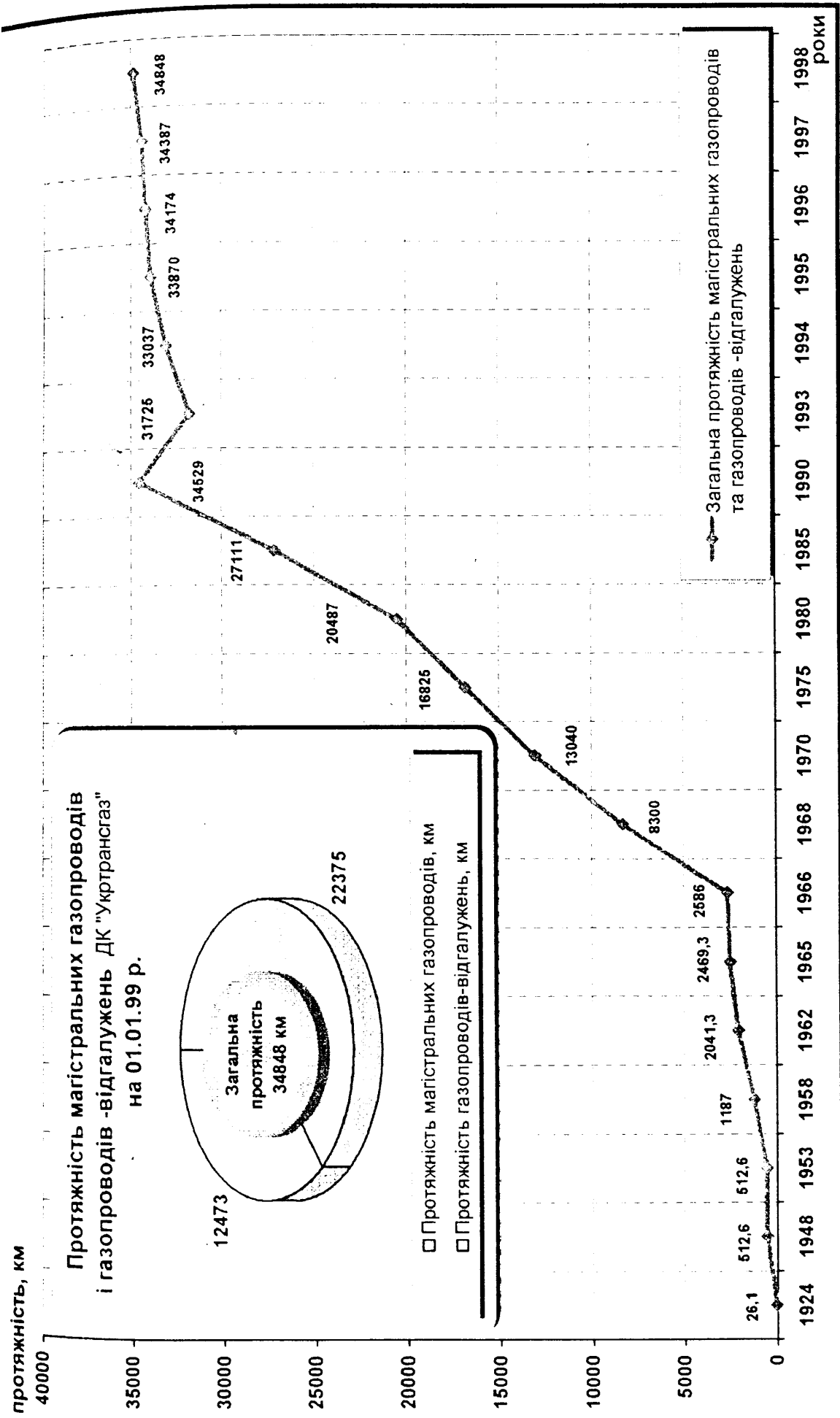


Рис. 1.4 - Динаміка протяжності магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" (з газопроводами-відгалуженнями)

Проектна пропускна здатність		
На вході	292 млрд.куб.м. (на рік)	800 млрд.куб.м. (на день)
На виході	170 млрд.куб.м. (на рік)	465 млрд.куб.м. (на день)
Довжина газопроводів	34848 км	
Потужність КС	5388 МВт	
Кількість ГРС та ГВС	1397	
Кількість СКЗ	4424	

Рис. 1.5. – Технічна характеристика

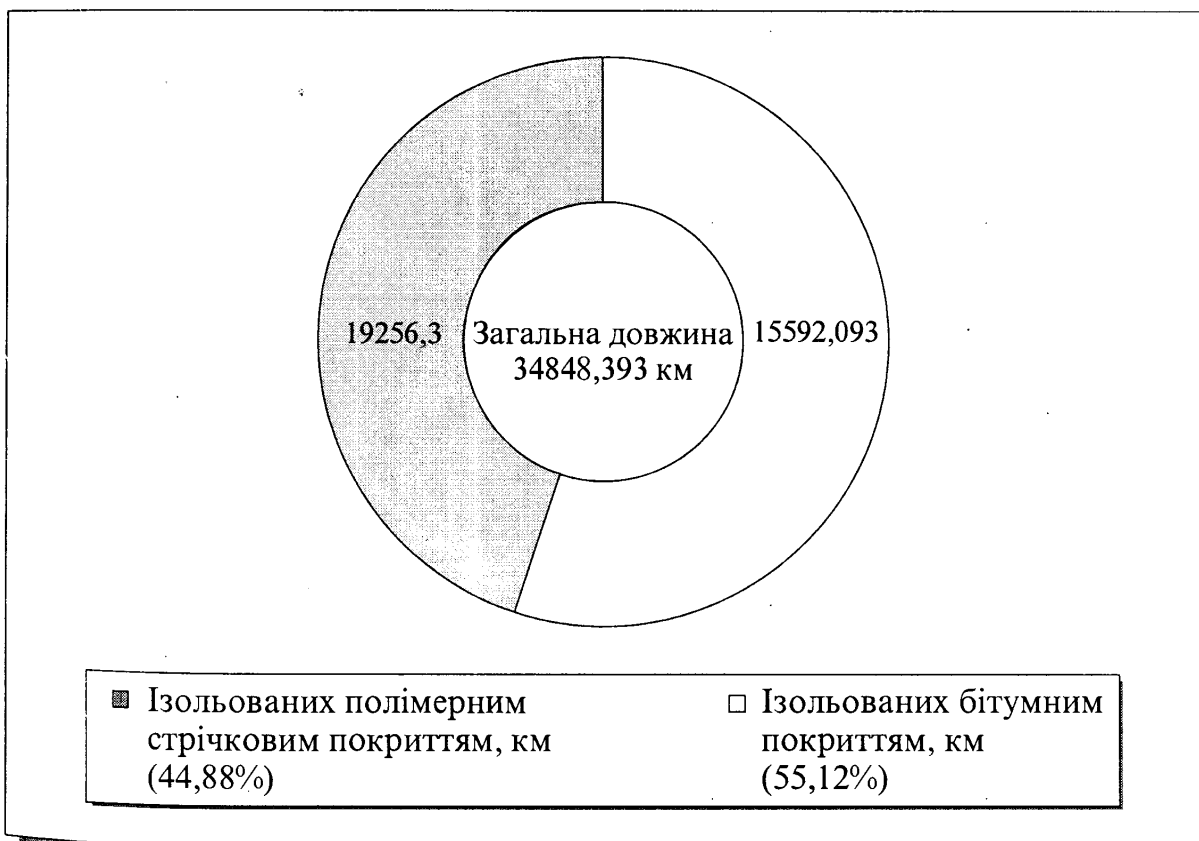
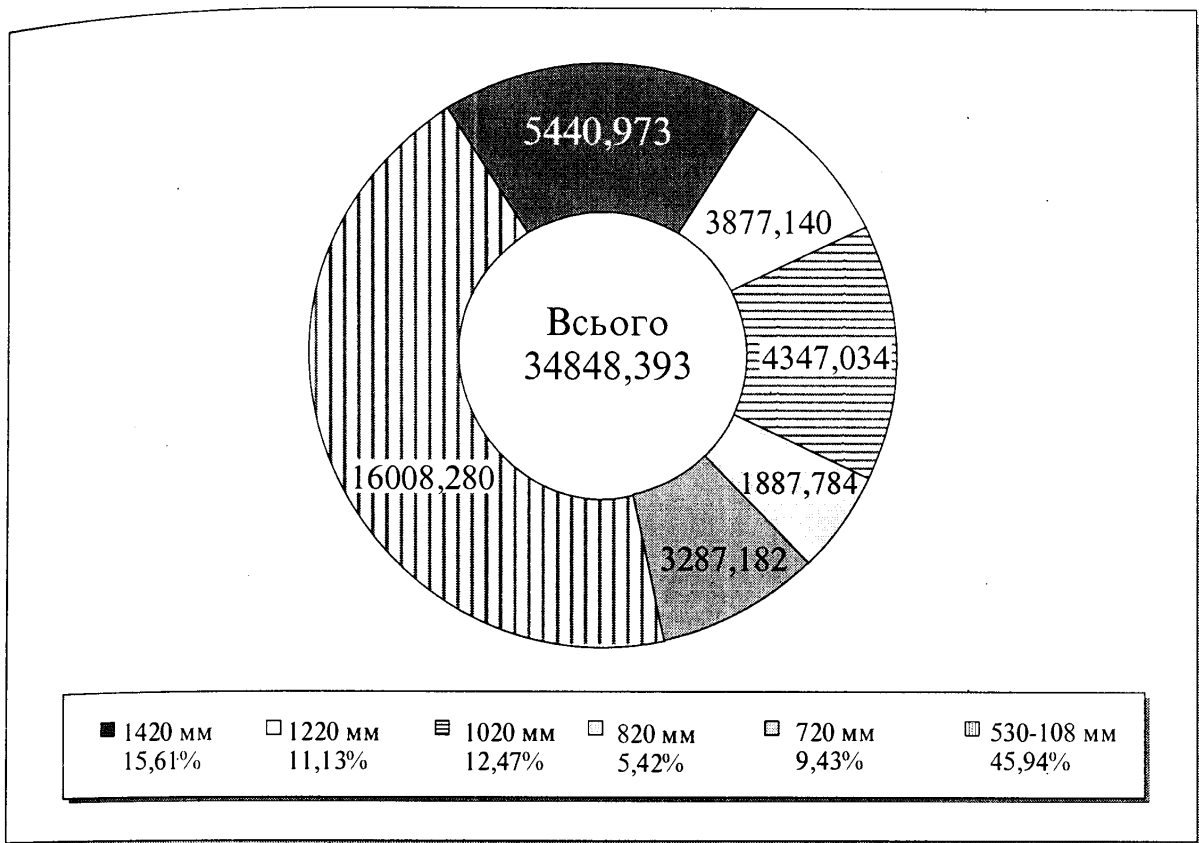


Рис.1.6 - Структура (а) та загальна довжина (б) магістральних газопроводів ДК “Укртрансгазу”

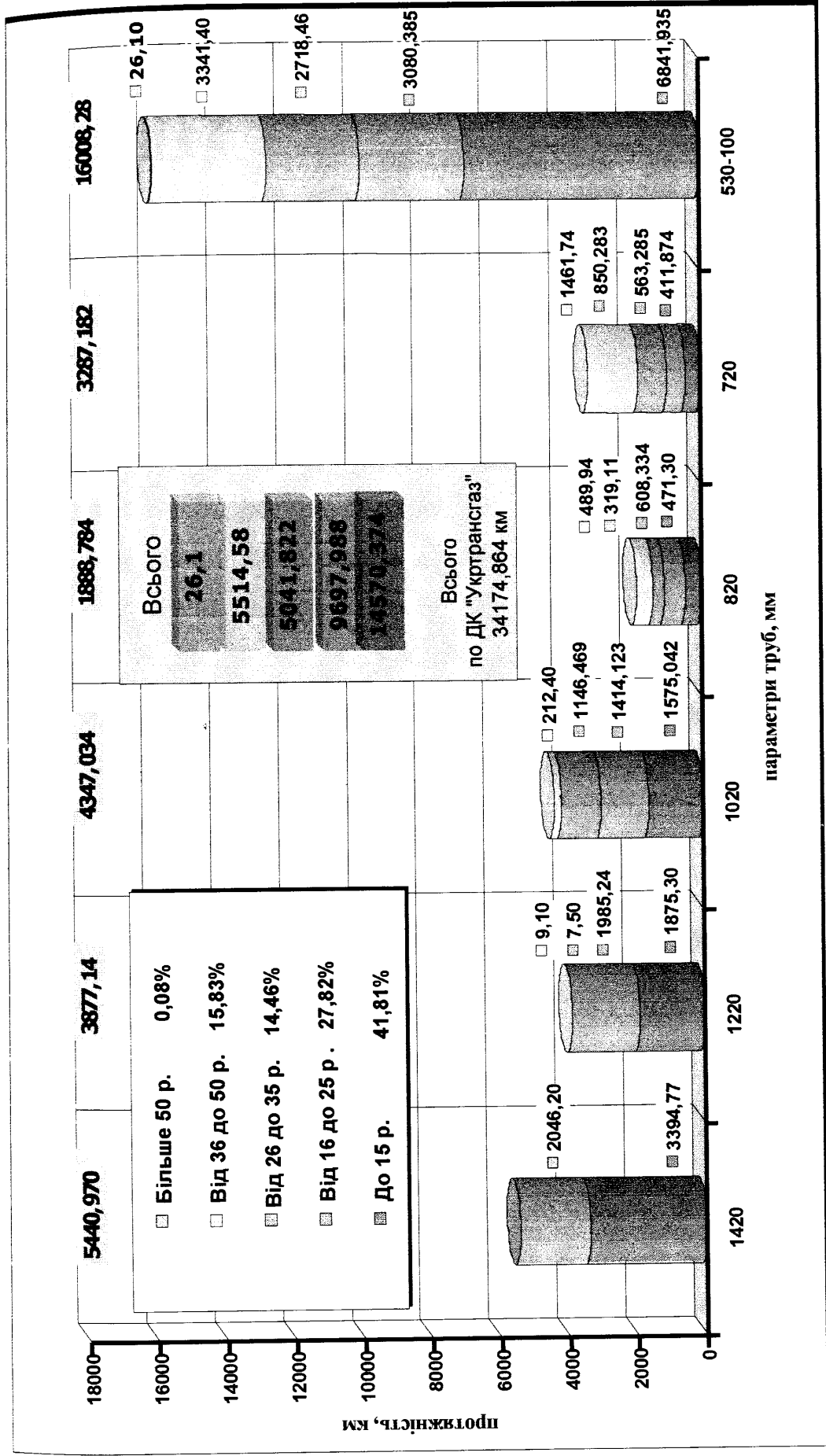


Рис. 1.7 - Термін експлуатації газопроводів відповідно по діаметрах і довжині

Сьогодні в експлуатації знаходиться 71 компресорних станцій (111 компресорний цех) з працюючими 708 газоперекачувальними агрегатами 20-ти типів, як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва, в тому числі 441 агрегатів з газотурбінним приводом, що складає 80% від загальної потужності, 171 - з електроприводом і 96 газомотокомпресорів. На магістральних газопроводах працює 60 компресорних станцій з газотурбінним приводом, 12 - на станціях підземного зберігання газу, три компресорні станції працюють як дожимні на виснажених газових родовищах, три - використовуються як спеціальні, що працюють в режимі "сайклінг-процесу" для більш глибокого видобутку газового конденсату.

Близько 20% парку газоперекачувальних агрегатів відпрацювали встановлений моторесурс, або близькі до того, і подальша їх експлуатація не забезпечує надійної та ефективної роботи (рис.1.8).

Експлуатація такого багаточисельного і різнотипного парку, у тому числі ряді випадків з низьким ККД, різним моторесурсом, чималим числом морально та фізично застарілих агрегатів, вимагає належного сервісного обслуговування, а також змушує вирішувати проблеми розробки і впровадження високоеко-економічних і більш екологічно чистих газоперекачувальних агрегатів.

В цій ситуації необхідно повинен вирішувати такі задачі:

- підтримка існуючого парку ГПА в робочому стані, що потребує регулярного постачання необхідних матеріалів і запчастин;
- техпереозброєння компресорних цехів з газотурбінним приводом.

Отже, як видно з викладеного, газотранспортна система України надзвичайно ускладнилася, в ній відбувся кількісний і якісний стрибок, як і з точки зору лавинного наростання проблем надійної і ефективної експлуатації газотранспортного обладнання.

Про рівень проблем, які необхідно вирішувати в області транспорту газу, свідчить те, що над їх вирішенням щорічно працює понад

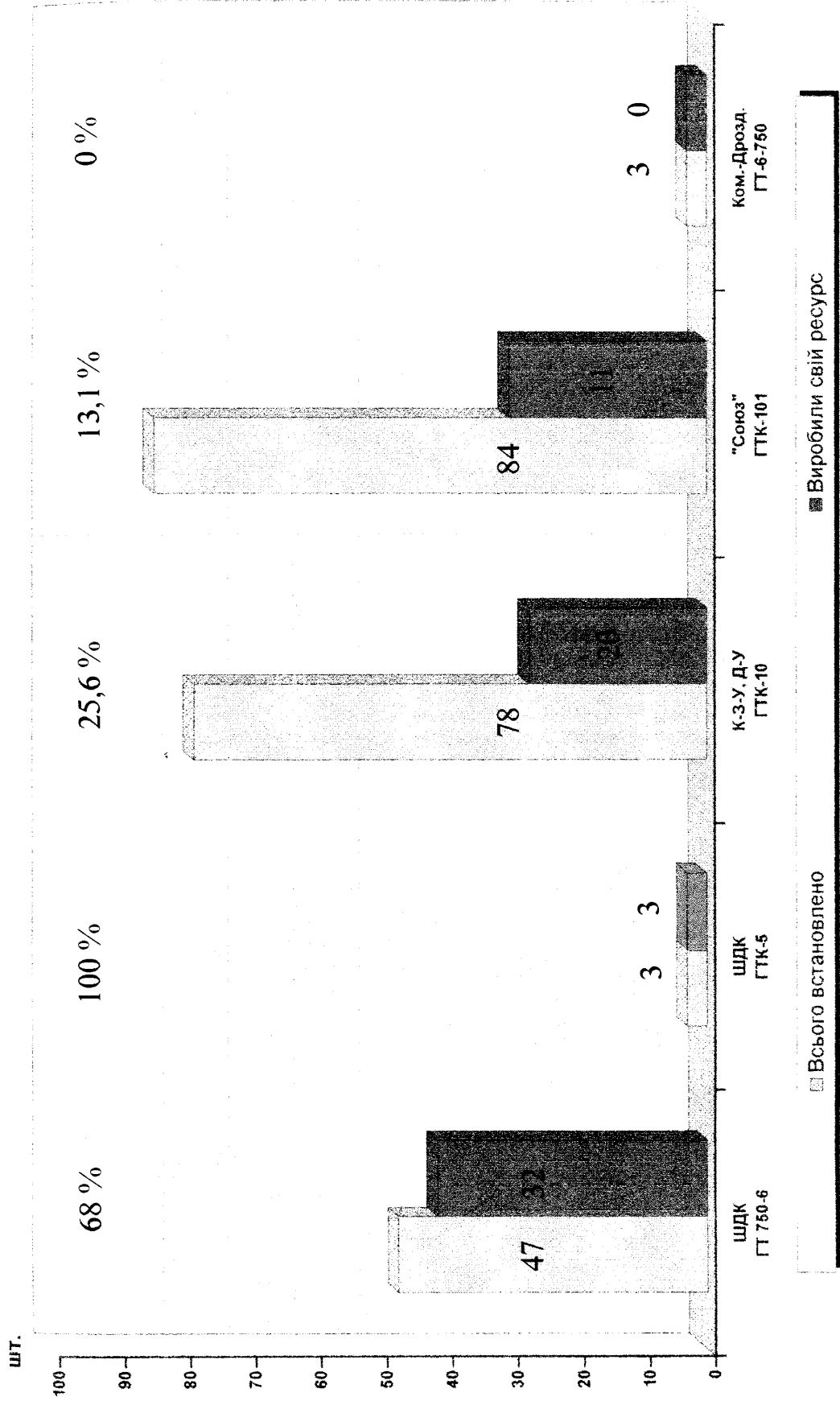


Рис.1.8 - Виробка ресурсу ГПА на основних газопроводах
(в % від встановленої кількості) станом на 1.01.1999 р.

30 академічних, галузевих науково-виробничих та інших підприємств, в тому числі колишнього військово-промислового комплексу, які виконують роботи по 170 договорах на створення науково-технічної продукції в обсязі майже 80 млн. гривень, що в загальному обсязі науково-дослідних робіт складає 89%.

Чільне місце тематика по проблемах надійної і ефективної роботи газо-транспортної системи України займає і в розроблюваній нині УкрНДІгазом “Програмі науково-технічного прогресу газової промисловості України до 2015 року”.

Неординарна ситуація, яка склалася, зажадала і неординарних рішень, нової філософії у підходах по вирішенню проблем газотранспортної системи.

Відповідні рішення були знайдені і сконцентровані в програмах реконструкції лінійної частини ГТС, газовимірювальних станцій та реконструкції компресорних станцій які, незважаючи на фінансові труднощі та економічні негаразди, не з таким темпом, як хотілося б, але все ж таки виконуються.

1.2. Організаційна структура систем технічної діагностики магістральних газопроводів

Першим етапом створення галузевої системи технічної діагностики є створення на правах філії діагностичного центру. Другим етапом буде перехід в 1998 -2000 р.р. до системи експлуатації і ремонту на основі технічного стану (рис.1.9).

В підрозділах створені служби технічного догляду за роботами по реконструкції, будівництву, ремонту і експлуатації газопроводів, оснащених сучасними приладами контролю і діагностики, як вітчизняного, так і імпортного виробництва.

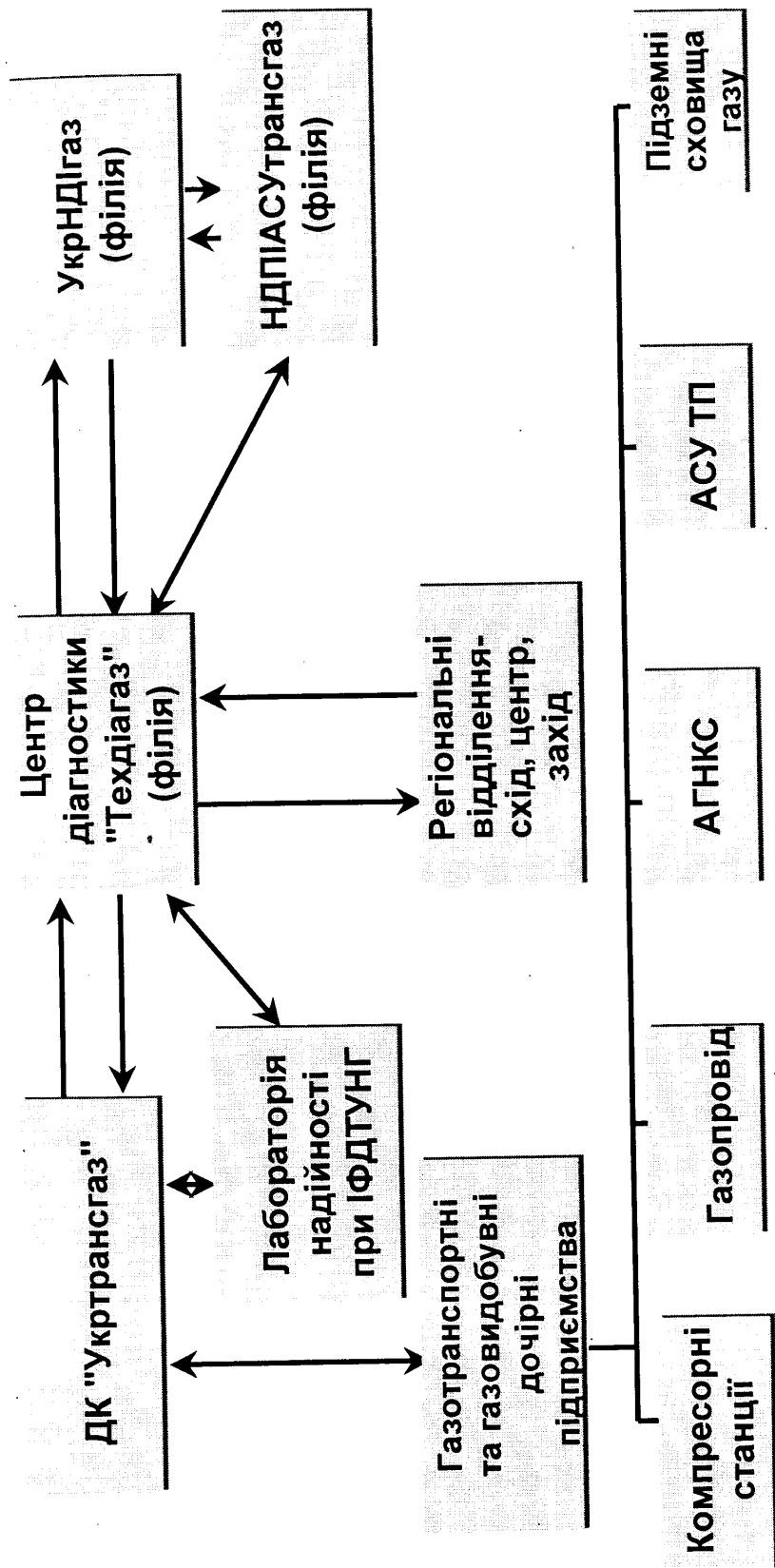


Рис. 1.9 - Організаційна структура системи технічної діагностики газової промисловості

Для проведення комплексного обстеження корозійного стану об'єктів газотранспортної системи в дочірніх підприємствах створені спеціалізовані лабораторії, які оснащені комп'ютерною технікою і сучасними приладами фірми "Dyналog Elektronik Ltd" типу C-SCAN 2000, що дозволяють з більшою точністю прогнозувати і визначити корозійний стан газопроводів.

Обстежено більше 702 км газопроводів. В 1999 році планується провести обстеження 300 км газопроводів.

Необхідно відмітити, що на підставі результатів інтенсивних замірів потенціалів, буде оптимізовано обстеження за допомогою інтелектуальних поршнів для зниження витрат на діагностику.

Гарантія безвідказної роботи газопроводів може бути забезпечена тільки при наявності чіткої картини про несучу здатність магістрального трубопроводу, яка базується на інформації про його фактичний стан, отримані сучасними методами діагностичного обстеження.

Після розпаду СРСР в Україні залишилась розрізнена система діагностичних підприємств Оргенергогазу і організувалося багато організацій з мінімальними підприємницькими можливостями, повною відсутністю відповідальності за прийняті рішення, але, однак, з претензіями на лідерство у питаннях діагностики по всій території України або в окремих її регіонах. Аналіз роботи і якість діагностичних обстежень цими виконавцями підштовхнули до організації всієї структури Науково-виробничого центру технічної діагностики, який повинен проаналізувати весь технічний і науковий потенціал українських діагностичних підприємств, досвід зарубіжних фірм, зокрема ДАТ "Оргенергогаз", і здійснити оптимальну, високоефективну структуру діагностичної служби, яка змогла б в короткий термін з найменшими витратами виконувати задачі реконструкції і технічного переозброєння газотранспортної системи.

В даний момент ведуться переговори з представниками “Газ де Франс”, “Рургаз” по обміну досвідом в оцінці технічного стану газопроводів і залишкового ресурсу їх експлуатації, а також про допомогу в організації і осна-щенні лабораторій вище згадуваного Центру. Так, “Рургаз” передав чотирикомплекти пристроїв для лабораторій електрохімзахисту, “Газ де Франс” в 1997 р. спільно з АО “Укртрансгаз” провів комплексні обстеження декількох Укртрансгаз участків трубопроводів по визначенню їх технічного стану і розробці рекомендацій по їх подальшій експлуатації. В 1996-1998 роки німецька фірма “Розен” провела діагностичне обстеження внутрішнього стану 1991 км труби на газопроводах КЗУ-1, ДУД-11, Елець-Кременчук-Кривий Ріг, Івашевичі-Долина, Новопсков-Аксай-Моздок, Новопсков-Шебелинка, ШДО-ШДКРІ.

Однак із об’єму інформації, що є в наявності впливає, що в структурі діагностичного центру необхідно розвивати такі напрямлення:

- захист споруд від корозії;
- визначення залишкового ресурсу обладнання і можливості його продовження;
- підтримання якісного робочого стану обладнання і дотримання терміну служби транспортної системи;
- забезпечення спеціалістів регіонів технічними засобами експертизи і контролю;
- діагностика і оновлення компресорних станцій і АГНКС;
- екологія і енергозбереження;
- засоби обліку і контролю енергоспоживання.

Розвиток даних напрямків необхідно проводити поступово, враховуючи досвід Росії в частині організації багатоярусної структури діагностичних служб, а саме - головного діагностичного центру в Києві, регіональних дільниць в Харкові, Одесі та Івано-Франківську з наявністю

надійних прямих і зворотніх зв'язків, які дозволяють передавати вихідну і оброблену інформацію для створення і оновлення бази даних про технічний стан обладнання і трубопроводів.

При цьому необхідно в обов'язковому порядку застосовувати комбіновані способи діагностування, а саме, поєднання при дослідженні газопроводів магнітних снарядів-дефектоскопів та електрометричних вимірювань, оскільки ці методи контролю при спільному застосуванні взаємодоповнюють і уточнюють один одного, підвищуючи таким чином достовірність отриманої інформації в результаті контролю. Необхідно проводити поглиблене випробовування труб з штучними і природними дефектами з метою прогнозування поведінки трубопроводів в процесі експлуатації в умовах різних температурних і технологічних режимів. За результатами вищеуказаних досліджень слід розробити рекомендації, які б дозволили на основі даних про параметри технічного стану газопроводу отримати картину про його несучу здатність і визначити види і терміни проведення ремонтно-відновлювальних робіт.

Важливе місце в системі діагностики технічного стану газотранспортної системи України відводиться паспортизації.

У 1997 році розпочалось впровадження 3-х рівневої системи паспортизації, архівізації, обліку, контролю і аналізу технічного стану і надійності об'єктів ГТС (рис.1.10 ÷ 1.11).

В цей час проводиться паспортизація ділянки газопроводу ДУГ-П угорськими спеціалістами на базі єдиного програмного комплексу, розробленого на потужній базі даних "ORACLE GIS" (система управління базами даних).

Програма, яку розроблено спеціалістами США і Угорщини, в цей час функціонує на ГТС Угорщини.

Система накопичує і зберігає дані діагностики і паспортні дані системи газопроводів, а також дозволяє здійснювати оперативну обробку

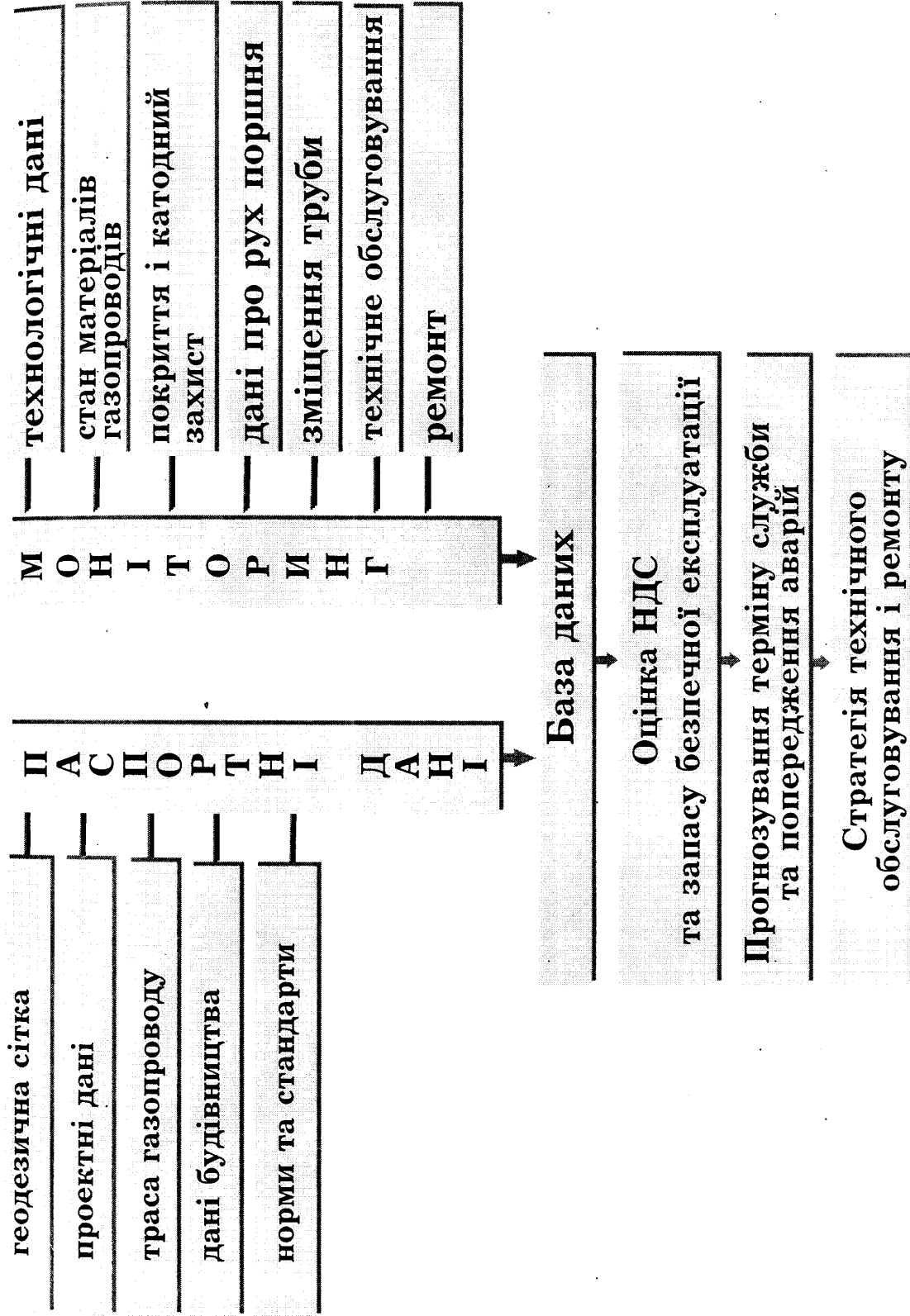


Рис. 1.10 - Схема паспортизації магістрального газопроводу

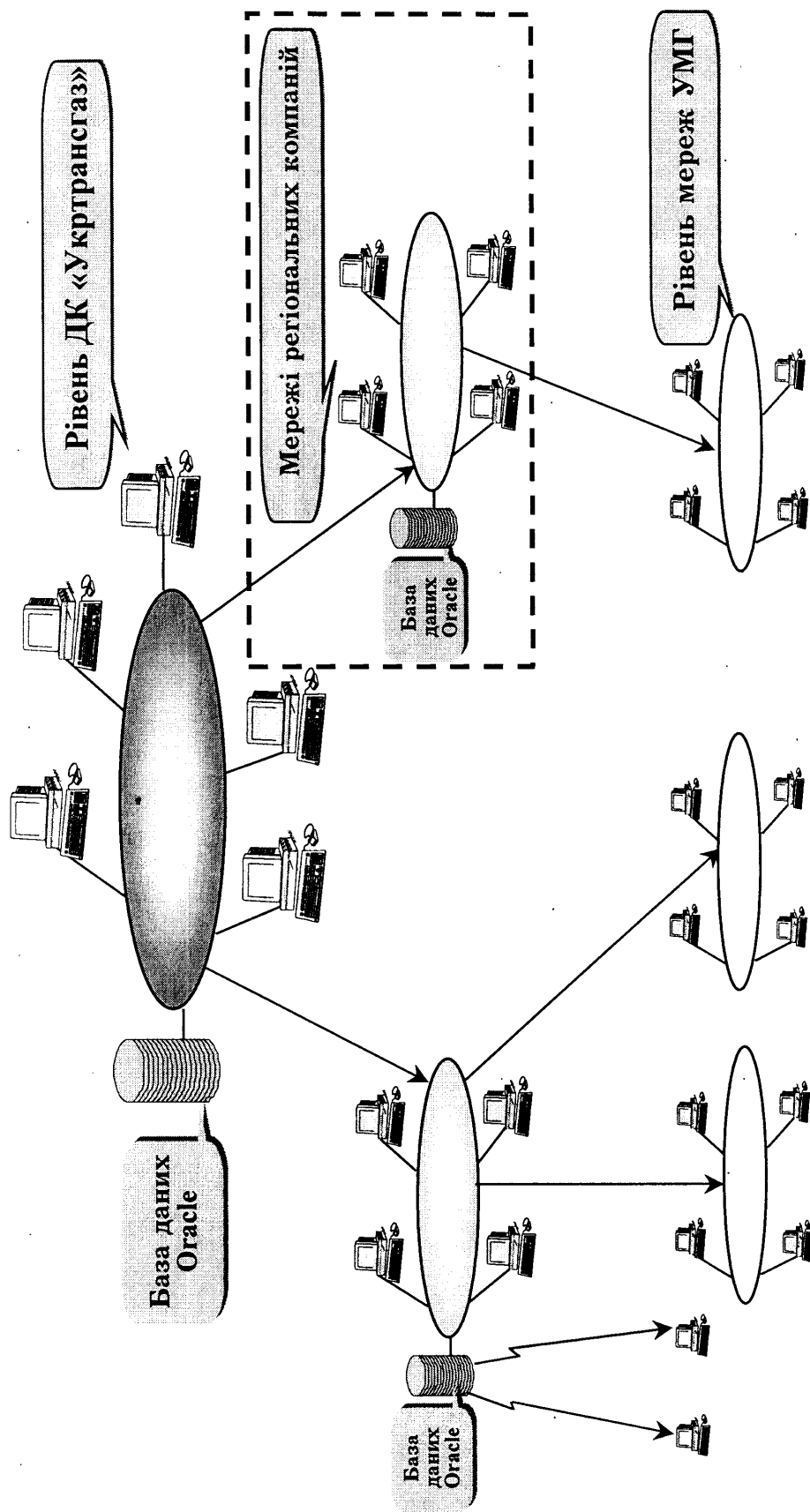


Рис. 1.11 - Паспортизація магістральних газопроводів
ДК «Укртрансгаз»

інформації з метою комплексної оцінки технічного стану і розробки стратегії обслуговування і ремонту (рис.1.12).

На кожному із об'єктів управління буде функціонувати своя база даних, яка має інформацію про стан газопроводів, технологічного обладнання і загальні дані конкретного підприємства.

На основі даних зовнішньої і внутрішньої діагностики розроблено план капітального ремонту на період 1996-2000 р.р. (рис.1.13), який дозволяє планувати роботи в залежності від коштів.

В цей час потреба в оновленні лінійної частини складає 500 км на рік.

До 2000 року планується ремонт і заміна 1470 км трубопроводів та заміна ізоляції на 1665 км.

Для виконання згаданих об'ємів робіт АТ Укртрансгаз модернізує ремонтну базу.

Крім того, питання ремонту газопроводів ускладнюється ще й тим, що 15 тис. км газопроводів мають малонадійне ізоляційне покриття-полімерні стрічкові матеріали.

Для своєчасної заміни пошкодженого покриття закуплено комплекс ефективною техніки для зняття старої і нанесення нової ізоляції (США, фірма CRC-EVANS). Для ефективною гідроструминної очистки старого ізоляційного покриття в окремих невеликих місцях пошкодження закуплено мобільний агрегат "Екомастер".

Водночас на наше замовлення в 1997 році фірмою "Нафтобудізоляція" виготовлений і пройшов стендові іспити комплекс обладнання КРТ-71 для ремонту та діагностики газопроводів Ду 700-800 мм. Комплекс КРТ-71 забезпечує гідроочистку від старої ізоляції, проведення діагностики кільцевих і подовжніх зварювальних швів, корозійного стану стінок трубопроводів, абразивноструминну очистку поверхні трубопроводів і нанесення двохкомпонентного поліуретанового

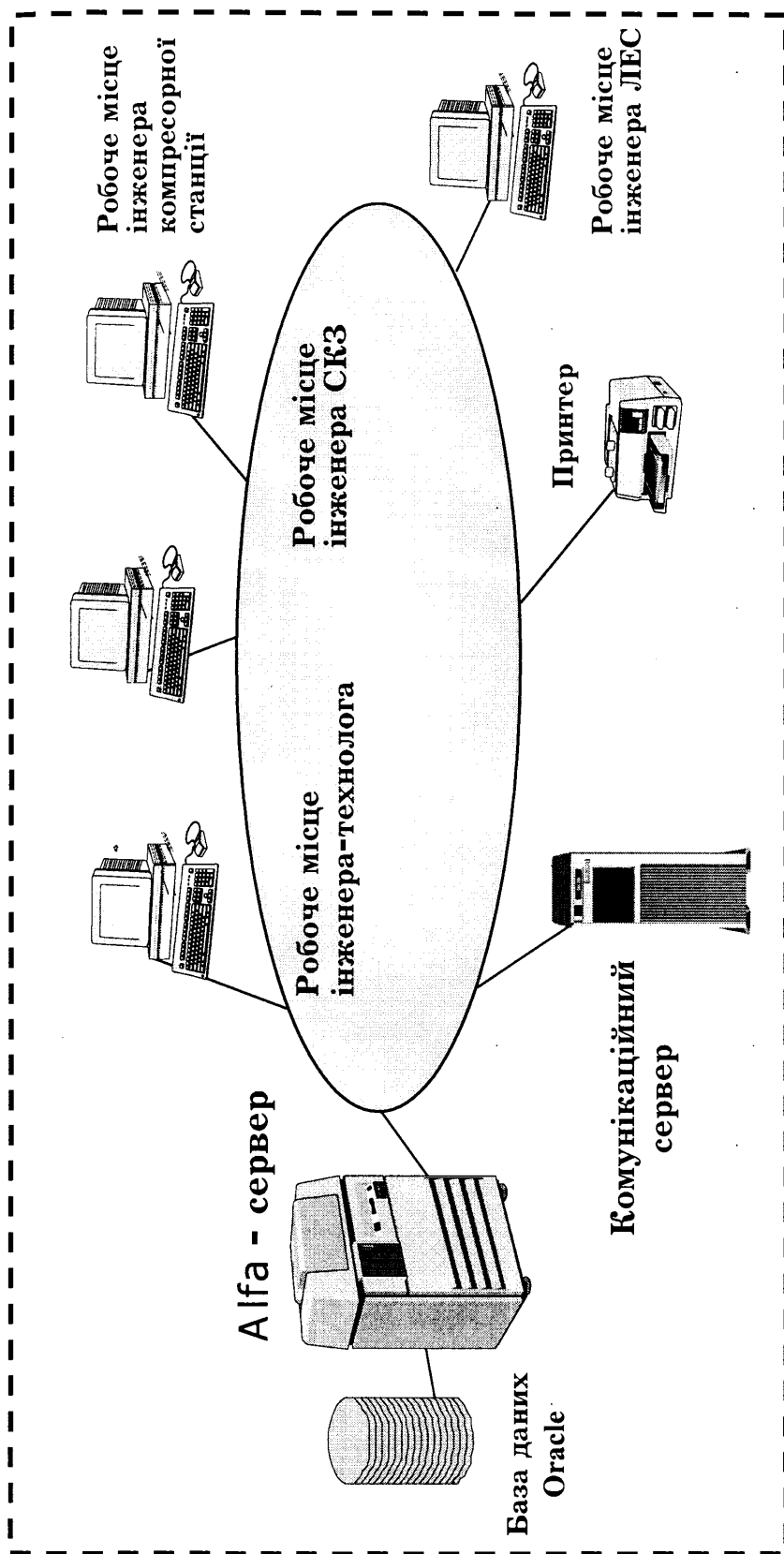


Рис. 1.12 - Локальна база даних

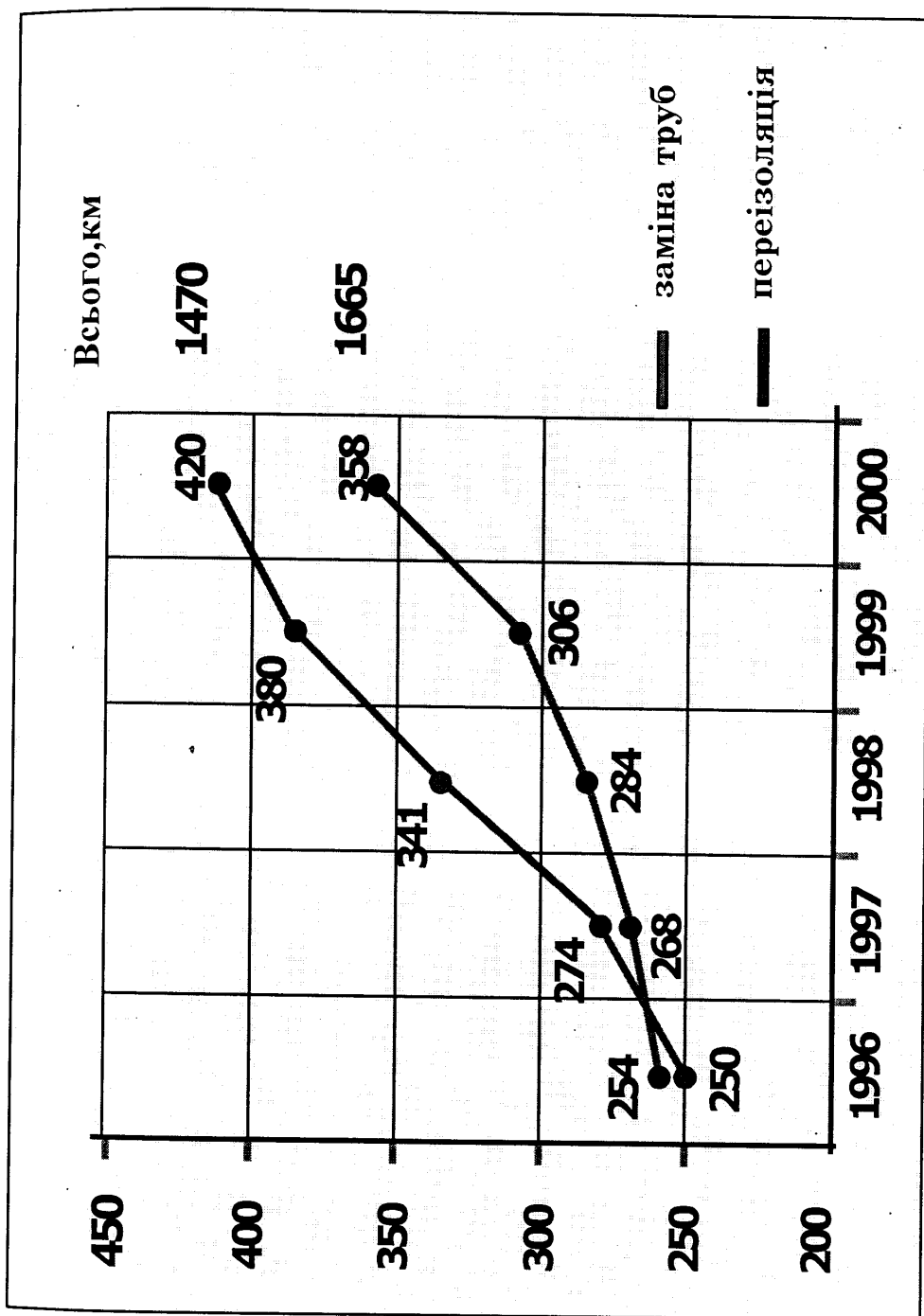


Рис.1.13 - Перспективний план капітального ремонту

ізоляційного покриття. Даний комплекс може використовуватися в складі колони для капітального ремонту трубопроводу.

Для проведення земляних робіт розроблено обладнання підкопуючих машин фірми “Ротор” для діаметрів Ду 500-800 і Ду 1000-1200 мм.

З метою зниження техногенного впливу ГТС на навколишнє середовище вперше в практиці газової промисловості розроблено і впроваджуються цілий ряд піонерних розробок. Основні з них такі:

- підключення відводів до діючих газопроводів без випуску газу в атмосферу;
- підключення із застосуванням епоксидного герметика (розробка УкрНДІгаз);
- підключення із застосуванням гніздового гумового ущільнення;
- підключення із застосуванням енергії вибуху (розробка ІЕЗ ім.Патона);

Розроблена технологія ручного електрозварювання під тиском до 7,5 МПа (ІЕЗ ім. Патона). Випробування були здійснені у вересні 1997 року.

Технологія підключення відводів фірми “Вільямсон” знаходиться в процесі сертифікації.

Починаючи з 1991 року, використовується власна комп’ютерна система екологічного моніторингу на КС.

На наше замовлення розроблено новий одорант (кротоновий альдегід), який використовується на ГРС для одоризації природного газу і є більш безпечним порівняно з традиційним одорантом.

Здійснюються підготовчі роботи по реконструкції технологічної лінії на заводі “Хімреактив” в м. Черкаси.

Розроблена і впроваджена технологія ліквідації витоків газу через фланцеві з’єднання корпусів кранів “Ніко-Грове” Ду 1000-1400 мм, а також за рахунок з’ємних свічних заглушок.

Одним з головних напрямків зниження шкідливих викидів є заміна парку застарілих імпортованих газових турбін турбінами вітчизняного виробництва авіаційного і судового типу з низьким викидом CO₂.

В найближчі роки в Україні заплановано будівництво ряду об'єктів газотранспортної системи, які дозволяють підвищити транзитну можливість системи, частина з них вже розпочата будівництвом.

Найбільш значними з них є наступні:

- газопровід Ананьєв-Ізмаїл (2-а нитка), діаметр 1400 мм, довжина 380 км, продуктивністю 18 млрд. куб. м на рік;

- компресорні станції Тарутино і Ананьєв (потужністю по 50 Мвт кожна);

- газопровід-перемичка Тальноє-Ананьєв, діаметр 1400 мм, довжина 190 км, продуктивність біля 15 млрд. куб. м на рік;

- газопровід Хуст-Сату Маре (Румунія), діаметр 700 мм, довжина 35 км, продуктивність від 4 до 10 млрд. куб. м на рік;

- 4 компресорні станції на газопроводі Торжок-Долина.

Будівництво 4 компресорних станцій на газопроводі Торжок-Долина збільшить можливість прийому газу з Росії через Білорусію від 11 млрд. куб. м за рік до 29 млрд. куб. м за рік у 2010 році.

Введення в експлуатацію газопроводів і компресорних станцій на південному напрямку надасть можливість підвищити подачу газу до Балканських країн і Туреччини з 223 млрд. куб. м за рік в цей час до 38 млрд. куб. м за рік у 2000 році.

Будівництво газопроводу Хуст-Сату Маре дозволить транспортувати газ до північних районів Румунії, а в перспективі і в інші країни Центральної Європи від 4 до 10 млрд. куб. м на рік.

В цілому всі згадані проекти дадуть можливість суттєво збільшити транзитну потужність газотранспортної системи Укртрансгазу до країн Західної і Центральної Європи і довести її до 160 млрд. куб. м.

Необхідно відмітити, що на відміну від проектів газопроводів Ямал-Європа, Росія-Туреччина (через Кавказ і через Чорне море), які потребують вкладення колосальних інвестицій, проекти розширення існуючих газотранспортних систем, таких як ГТС України, з її величезним технічним потенціалом, розвинутою інфраструктурою, не потребують великих капіталовкладень і являються економічно дуже вигідними.

Багаторічний досвід підтверджує надійність роботи газотранспортної системи по забезпеченню транзиту російського газу через територію України в інші європейські країни. Ми і надалі готові до плідної співпраці в області поширення транзитних поставок і підземного зберігання газу.

В перспективі подальший розвиток газотранспортної системи буде визначатися трьома факторами: об'ємами транзитних поставок газу із інших країн через територію України в європейські країни, структурою і об'ємами газоспоживання України і збільшенням видобутку газу власних родовищ.

1.3 Характеристика методів капітального ремонту магістральних трубопроводів

Задача підвищення технічного рівня магістральних трубопроводів нерозривно зв'язана з удосконаленням технології та організації їх обслуговування і ремонту.

Не дивлячись на покращення якості будівництва трубопроводів, удосконалення системи контролю за їх станом та системи протикорозійного захисту, а також збільшення об'ємів профілактичного і капітального ремонту, безаварійна експлуатація магістральних трубопроводів неможлива.

Як показують статистичні дані, загальне число аварій магістральних трубопроводів за останнє десятиліття зменшилося, в той же час вони стали більш руйнівними. Аварії на газопроводах супроводжуються значними

руйнуваннями та викидами великої кількості перекачаного продукту в атмосферу. Це наслідок специфічних особливостей теперішнього періоду розвитку газотранспортної системи, характерною особливістю якої є великий діаметр газопроводів, що експлуатуються, та зростання внутрішнього тиску в них.

Крім екологічної шкоди [] та значних затрат на відновлення біогеоценозу, руйнування газопроводів мають суттєвий вплив на технологію та темпи аварійно-відновлювальних робіт.

Одним із найбільш тривалих і трудомістких видів ремонту лінійної частини магістральних газопроводів є ремонт із заміною пошкодженої ділянки, коли проводиться перекачка газу. Необхідність проведення такого ремонту виникає не тільки у випадку аварій, але і при її загрозі.

Аналіз технологічних прийомів ремонту трубопроводів в нашій країні і за границею дозволяє виділити два перспективних методи: ремонт без зупинки перекачки газу і ремонт з відключенням ділянки газопроводу, що ремонтується, від основної нитки.

Ремонт без зупинки перекачки, або з частковим її обмеженням - найбільш ефективний вид ремонту, при якому збитки зводяться до мінімуму. Однак цей вид ремонту передбачає наявність високорозвиненої технічної бази, яка дозволяє точно діагностувати стан трубопроводу, перекривати його в необхідному місці і споруджувати паралельно обвідні лінії, по яких повинна здійснюватися перекачка, доки ремонтується ділянка основного трубопроводу.

Аналіз технічної літератури по питаннях технології ремонту без зупинки перекачування дозволяє виділити два основні варіанти.

Перший варіант передбачає таку послідовність операцій:

- уточнення координати ділянки трубопроводу, що ремонтується;
- прокладання паралельного трубопроводу;

- врізання в трубопровід відводів з засувками перед ділянкою, що ремонтується і після неї;

- установка перекриваючих пристроїв, що монтуються зсередини, або із зовні трубопроводу;

- під'єднання паралельного трубопроводу до відводів;

- відкривання засувок відводів і перекривання порожнини основної нитки в двох точках;

- ремонт локалізованої ділянки.

За другим варіантом технології ремонту послідовність операцій інша:

- уточнюються координати ділянки, що підлягає ремонту;

- встановлюється на трубопроводі стопорна арматура;

- підвід по трубопроводу і монтаж зсередини перекриваючих пристроїв, що мають канали для перегону перекачуваного продукту;

- перекривання порожнини трубопроводу по кільцевому перерізі;

- ремонт локалізованої секції.

Важливою умовою успішної реалізації цих варіантів технології є розробка надійних перекриваючих пристроїв, які дозволили б перекрити трубопровід в потрібному перерізі за відносно короткий проміжок часу і витримували б високі тиски, не менше ніж тиск перекачки в обидві сторони.

Вибір методу ремонту магістральних трубопроводів в значній мірі залежить від типу виявлених дефектів на трубопроводі на основі класифікації дефектів і причин, що їх викликають, Американською газовою асоціацією розроблені рекомендації для вибору того чи іншого способу ремонту []. Запропоновані критерії оцінки зварювально-відновлювальних робіт доцільно застосовувати для ремонту трубопроводів, придатних до експлуатації при фактичному рівні міцності, що становить 40% або більше паспортної мінімальної межі текучості. Для

трубопроводів з рівнем міцності менше 40% паспортної мінімальної межі міцності вони можуть бути не обґрунтовано жорсткими.

Рекомендації по методу ремонту в залежності від типу дефектів наступні.

1. Незначне пошкодження стінки труби. Для укріплення ослабленої стінки труби і запобігання її випучування під дією внутрішнього тиску концентрично з несучою трубою установлюють хомут. Бокові кромки його не приварюють до стінок труби, тому приймати на себе внутрішній тиск він не може, а, значить, непридатний для ремонту стінки з витоком продукту.

Застосовують два типи таких хомутів: без наповнювача і з наповнювачем.

2. Пошкодження стінки трубопроводу з витокм продукту. Застосовують герметичний підсилюючий бандаж, який встановлюється концентрично з несучою трубою. Бокові кромки хомута приварюються до стінки труби, тому він витримує внутрішній тиск. Розрізняють два види таких хомутів: з наповнювачем і без наповнювачів.

3. На стінці трубопроводу явні поверхневі дефекти від корозії. Такі дефекти усуваються повністю наплавленням металу. Вимоги недопустимості прокалу металу задовільняються підбором наплавлюючого металу, допустимого границею залишкової товщини стінки, температурою зварювання, застосуванням безводневого електроду. Порізи на трубi або у вм'ятинах не рекомендується наплавляти металом із-за можливості існування скритих тріщин. Крім того, якщо зварювальний метал не володіє достатньою пластичністю, він не може протистояти значним напруженням, що виникають при розширенні вм'ятини.

4. Наскрізний дефект. Трубопровiд перекривається і очищується; пошкоджена ділянка вирізається і замінюється запасною трубою. Такий спiсiб в ряді випадків може бути економічно нерентабельним із-за

неминучих втрат транспортованого продукту і зупинки експлуатації трубопроводу. Вирізання дефектної ділянки необхідне в тому випадку, коли існують дефекти внутрішньої поверхні або скриті пошкодження, які трудно виявити або неможливо достатньо точно визначити розміри пошкодження.

Ремонтні роботи на трубопроводах повинні бути організовані таким чином, щоб максимально використати комплексну механізацію виконання окремих видів робіт при мінімальних затратах часу і високій якості ремонту. Тому в останні роки актуальною задачею є розробка і впровадження єдиної методики поточного виконання капітального ремонту лінійної частини магістральних трубопроводів на основі дослідження взаємозв'язку і встановлення закономірних залежностей між основними виробничими процесами, методами і засобами їх здійснення із врахуванням природно-кліматичних умов.

Основні принципи організації ремонтних робіт при капітальному ремонті лінійної частини магістрального трубопроводу є поточність; кожний процес при капітальному ремонті трубопроводу повинен бути оптимізований по часу; між окремими процесами повинні бути встановлені значення зближень; оптимальний розподіл ресурсів по ділянках. При організації ремонту магістральних трубопроводів завжди потрібно враховувати непостійність умов виконання ремонту для кожного окремого трубопроводу.

При організації капітального ремонту лінійної частини магістрального трубопроводу поточним методом необхідно дотримуватися наступних умов:

виробничі підрозділи повинні бути технологічно і організаційно зв'язані однією спільною задачею - комплексним виконанням всіх видів робіт по капітальному ремонті у встановлені терміни;

всі види робіт в кожному потоці повинні виконуватись одночасно;

розрив між закінченням попередньої і початком наступної операції повинен бути мінімально допустимим;

спеціалізація - найбільш ефективно використання техніки і робочої сили, яке полягає в тому, що кожна пересувна механізована колона, бригада, кожна ланка і окремі робочий виконують цілком визначений вид робіт. При цьому оптимізація виробничих процесів в часі, що є основним посиленням поточного виробництва, може бути визначена як технічно і технологічно обгрунтоване встановлення тривалості робіт ремонтно-будівельних машин і механізмів, встановлення затрат робочого часу на виконання окремих видів робіт і окремих операцій при постійно змінюваних умовах ремонту.

Спеціалісти фірми Caterpillar Fractors (США) провели статистичний аналіз даних причин простоїв при виконанні ремонтних робіт на ряді трубопроводів.

Встановлено такі основні причини простоїв (в %): відсутність площадок, підготовлених до роботи машин - 18; технічна невідповідність машин до виконання відповідних робіт - 18; наладка і перевірка машин і механізмів - 26; нехватка в штабі фірми, що виконує ремонтні роботи, кваліфікованих спеціалістів в тій чи іншій області робіт - 17; несвоєчасне прибуття до місця робіт механізмів, машиністів та інших необхідних спеціалістів - 11; недостатня підготовка матеріалів, деталей і інструменту - 6.

Багаторічний досвід експлуатації трубопроводів у США, Канаді, Японії, Великобританії, Франції дозволив організувати чітке обслуговування і ремонт лінійної частини. Існують дві відмінні системи по технічному обслуговуванню трубопроводів: ремонт всіх об'єктів трубопроводів власними силами компаній; обслуговування силами інших фірм і компаній по заключеному контракту. В даний час число аварій на магістральних трубопроводах США і Західної Європи зведено до мінімуму

завдяки підвищенню вимог до проектування, будівництва і експлуатації трубопроводів, профілактичному обстеженню лінійної частини і обладнання, а також проведенню міроприємств по попередженню втручання організацій, зайнятих на земляних і будівельних роботах поблизу трубопроводів. Впроваджена технологія централізованого технічного обслуговування і об'єктів нафтопроводів. На централізованих базах технічного обслуговування знаходяться виїзні ремонтні бригади, ремонтні майстерні, оснащені високопродуктивними станками і сучасним діагностичним обладнанням. Виїзні ремонтні бригади мають в своєму розпорядженні мобільні транспортні засоби, радіотелефонний диспетчерський зв'язок та спеціальне обладнання. Виїзні ремонтні бригади діляться на великі і малі. Великі бригади виконують капітальний ремонт, заміну діючих і будівництво нових трубопроводів. Малі бригади займаються систематичним оглядом, технічним обслуговуванням і профілактичним ремонтом лінійної частини і спорудженням трубопроводів. Центральні бази технічного обслуговування широко використовують електронно-обчислювальну техніку.

В останні роки зарубіжні фірми стали широко користуватися методами ремонту трубопроводів без заміни пошкодженої ділянки. З цією метою використовуються пластмасові гнучкі оболонки, які протягують всередину трубопроводу, або еластичні пояси, що накладаються зверху пошкодженої ділянки. Відремонтований таким чином трубопровід може мати згини з радіусом, рівним 50 діаметрам трубопроводу. Труби, покриті поліетиленовими оболонками, працюють під тиском до 21 МПа, а розрахунковий тиск оболонки - 1,4 МПа.

Компанією Cincinnati Gas and Electric Co проведено дослідження з метою виявлення економічності двох способів ремонту: з відновленням стінки труби на ділянці ремонту або повною заміною труби. Дослідження показали [], що в обидвох випадках термін служби трубопроводів

практично однаковий. Максимальна вартість заміни ділянки довжиною 642 м діаметром 406 мм з товщиною стінки 7,9 мм після 30 років експлуатації складає 33\$ США за 1м. Вартість ремонту (методом точкового зварювання) визначалася за рівнянням:

$$C = 0,24t \pm 5,98 \quad (1.1)$$

де t - час проведення точкового зварювання на 1 фут труби (1 фут = 0,305 м);

Для підрахування різниці в витратах на ремонт і заміну ділянки трубопроводу застосовувалося рівняння:

$$D = yL (R - S - C) \quad (1.2)$$

де D - різниця у витратах на ремонт і заміну пошкодженої ділянки; y - відрізок труби, що придатна до ремонту; L - загальна довжина ділянки трубопроводу, що ремонтується; R - затрати на 1 м при заміні дефектної ділянки; S - премії; C - затрати на 1 м при ремонті.

Оскільки C і y можуть бути підраховані на перших стадіях виконання ремонту, то затрати можуть бути визначені задовго до закінчення робіт.

Компанія Southern California Gas Co розробила спеціальні інструкції, за якими можна швидко визначити, який вид відновлення пошкодженої ділянки можна вибрати: вирізання і заміну, чи ремонт. Для ізолюваних і неізолюваних трубопроводів складені окремі карти, по яких можна кваліфіковано і швидко визначити затрати на ремонт труби або її заміну і порівняти їх.

В той же час в ряді зарубіжних робіт висловлюється думка, що вигідніше експлуатувати трубопроводи до кінця (до повного пошкодження стінок труби), ніж зупинити його на час відновлення окремих частин і елементів.

Однак і в колишньому СРСР і за рубежом широко застосовують капітальний ремонт магістральних трубопроводів, що дозволяє значно збільшити термін їх служби.

Згідно правил капітального ремонту підземних трубопроводів [], капітальний ремонт підземних трубопроводів в нормальних умовах проводиться:

з підніманням трубопроводу в траншеї;

з підніманням і укладанням трубопроводу на дерев'яні бруси в траншеї;

без підйому трубопроводу зі зберіганням його положення;

комплексним потоком підвищеної прохідності з частковим підніманням трубопроводу в траншеї.

Ремонт з підніманням трубопроводу в траншеї рекомендується для трубопроводів діаметром від 219 до 720 мм включно.

Технологічні операції виконуються послідовно в наступній послідовності (рис. 1.14):

уточнення положення трубопроводу;

знімання родючого шару ґрунту, переміщення його в тимчасовий відвал і планування смуги траси в зоні руху машин;

розробка траншеї до нижньої твірної трубопроводу;

перевірка технічного стану трубопроводу, контроль кільцевих зварних стиків та посилення їх у випадку необхідності;

піднімання трубопроводу;

очищення трубопроводу від старого ізоляційного покриття;

нанесення ґрунтовки;

нанесення нового ізоляційного покриття;

контроль якості ізоляційного покриття;

укладання трубопроводу;

присипання трубопроводу і кінцева засипка траншеї;

рекультивация родючого шару ґрунту.

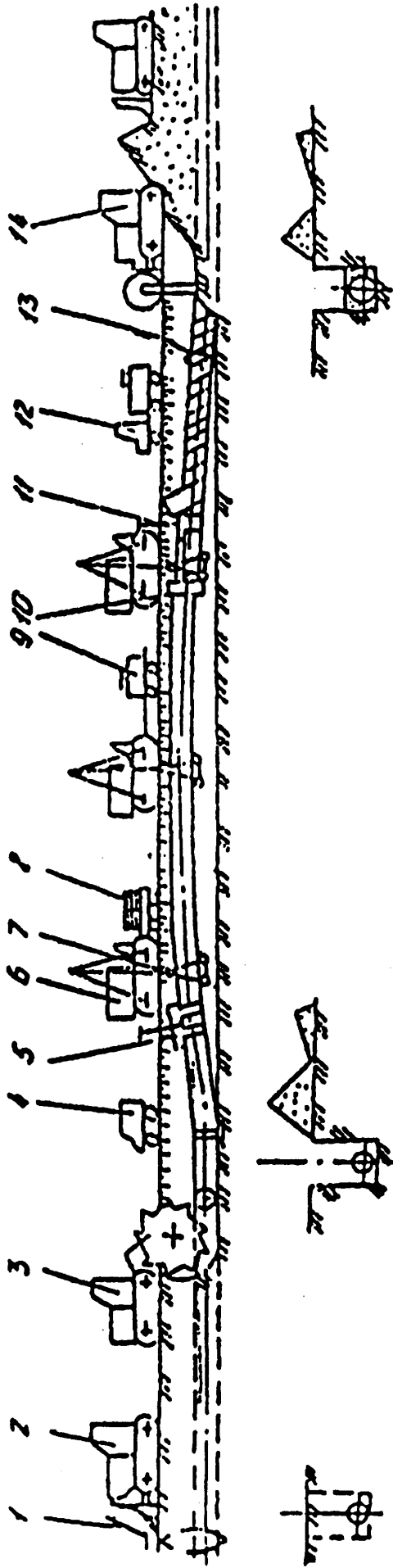


Рис.1.14 Схема розміщення машин і механізмів і виконання технологічних операцій при ремонті з підняттям трубопроводу в траншеї

1-прилад для уточнення положення трубопроводу; 2 - бульдозер;
 3- вскришний екскаватор; 4 - пересувна дефектоскопічна лабораторія; 5 - очищувальна машина; 6 - трубокладчик;
 7 - ролюко-канатна тролейна підвіска; 8 - пересувна електростанція;
 9 - емкість для ґрунтовок; 10 - ґрунтівна машина; 11 - ізоляційна машина; 12 - бітумозаправник; 13 - прилад для контролю якості ізоляційного покриття; 14 - траншеїзасипувач

Ремонт з підніманням і укладанням трубопроводу на лежаки в траншеї рекомендується для трубопроводів діаметром від 219 до 720 мм включно при заміні ізоляційного покриття з відновленням стінки труби.

Технологічні операції виконуються в такій послідовності (рис.1.15):

уточнення положення трубопроводу;

зняття родючого шару ґрунту, переміщення його у тимчасовий відвал і планування полоси траси в зоні руху машин;

розробка траншеї до нижньої твірної трубопроводу;

перевірка технічного стану трубопроводу, контроль поперечних зварних стиків і посилення їх у випадку необхідності;

піднімання трубопроводу;

очистка трубопроводу від старого ізоляційного покриття;

укладання трубопроводу на лежаки;

виконання зварювальних робіт на ділянці, укладеній на лежаки (опори-кріплення);

кінцева очистка трубопроводу;

нанесення ґрунтовки;

нанесення нового ізоляційного покриття;

контроль якості ізоляційного покриття;

укладання трубопроводу

присипка трубопроводу і кінцева засипка траншеї;

рекультивация родючого шару ґрунту.

Ремонт без піднімання трубопроводу із збереженням його положення рекомендується для трубопроводів діаметром 820 мм і більше при заміні ізоляційного покриття з відновленням і без відновлення стінки труби. Цей спосіб рекомендується також і для ремонту трубопроводів діаметром 720 мм і менше при незадовільному технічному стані стінки труби. Цей спосіб не рекомендується для слабозв'язаних барханних пісків в умовах пустель.

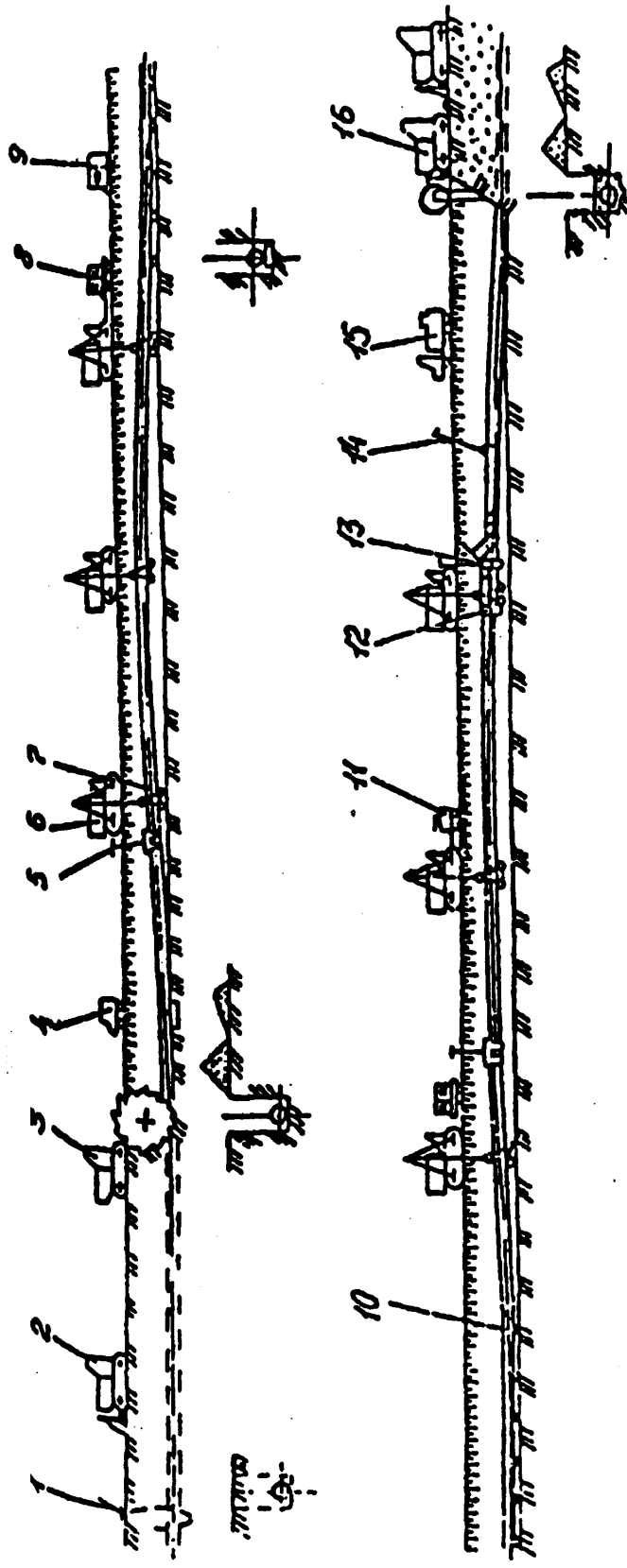


Рис. 1.15 Схема розміщення машин і механізмів і виконання технологічних операцій при ремонті з підняттям і укладанням трубопроводу на лежачи в траншеї

- 1 - прилад для уточнення положення трубопроводу; 2 - бульдозер;
 3 - вскришний екскаватор; 4 — пересувна дефектоскопічна лабораторія; 5 - очищувальна машина; 6 - трубовкладчик;
 7 - роліко-канатна тролейна підвіска; 8 - пересувна електростанція;
 9 - зварювальний агрегат; 10 - лежак; 11 — емкість для ґрунтовки;
 12 - ґрунтова машина; 13 - ізоляційна машина; 14 - прилад для контролю якості ізоляційного покриття; 15 - бітумозаправник;
 16- траншейзасипувач

Технологічні операції виконуються в наступній послідовності (рис.1.16)

уточнення положення трубопроводу;

зняття родючого шару ґрунту, переміщення його у тимчасовий відвал і планування полоси траси в зоні руху машин;

розробка траншеї нижче нижньої твірної трубопроводу, контроль поперечних зварних стиків і посилення їх у випадку необхідності;

розробка ґрунту під трубопроводом;

підтримання підкопаного ділянки трубопроводу;

очищення трубопроводу від старого ізоляційного покриття;

виконання зварювальних робіт;

нанесення ґрунтовки;

нанесення нового ізоляційного покриття;

контроль якості ізоляційного покриття;

присипка з підбивкою ґрунту під трубопровід і кінцева засипка траншеї;

рекультивация родючого шару ґрунту.

Капітальний ремонт трубопроводів діаметром 820 мм проводиться комплексним потоком підвищеної продуктивності з частковим підніманням трубопроводу в траншеї при заміні ізоляційного покриття без відновлення стінки труби [].

Технологічні операції виконуються в наступній послідовності (рис. 1.17)

уточнення положення трубопроводу;

зняття родючого шару ґрунту, переміщення його у тимчасовий відвал і планування полоси траси в зоні руху машин;

розробка траншеї нижче нижньої твірної трубопроводу в заклад і зупинення ґрунтових перемичок;

розробка ґрунтової перемички;

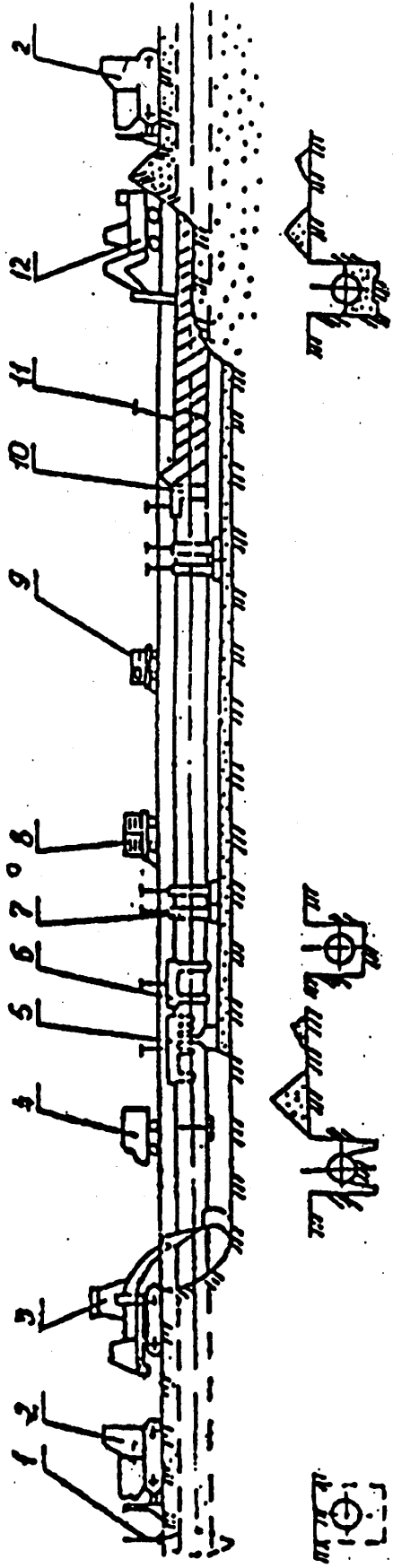


Рис.1.16 Схема розміщення машин і механізмів і виконання технологічних операцій при ремонті без підняття трубопроводу

- 1 - прилад для уточнення положення трубопроводу; 2 - бульдозер;
- 3 - екскаватор; 4 - пересувна дефектоскопічна лабораторія,
- 5 - підкопуюча машина; 6 - очищувальна машина; 7 - вантажопіднімальний механізм (трубовкладчик, опори-кріплення, трубовкладчик, обладнаний навісною кран-балкою і т.д.); 8 - пересувна електростанція; 9 - зварювальний агрегат; 10 - ізоляційна машина; 11 - прилад для контролю якості ізоляційного покриття; 12 - пристрій для підбивки ґрунту під трубопровід УПТ-1.

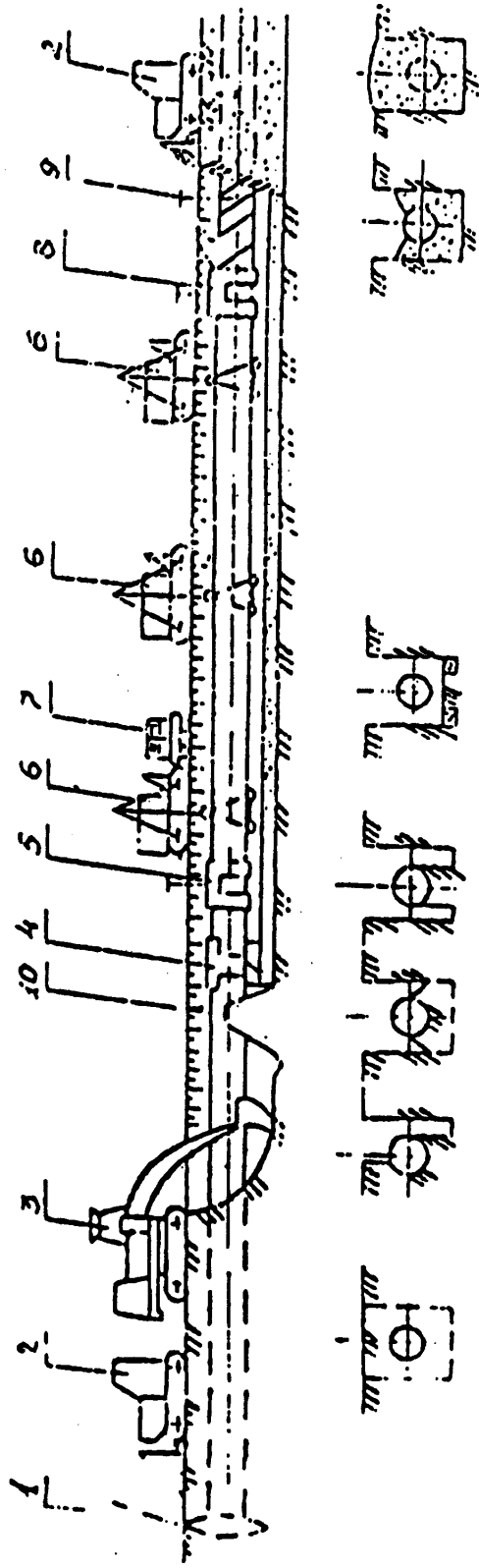


Рис. 1.17 Технологічна схема ремонту нафтопроводу діаметром 820 мм
 1 - прилад для уточнення положення трубопроводу; 2 - бульдозер;
 3 - одноковшовий екскаватор; 4 - підкопуюча машина; 5 - очищуваль-
 на машина; 6 - трубокладчик; 7 - пересувна електростанція,
 8 - ізоляційна машина; 9 - прилад для контролю якості ізоляційного
 покриття

розробка ґрунту під трубопроводом;
перевірка технічного стану трубопроводу, контроль поперечних зварювальних стиків і посилення їх у випадку необхідності;
підтримка підкопаного ділянки трубопроводу трубоукладачами, оснащеного навісною стрілою-опорою СО-1;
очищення зовнішньої поверхні трубопроводу;
нанесення нового ізоляційного покриття;
контроль якості ізоляційного покриття;
присипка з підбивкою ґрунту під трубопровід і кінцева засипка траншеї;
рекультивация родючого шару ґрунту.

Капітальний ремонт в зимовий період проводиться []:

- з підніманням трубопроводу в траншеї (поточний метод);
- з підніманням і укладанням трубопроводу на лежачки у траншеї.

Технологічні операції ремонту з підніманням трубопроводу в траншеї виконуються в три етапи (рис. 1.18).

Етап 1. Роботи, які виконуються в теплий період року (до промерзання ґрунту):

уточнення положення трубопроводу;
зняття родючого шару ґрунту, переміщення його у тимчасовий відвал по одну сторону траншеї і планування полоси траси в зоні проходу ремонтної техніки;

розробка траншеї до нижньої твірної трубопроводу і розміщення відвалу ґрунту по іншу сторону траншеї;

установка захисних огорож в випадках, що передбачі документацією на ремонтні роботи;

Суцільний візуальний огляд, при необхідності контроль фізичними методами зварювальних швів.

Етап 2. Роботи, які виконуються в зимовий період:

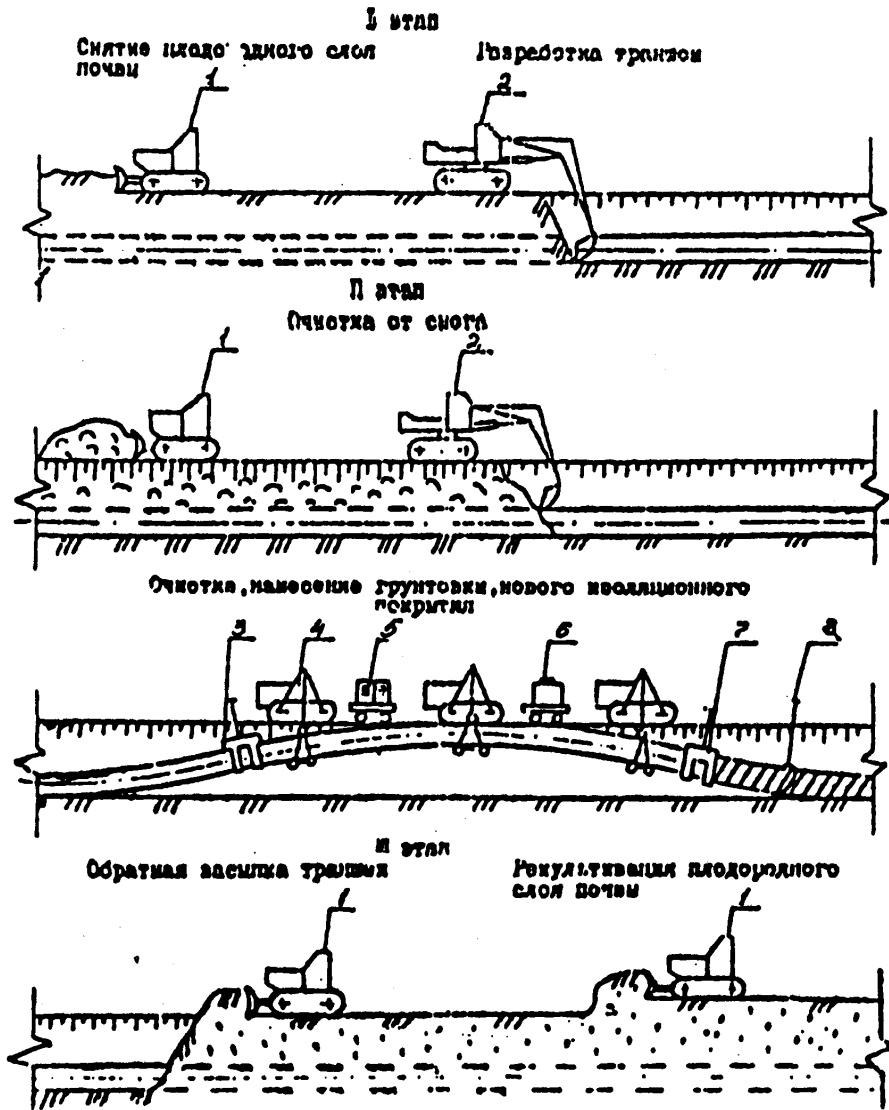


Рис.1.18 Схема розміщення машин і механізмів і виконання технологічних операцій при ремонті нафтопроводів діаметром 530-720 мм в зимовий час

1 - бульдозер; 2 - екскаватор; 3 - очищувальна машина; 4 - трубоукладчик; 7 - ізоляційна машина; 8 - прилад для контролю якості ізоляційного покриття

очищення від снігу траншеї і зони проходу ремонтної техніки на добовий об'єм виконання ремонтних робіт;

підняття і підтримка трубопроводу;

очищення трубопроводу від старого ізоляційного покриття;

суцільний візуальний огляд;

нанесення ґрунтовки і нового ізоляційного покриття;

нанесення захисної обгортки;

контроль якості нового ізоляційного покриття;

візуальний огляд дна траншеї і прибирання великих грудок землі;

укладання трубопроводу;

Етап 3. Роботи, які виконуються після відтаювання відвалів ґрунту:

перегляд і контроль якості ізоляційного покриття;

засипання траншеї ґрунтом;

рекультивація родючого шару ґрунту.

Технологічні операції ремонту з підняттям і укладанням трубопроводу на лежачи виконується в три етапи (рис.1.19)

Етап 1. Роботи, які виконуються в теплий період року (до промерзання ґрунту):

уточнення положення трубопроводу;

зняття родючого шару ґрунту, переміщення його в тимчасовий відвал по одну сторону траншеї і планування полоси в зоні проходу ремонтної техніки;

розробка траншеї до нижньої твірної трубопроводу і розміщення відвалу ґрунту по іншу сторону траншеї;

суцільний візуальний перегляд, при необхідності контроль фізичними методами зварювальних швів;

установлення захисних огорож у випадку, які передбачені документацією на ремонтні роботи.

Етап 2. Роботи, які виконуються в зимовий період:

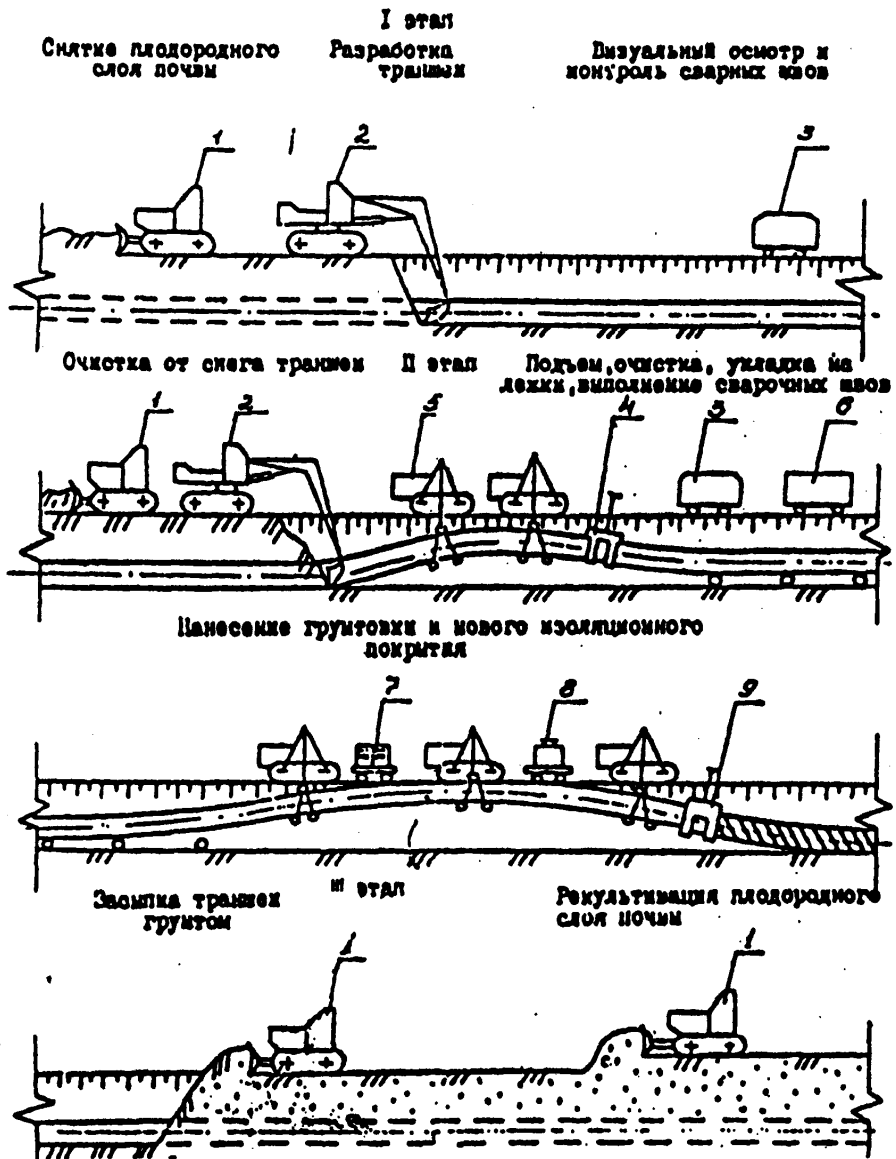


Рис. 1.19 Схема розміщення машин і механізмів і виконання технологічних операцій при ремонті нафтопроводів в зимовий період з укладанням на лежки

1 — бульдозер; 2 - екскаватор; 3 - дефектоскопічна лабораторія;
4 - очищувальна машина; 5 - трубоукладчик; 6 - зварювальний агрегат; 7 - електростанція; 8 - ємкість з ґрунтовою; 9 - ізоляційна машина

очищення від снігу траншеї і зони проходу ремонтної техніки на добовий об'єм виконання робіт;

піднімання, очищення і укладання трубопроводу на лежаки;

суцільний візуальний перегляд стінки трубопроводу;

виконання зварювальних робіт (при необхідності);

піднімання трубопроводу;

нанесення ґрунтовки і нового ізоляційного покриття;

нанесення захисної обгортки;

контроль якості ізоляційного покриття;

зняття лежаків;

візуальний перегляд дна траншеї і прибирання великих грудок землі;

укладання трубопроводу;

Етап 3. Роботи, які виконуються після відтаювання відвалів ґрунту:

огляд і контроль якості ізоляційного покриття;

засипання траншеї ґрунтом;

рекультивация родючого шару ґрунту.

На даний час ВАТ “УкрНДІБТ” на замовлення АТ “Укргазпром” розроблено і проходить трасові випробування спеціальний ремонтний комплекс для капітального ремонту ізоляційного покриття на магістральних газопроводах. Комплекс призначений для роботи в умовах пересіченого місцевості з максимальним кутом нахилу до 5°.

До складу ремонтного комплексу входить:

землекопальні і вантажопіднімальні машини;

обладнання для видалення старого ізоляційного покриття;

обладнання для очистки зовнішньої поверхні трубопроводу з нанесенням мікрорельєфу;

обладнання для нанесення нового ізоляційного покриття;

капітальний ремонт газопроводу із заміною старого ізоляційного покриття може здійснюватися:

- на діючому трубопроводі під тиском до 0.003 МПа при стравленому газі;
- на трубопроводі, звільненому від газу та продутому інертним газом;
- на трубопроводі, відключеному від основної магістралі і заглушеному з обидвох кінців.

Комплекс дозволяє здійснювати капітальний ремонт лінійної частини магістральних газопроводів за трьома методами:

перший метод - капітальний ремонт газопроводу в траншеї з частковим підніманням трубопроводу для проходу машин (метод використовується при ремонті із заміною ізоляції і незначними ремонтами тіла труби)

другий метод - капітальний ремонт газопроводу з його укладанням на лежачки в траншеї (метод використовується при ремонті з заміною ізоляції, ремонтом тіла труби та з заміною коротких ділянок трубопроводу);

третій метод - капітальний ремонт газопроводу на бермі траншеї (метод використовується при ремонті з заміною ізоляції та вирізанням значної кількості дефектних ділянок трубопроводу).

Капітальний ремонт з переізоляцією газопроводу в траншеї з підніманням для проходу машин передбачає наступну послідовність виконання робіт:

- розкритий газопровід піднімається на 500-700 мм в траншеї для проходу:

обладнання водоструминної обробки, обладнання дробоструминної обробки і обладнання нанесення ізоляційного покриття. Після проведення всіх операцій газопровід знов укладають на дно траншеї (рис.1.20). Дефектацію поверхні газопроводу проводять після видалення старої ізоляції. При незначній кількості дефектів після дробоструминної обробки поверхні їх закривають інвентарними підкладками-екранами і проводять

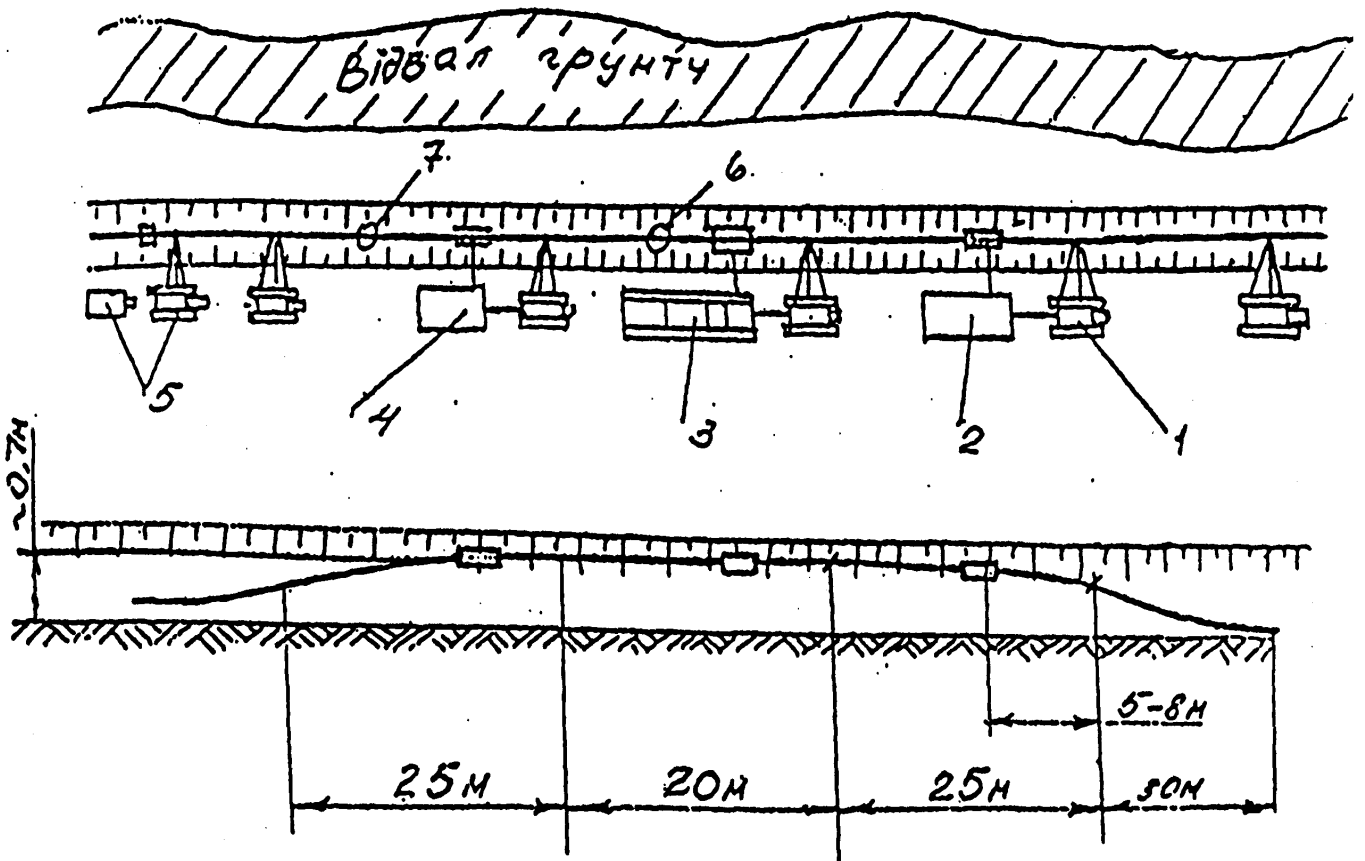


Рис.1.20 Ремонт трубопроводу траншеї з підйомом для проходу машин
 1 - трубокладчик; 2 - обладнання для водоструминної очистки;
 3 - обладнання для дробоструминної обробки; 4 - обладнання для нанесення ізоляції; 5 - обладнання для ремонту стінки; 6 - місце підготовки тіла трубопроводу для подальшого ремонту

ізоляцію трубопроводу. Після проведення ізоляції трубопровід укладають на його постіль. Ремонт дефектних місць виконується окремою бригадою, з застосуванням зварювальних агрегатів, фліфувальних машин. Організація і порядок ремонту дефектних місць регламентується НТД, яка має бути розроблена ІЕЗ ім. Є.О. Патона та пройти відповідну експертизу у Центрі сертифікації та контролю якості будівництва.

Ремонт місць пошкоджень наново нанесеної ізоляції, а також нанесення ізоляції на дільницях, які були пропущені для ремонту тіла труби, здійснюється шляхом зачищення ручним піскоструминним апаратом з подальшим нанесенням ізоляції за допомогою ручного обладнання.

Капітальний ремонт з переізоляцією газопроводу з підйомом, укладанням його на лежаки в траншеї проводять в наступній послідовності (рис.1.21):

- розкритий газопровід очищають від старої ізоляції, укладають на лежаки в траншеї, оглядають, відмічають місця корозійних порушень, дефектують зварні стики і тіло труби, виконують зварювально-відновлювальні роботи, здійснюється контроль якості виконаних зварювально-відновлювальних робіт та видаються відповідні заключення. Після цих робіт проводять обробку ділянки трубопроводу дробоструминною установкою, наносять ізоляційне покриття, укладають на дно траншеї.

Капітальний ремонт з переізоляцією газопроводу на бермі траншеї проводять в такій послідовності (рис.1.22):

- розкритий, піднятий на берму траншеї і укладений на лежаки трубопровід очищають від старої ізоляції, оглядають, відмічають місця корозійних порушень, контролюють зварні стики і тіло труби, виконують зварювально-відновлювальні роботи, здійснюється контроль якості виконаних зварювально-відновлювальних робіт та видаються відповідні

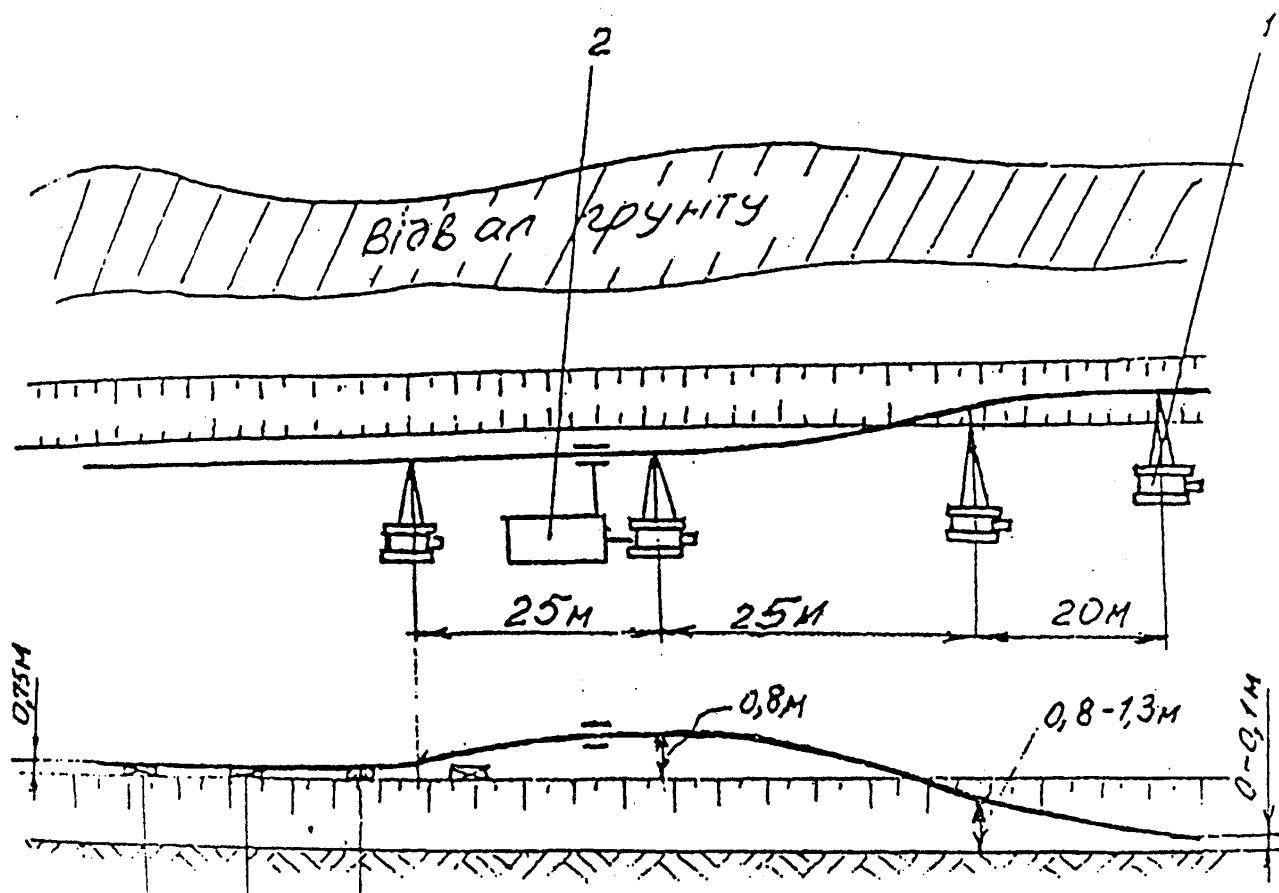


Рис.1.21 Підйом трубопроводу на берму траншеї з видаленням старої ізоляції

1 - трубоукладчик; 2 - обладнання для водоструминної очистки

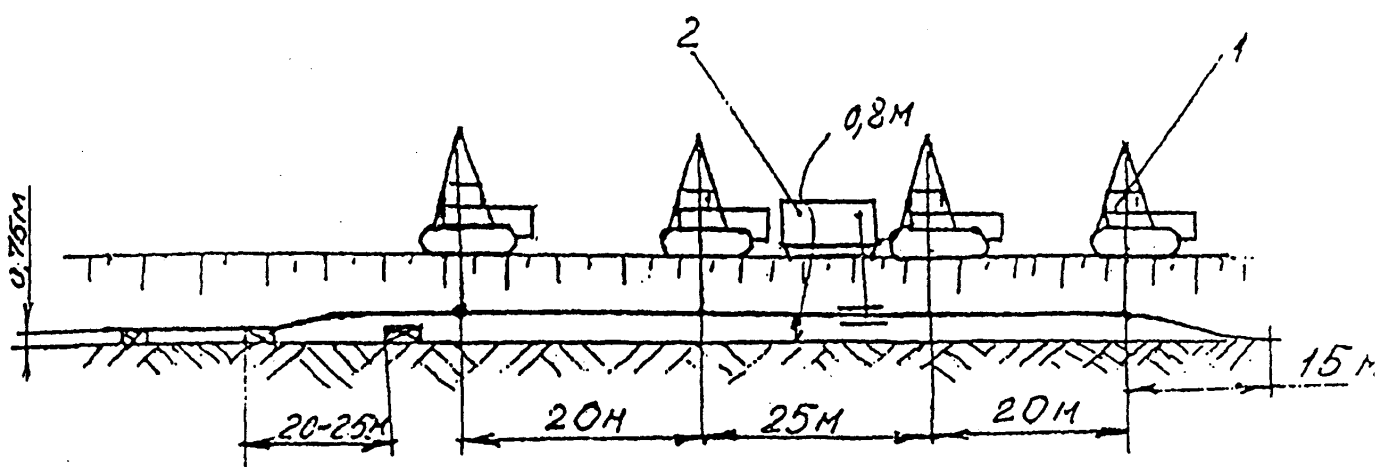


Рис.1.22 Підйом трубопроводу в траншеї з укладкою на ліжки і з видаленням старої ізоляції

1 - трубоукладчик; 2 - обладнання для водострумінної очистки

заключення. Після закінчення зварювально-відновлювальних робіт проводять обробку ділянки газопроводу дробоструминною установкою, наносять ізоляційне покриття, укладають на дно траншеї.

Укладка переізолюваного газопроводу здійснюється після проведення контролю якості ізоляційного покриття.

Таким чином, аналіз методів капітального ремонту трубопроводів показує, що як в бувшому СРСР так і за рубежом накопичений значний досвід по підвищенню надійності і продовженню термінів експлуатації трубопроводів, які тривалий час знаходяться у експлуатації. Однак цей досвід відноситься в основному до магістральних нафтопроводів, діаметр яких не перевищує 720 мм. Стосовно газопроводів і, особливо, газопроводів великого діаметру (1020-1420 мм) у нашій державі практично відсутній досвід проведення капітального їх ремонту, відсутня нормативно-технічна документація по діагностуванню та відбраковці труб для капітального ремонту, не розроблено основні критерії та стратегію діагностування технічного стану газопроводів, не розроблено методику виконання зварювально-відновлювальних робіт з використанням дугових методів зварювання під тиском.

Тому проблема розробки стратегії та методики діагностування технічного стану газопроводів при виконанні капітального ремонту є актуальною і потребує наукового її обґрунтування.

1.4 Основні задачі та напрямки досліджень

Система магістрального транспорту газу є важливим елементом енергетичного комплексу України, що визначає актуальність питання забезпечення надійності її роботи. Тривалість експлуатації газопроводів, а в деяких випадках і перевищення міжремонтного періоду висунули

технологічні проблеми, одними з яких є діагностика технічного стану і якість виконання капітального ремонту труб.

Із існуючих методів проведення ремонтно-відновлювальних робіт найбільш перспективним є технологія капітального ремонту трубопроводів без зупинки перекачки продукту з повною механізацією монтажних операцій, оскільки вона не має ряду недоліків, які притаманні іншим методам ремонту: не вимагає зупинки технологічного процесу перекачки, використання ручної праці, вскриття трубопроводу проводиться до її нижньої твірної, підвищується якість ізоляції на стиках двох ділянок трубопроводу, не порушується ґрунтова основа [1].

Однак при проведенні ремонту за даною технологією необхідно враховувати наступні особливості:

- заповнення труби продуктом, що перекачуються під тиском;
- нероз'ємність трубопроводу;
- піднімання трубопроводу в траншеї;
- підвищені вимоги до техніки безпеки.

Ремонт трубопроводу, як правило, проводиться з метою підвищення його надійності, основу якої складає забезпечення міцності матеріалу труби. Наслідком технології ремонту без зупинки перекачки продукту є зміна просторового положення трубопроводу, що змінює загальний напружено-деформований стан (НДС) матеріалу труби. Закономірно при цьому виникає питання; чи не веде дана технологія ремонту до зростання загального рівня НДС трубопроводу і, тим самим, до зниження надійності експлуатації трубопроводу? При цьому слід відмітити, що існуючі методи розрахунку НДС трубопроводу, включаючи [2], не дають однозначної оцінки міцнісного стану трубопроводу, оскільки не містять чітко регламентованого розрахунку напружень виходячи із оптимальної конфігурації трубопроводу при деформації. Цей факт вимагає більш повного аналізу рівня НДС в трубопроводі в період капітального ремонту.

Іншою важливою проблемою, що неминуче постає при виборі методу капітального ремонту магістральних газопроводів є діагностика технічного стану, яка включає декілька основних напрямків: електрометричні вимірювання суцільності ізоляційних покриттів і захисного потенціалу; вимірювання НДС матеріалу труб; внутрішньотрубну дефектоскопію і інш., які дозволяють вирішувати значно складніші завдання, а комплексний підхід до виконання всіх без винятку вимірювань на магістральних трубопроводах дозволить отримати достовірну картину їх технічного стану, на основі якої може бути полегшений вибір подальшої стратегії ремонтно-технічного обслуговування лінійної частини магістральних трубопроводів, зекономити фінансові, технічні і людські ресурси.

Відомо [], що велика довжина магістральних газопроводів, прокладка їх в складних природно-кліматичних умовах, зміна технологічних параметрів в процесі експлуатації, природній знос матеріалу труб із-за їх старіння, високий НДС трубопроводу є особливостями експлуатації магістральних газопроводів. Тому для попередження аварійних ситуацій необхідно проводити комплексну діагностику і моніторинг трубопровідних систем на всіх стадіях їх створення і експлуатації.

Нажаль, капітальний ремонт газопроводів в галузі на даний час здійснюється в основному методом повної заміни труб з відключенням і демонтажем ділянок, що ремонтуються. Це приводить до значних затрат. Локальний виборочний ремонт і переізоляція займають в загальному об'ємі незначну частину (не більше 15%), і це пов'язано, в першу чергу, з недостатніми об'ємами діагностування, відсутністю стратегії діагностування технічного стану газопроводів при капітальному ремонті та банку даних по попередніх дослідженнях.

Сучасні умови господарювання вимагають нового підходу до шанування і проведення капітального ремонту. Необхідні розробка і впровадження більш економічних технологій ремонту, високоефективного ремонтного обладнання, максимально можливого повторного використання демонтованих труб з відповідним контролем їх якості, застосування вибіркового ремонту і переізоляції.

Вибір правильної стратегії ремонтно-технічного обслуговування магістральних газопроводів, результатом якої буде послідовне зниження фінансових, технічних і людських затрат, скорочення випадків виникнення аварійних ситуацій, в першу чергу, зв'язаних із достовірним визначенням їх технічного стану.

Зниження аварійності і підвищення безпеки експлуатації магістральних газопроводів є пріоритетною задачею технічної політики ДК "Укртрансгаз". При розв'язанні цієї задачі важливо знайти найбільш економічний шлях, тобто віднайти можливості створення безпечних умов експлуатації газопроводів при мінімальних затратах на основі проведення попереджувальних заходів.

Одним із ефективних способів розв'язання поставленої задачі є своєчасне виявлення дефектів труб, проведення ремонту є своєчасне виявлення дефектів труб, проведення ремонту з метою усунення несприятливого впливу дефектів, запобігання їх небезпечного розвитку. Ключовою ланкою в цьому напрямку є внутрішньотрубна діагностика. Створені в останні роки внутрішньотрубні дефектоскопи високого рівня дозволяють з високою точністю визначати, класифікувати, оцінювати розміри дефектів. Це дає можливість оцінювати небезпечність дефектів за результатами розрахунку на міцність. Наяність інформації про дефекти, ступінь їх небезпеки дозволяє більш обгрунтовано назначати об'єм, черговість ремонтів, проводити вибір технології ремонту. В результаті стає можливим проводити виборочний ремонт трубопроводів по усуненню

тільки критичних (небезпечних) дефектів, кількість яких, як показує досвід, складає не більше 10% від числа всіх виявлених.

Використання такого системного підходу, ґрунтованого на застосуванні ґнарядів високого інтелекту, дозволить ДК “Укртрансгаз” здійснити планування коштів на проведення ремонту, планування процесу ремонту, контролювати хід виконання ремонтних робіт.

Аналіз складу дефектів, виявлених внутрішньотрубними інспекційними пристроями, показує, що основна їх частина зв’язана з заводськими дефектами труб і дефектами будівельно-монтажних робіт.

Можна прогнозувати, що зі збільшенням тривалості експлуатації по мірі накопичення числа циклів навантаження кількості аварій і відмов по поздовжнім зварним швам буде зростати, так як тріщини, що розвиваються від дефектів малих розмірів, будуть досягати критичних значень. Наявність інформації про розміри дефектів і про їх розподіл по довжині дозволяє обґрунтовано підходити до вибору методів ремонту трубопроводів, а саме:

- окремо розташовані критичні і значні дефекти повинні усуватися методом вибіркового ремонту;

- ділянки зі скупченням таких дефектів повинні капітально ремонтуватися (шляхом суцільної заміни труб на окремих ділянках газопроводу);

- ділянки, на яких переважають скупчення малозначних дефектів, повинні ремонтуватися шляхом заміни ізоляційного покриття.

Аналіз даних по діагностиці технічного стану газопроводів в системі АТ “Укргазпром” показує, що в даний час розробка ефективної стратегії забезпечення безпечної експлуатації газотранспортної системи без даних внутрітрубно́ї інспекції неможлива. В зв’язку з цим, внутрішньотрубна діагностика повинна розглядатися як одна з головних складових частин стратегії технічного обслуговування і ремонту трубопроводів.

Разом з тим треба відмітити, що використання тільки засобів внутрішньотрубної діагностики, маючи на увазі протяжність системи газопроводів України, не вирішує проблеми оцінки технічного їх стану.

В зв'язку з цим і надалі повинна приділятися значна увага удосконаленню засобів і методів наземного діагностування технічного стану трубопроводів, як більш дешевих, що дозволяють визначити наявність дефектів в матеріалі труб, проводити оцінку напружено-деформованого стану, прогнозувати залишковий ресурс експлуатації. Крім того розробка та вдосконалення методики розрахунку на міцність трубопроводів з дефектами за даними діагностики є актуальною задачею.

В зв'язку з цим для вирішення проблеми підвищення якості та темпів виконання капітального ремонту магістральних газопроводів на основі науково обгрунтованих моніторингу технічного стану трубопроводу сформульовані наступні задачі:

1. Аналіз газотранспортної системи України та організаційної структури системи технічної діагностики технічного їх стану;
2. Характеристика методів капітального ремонту трубопроводів в країні та за рубежом;
3. Класифікація пошкоджень магістральних газопроводів та граничних станів їх оцінки;
4. Розробка функціональної стратегії прогнозування міцності та надійності магістральних газопроводів;
5. Удосконалення методики оцінки технічного стану газопроводів в трасових умовах неруйнівними методами та модернізації засобів її реалізації;
6. Розробка методики оцінки технічного стану газопроводів з врахуванням дефектів труб;
7. Теоретичні дослідження напружено-деформованого стану газопроводу при капітальному ремонті;

8. Розробка алгоритму оцінки напружено-деформованого стану газопроводів при капітальному ремонті;

9. Оптимізація схем капітального ремонту магістральних газопроводів;

10. Дослідження зміни фізико-механічних властивостей трубних сталей в ході тривалої експлуатації;

11. Експериментальні дослідження НДС газопроводів при капітальному ремонті;

12. Розробка та впровадження методів ремонту газопроводів під тиском.

Висновки по розділу 1

1 Обґрунтованість вибору теми наукових досліджень обумовлена тим, що газотранспортна система України на сучасному стані свого розвитку характеризується складністю, в якій відбувся якісний і кількісний стрибок як з точки зору лавинного наростання проблем надійності так і ефективності експлуатації газотранспортного обладнання.

2 Спираючись на аналіз технічного стану газотранспортної системи України дана характеристика та основні тенденції в організації системи технічної діагностики магістральних газопроводів в системі Укртрансгаз.

3 Проведений аналіз методів капітального ремонту газопроводів, що мають місце в Україні і за її межами стосовно конкретних умов експлуатації та діаметрів трубопроводів.

4 На основі аналізу літературних джерел з проблеми діагностування технічного стану газопроводів неруйнівними методами та схем капітального їх ремонту сформульовані основні задачі та напрямки власних досліджень.

РОЗДІЛ 2

СТРАТЕГІЯ ПРОГНОЗУВАННЯ МІЦНОСТІ ТА ДОВГОВІЧНОСТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Діючі в газовій промисловості нормативні документи, будівельні норми та тимчасові методики, що регламентують порядок здійснення розрахунків на міцність, стійкість та прогнозування довговічності [] вже не відповідають сучасному рівню розвитку наукових знань, не є систематизованими за критеріальними ознаками та не передбачають можливості врахування різного роду дефектів. В той же час, новітні діагностичні системи з багатоканальними режимами роботи, що інтенсивно впроваджуються у виробництво, дозволяють виявляти чисельні дефекти різного походження та отримувати значні об'єми супутньої інформації, яка однак не передбачена для обробітку та розрахунків за діючими нормами. Розрахунок не передбачає також розгляд екстремальних ситуацій, що, як правило, виникають внаслідок зміни гідрогеології і клімату та пов'язаних з ними деформаціями ґрунту, ускладненням силових впливів.

Ще одним важливим аспектом нинішньої ситуації в галузі транспорту газу є зменшення об'ємів будівництва магістральних газопроводів з одночасним ростом об'ємів робіт з реконструкції трубопровідної мережі, пов'язаної з фізичним спрацюванням та старінням газопроводів.

Такий стан справ не є виключною особливістю української нафтогазової галузі, він притаманний мережі трубопроводів всього пострадянського простору. З метою подолання вищезгаданих проблем в Росії існує цільова комплексна програма “Високонадійний трубопровідний транспорт” [], в межах якої розробляється як загальна система, що визначатиме політику забезпечення надійності магістральних

газопроводів, так і окремі її елементи [], що стосуються конкретних технологічних проблем. Розробку програми здійснюють провідні галузеві інститути з залученням спеціалістів Академії наук.

Специфіка функціонування трубопровідної мережі Російської федерації, а це значна лінійна видовженість, децентралізація, складні кліматичні, геологічні і гідрологічні особливості, проходження трас по віддаленим необжитим територіям та ін. спонукає до розробки дуже складних багаторівневих, з великим числом невизначеностей систем, які важко охопити однією загальною стратегією. На відміну від цього, в Україні, з її розвиненою інфраструктурою, відносною компактністю та однорідністю умов навантаженості та експлуатації, розробка такої стратегії забезпечення міцності, довговічності та надійності мережі магістральних газопроводів на стадії експлуатації та після нормативного терміну служби є реальною і актуальною задачею. Її розв'язання в першу чергу вимагає розробки організаційно-методичних засад прогнозування конструкційної міцності магістральних газопроводів з залученням сучасних методів розрахунку, критеріїв граничних станів, що найбільш повно враховують фактичні умови експлуатації конструкції, наявність прогресуючих дефектів, та що базуються на останніх технологіях збору, зберігання, обробки та подання інформації.

В загальному регламенті технічного обслуговування магістральних газопроводів зазначена Стратегія займає центральне місце, оскільки вона базується на проектних даних та даних технічної діагностики, а її кінцева спрямованість направлена на вироблення обґрунтованих рекомендацій стосовно необхідності проведення ремонтних робіт з визначенням їх термінів, об'ємів та видів.

Розробка Стратегії повинна сприяти розробці нових нормативних документів та залученню сучасних інформаційних технологій для їх функціонування, а також забезпечити:

- висвітлення та аналіз всього кола проблем, що супроводжують функціонування газопроводу;
- побудову загальної ієрархії системи прогнозування міцності та довговічності;
- виділення основних елементів системи, зазначення їх місця та зв'язків, окреслення комплексу пов'язаних з ними методичних проблем та варіантів їх можливого розв'язання;
- модернізацію традиційних підходів оцінки міцності та довговічності шляхом врахування якомога більшого числа факторів, що впливають на цілісність конструкції.

Таким чином, розробка Стратегії має на меті охоплення найбільш загальних тенденцій, що супроводжують функціонування магістральних трубопроводів, організаційних питань, визначення достатнього переліку функцій, послідовності дій та зв'язків для ефективного аналізу цілісності трубопровідних конструкцій. Вона не ставить перед собою задачу рішення конкретних методичних проблем, проте повинна давати аналіз існуючих підходів та шляхи їх розв'язання.

Постановка та виконання зазначеної організаційно-методичної роботи стали можливими завдяки актуальності проблеми, достатньої обізнаності з технічною інформацією, тенденціями та перспективами розвитку газової промисловості та сучасними підходами прогнозування цілісності трубопровідних конструкцій. Подальша реалізація зазначеної Стратегії безперечно вимагатиме залучення спеціалістів вузькопрофільних дисциплін технічного та наукового напрямків.

2.1. Фактори, що впливають на міцність та довговічність магістральних газопроводів та наслідки їх пошкоджувальної дії

Магістральні газопроводи є лінійно-видовженими децентралізованими промисловими об'єктами, що в процесі експлуатації

зазнають тривалих повторно-статичних навантажень, техногенних впливів та впливів навколишнього середовища. Саме такі умови експлуатації часто спричинюють технологічні відмови, а в окремих випадках серйозні аварії газопроводів. Розглядаючи проблему вироблення ефективної Стратегії забезпечення роботоздатності газопроводів великого діаметру, важливо виділити основні пошкоджуючі фактори, причини їх виникнення та проаналізувати наслідки їх пошкоджувальної дії.

2.1.1. Вплив навколишнього середовища

За своєю інтенсивністю взаємодії з трубопровідною конструкцією серед усіх пошкоджувальних факторів вплив навколишнього середовища має унікальний характер. В першу чергу ця унікальність проявляється у видовженості прокладки трас в різних кліматичних і гідрогеологічних умовах, через значну площу поверхні контакту з ґрунтом, перетині безлічі природних та штучних перешкод та ін.

Для сухопутних ділянок магістральних газопроводів як підземних, так і надземних пошкоджувальна дія навколишнього середовища зумовлюється геологічними особливостями регіону, кліматичною ситуацією, сезонністю, зсувом та переміщенням ґрунтів, особливостями прокладки трас (долини річок, балки, насипи) та ін. Ці фактори можуть призвести до наступних аварійнонебезпечних наслідків (граничних станів):

- зміни кривизни продольної осі газопроводу;
- втрати повздовжньої стійкості (за рахунок значних осьових напружень);
- втрати локальної стійкості форми (овалізація);
- корозійного пошкодження;
- корозійного розтріскування;

- зародження та розвитку тріщин в зварних з'єднаннях та основному металі.

Так для надземних трубопроводів на опорах випучування, просадка або руйнування однієї з опор призводить до зміни кривизни повздожньої осі, як наслідок, зростають напруження згину; збільшення довжини прольоту призводить до зменшення власних частот пружних коливань і можливості виникнення вітрового резонансу з наступним динамічним або втомним руйнуванням; у випадку просадки опори при певних режимах можливе виникнення ударної взаємодії труби з просівшою опорою, що може спричинити прискорене втомне руйнування труби в зоні контакту [1].

Що стосується підземного газопроводу, то вважається що він займає положення визначене проектом укладання його в ґрунт. З часом, за певних умов, положення газопроводу в ґрунті порушується, внаслідок чого він зазнає переміщень. Найчастіше такі переміщення трапляються у слабких ґрунтах, зонах підтоплень, поверхневих стоків, можливих вимивань та зсувів ґрунту. Крім цього, дійсна кривизна газопроводу за реальних умов будівництва може суттєво відрізнятись від проектної. Зміна положення газопроводу супроводжується його згинанням, це змінює початковий напружено-деформований стан, що відповідає умові однорідної деформації на більш складний, зумовлений ще й моментними напруженнями. В цих умовах додаткові навантаження від взаємодії з ґрунтом можуть привести до розриву або надмірного деформування газопроводу.

Порушення повздожньої стійкості підземних газопроводів набули поширення у слабких ґрунтах з низьким коефіцієнтом внутрішнього тертя: сухих пісчаних або сильно зволжених (пливуни). Наслідком втрати стійкості є виходи газопроводів на поверхню з утворенням гофрів, та вигнутих арок, частіше спрямованих вгору, а також в горизонтальній площині і навіть вниз, вглиб ґрунту [1]. Втрата стійкості зумовлюється

також сезонним коливанням температури транспортованого газу та робочого тиску, а також сезонною зміною властивостей ґрунту внаслідок коливань рівня ґрунтових вод.

Повздовжня втрата стійкості газопроводу часто супроводжується і втратою локальної стійкості оболонки в наслідок чого можливе її сплющування або овалізація, що також сприяє зміні напружено-деформованого стану ділянки газопроводу.

Статистика відмов магістральних газопроводів свідчить про перевищення їх частоти майже у 1,6 рази на підводних переходах по відношенню до сухопутних ділянок []. Відмови майже не трапляються на підводних переходах зі слабо вираженою гідродинамікою (озера, водосховища), а мають місце на ділянках через водні перешкоди з інтенсивними русловими процесами. Спостерігається явний сезонний характер відмов. Більшість інцидентів на руслових ділянках приходить на період весінньо-літнього паводку, а на долинних ділянках у заплавах річок - у зимовий період. Це добре погоджується з відомими уявленнями про механізми руйнування за рахунок зростання понад нормативні значення механічних напружень в газопроводі під час дії гідродинамічного напору водного потоку, особливо на ділянках, що провисають. Ділянки газопроводів, що проходять долинами річок зазнають пошкоджень за рахунок збільшення механічних напружень до критичних значень за дії стискуючих зусиль з боку промерзлого ґрунту в поєднанні з корозійним пошкодженням стінок. Це зумовлює і відповідний характер руйнувань, якщо для руслових ділянок руйнування трубопроводів характерне по зварним швам та металу труб, то для долинних ділянок основний вид руйнувань пов'язаний з корозійним ураженням зовнішньої поверхні стінок.

2.1.2. Умови навантаження та технологічні особливості

Газопроводи великого діаметру постійно на протязі всього терміну експлуатації зазнають значних повторно-статичних навантажень внутрішнім тиском. На ділянках їх з'єднань з технологічними апаратами, насосами та компресорами газопровідні системи піддаються дії вібраційних навантажень, джерелом яких є незбалансованість рухливих частин машин і механізмів та наявність пульсуючого потоку газу []. Такі умови роботи зумовлюють циклічність навантаження, що в поєднанні з високим рівнем внутрішнього тиску є одним із основних факторів зародження та розвитку тріщиноподібних дефектів.

Газопровідна система є складною просторовою системою, що складається з прямолінійних ділянок поєднаних між собою з допомогою фітінгів, трійників, гинів та має запірну та регулюючу апаратуру. Найбільша ймовірність виникнення відмов припадає саме на ці зони, що є концентраторами напруги. Зварний шов, де майже завжди існують залишкові напруження, є ще й місцем локалізації цілої групи технологічних дефектів форми, розмірів, макро- та мікроструктури.

Зони концентрації напруги деяких важливих елементів газопровідної системи таких як трійники, патрубки, є потенційними джерелами виникнення тріщиноподібних дефектів. Однак навіть на етапі розрахунку напружено-деформованого стану бездефектного матеріалу для згаданих конструктивних елементів не існує як ефективних математичних моделей, так і певної ясності в плані постановки задачі []. Можливість розгляду цих об'єктів з урахуванням наявності дефектів є актуальною, досить складною і поки що нереалізованою в достатній степені задачею.

2.1.3 Тривалість експлуатації

Під час тривалої дії навантажень опір руйнуванню сталених конструкцій зменшується в результаті зміни початкової кристалічної структури матеріалу. З'являються зсуви, зароджуються та розвиваються мікротріщини в зоні дії концентраторів напруги. Швидкість протікання цих процесів суттєво залежить від загального рівня напруженого стану, особливо, при циклічному характері навантаження.

З тривалістю експлуатації пов'язаний і такий небезпечний пошкоджувальний фактор як зміна критичної температури переходу матеріалу у крихкий стан. Після 20 років експлуатації критична температура крихкості деяких трубних сталей може перевищувати 20° С. Основною причиною зменшення опору метала труб крихкому руйнуванню під час тривалої експлуатації є деформаційне старіння, розвитку якому сприяє локальна пластична деформація [1].

Польові випробування ділянок газопроводів з різних матеріалів, що знаходились в експлуатації 25-35 років [2], свідчать про несуттєві зміни нормованих характеристик короточасних випробувань на розтяг та ударну в'язкість як для основного метала, так і метала шва, окрім характеристик пластичності. Остання обставина накладає певні обмеження на можливість експлуатації таких конструкцій з тріщиноподібними дефектами та вимагає постійного моніторингу стану міцності.

2.2 Класифікація пошкоджень магістральних газопроводів

Будь яка конструкція в процесі експлуатації неминує зазнає змін, пов'язаних з дією пошкоджуючих факторів. Останні є причиною відхилення робочих параметрів від нормативних значень, що задаються з певним допуском. Як впливає з проведеного вище аналізу відхилення

робочих параметрів можливі на різних рівнях розгляду конструкції, причому одні відхилення можуть з часом бути причиною виникнення або розвитку інших. Так зміна кривизни повздожньої осі трубопроводу, втрата повздожньої стійкості, і як наслідок, зміна напружено-деформованого стану, можуть спричинити зародження та швидке просування тріщин в зварних швах. З іншого боку розгляд локальних дефектів матеріалу (тріщини) неможливо здійснити без попереднього розрахунку напружено-деформованого стану бездефектного матеріалу. Отже послідовність можливого виникнення пошкоджень та послідовність схем розрахунку вимагають виділення основних груп пошкоджень і встановлення їх ієрархії.

Будемо розрізняти два класи пошкоджень - дефекти форми (дефекти 1-го роду) та дефекти суцільності матеріалу (2-го роду). Перша група дефектів стосується зміни конструктивних особливостей об'єкту в процесі експлуатації, а друга характеризує порушення суцільності матеріалу (рис. 2.1). Кожна група дефектів може бути поділена за ознакою походження. Розглянемо дефекти форми, що найбільш часто зустрічаються в газопроводах.

Викривлення геометрії - пошкодження, що виникає в результаті статичної взаємодії трубопроводу з ґрунтом внаслідок зміни рельєфу місцевості, або повздожньої втрати стійкості і характеризується радіусом кривизни, поперечним переміщенням та довжиною прольоту.

Овалізація - пошкодження, що виникає в результаті викривлення геометрії газопроводу, або втрати локальної стійкості форми і характеризується радіусами кривизни або розмірами осей півеліпса.

Забоїна - дефект форми, що виникає в результаті динамічної взаємодії поверхні труби з твердим тілом, що має гострі краї, характеризується глибиною та площею.

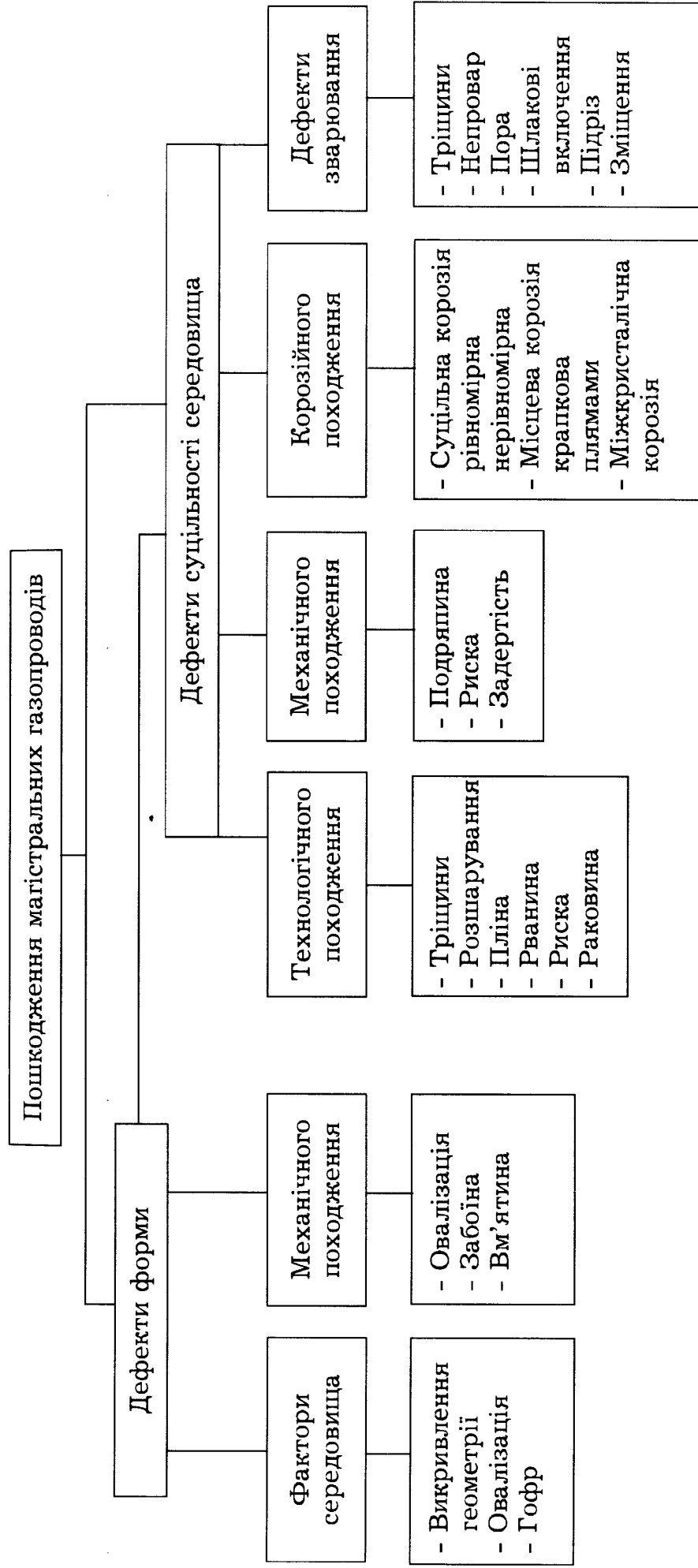


Рис. 2.1 - Основні дефекти магістральних газопроводів

Вм'ятинна - пошкодження, що виникає під час взаємодії поверхні труби з твердим тілом. Вм'ятинна має плавне сполучення поверхонь та характеризується глибиною та площею.

Дефекти суцільності матеріалу можуть бути зумовленими як першою групою дефектів, так і незалежно від них, іншими факторами. Ця група дефектів є найбільш чисельною і добре вивченою в літературі []. Звернемо увагу на деякі з них, що є найбільш розповсюдженими в трубопровідних конструкціях.

Тріщина - вузький розрив металу, направлений в глибину металу під кутом близьким до 90°. Тріщини бувають скрізні та наскрізні. В залежності від температури утворення тріщини поділяються на гарячі та холодні. Тріщина характеризується глибиною та довжиною.

Розшарування - порушення суцільності металу, що направлене паралельно площині листового прокату.

Пліна - відшарування металу різної товщини та форми витягнуте в напрямку прокатки і з'єднане з основним металом однією стороною.

Рванина - розкритий глибокий окислений розрив поверхні металу, розташований поперек або під кутом до напрямку прокатки, що утворюється за зменшеної пластичності металу або від його перепалу.

Риска, подряпина - повздовжня канавка, що утворюється від дряпання поверхні металу наварями та іншими виступами на прокатному інструменті.

Раковина - дефект, що виникає внаслідок усадки металу під час охолодження.

Суцільна рівномірна корозія - корозія, яка охоплює поверхню металу на площі, що дорівнює діаметру труби та розвивається з однаковою швидкістю. На відміну від неї суцільна нерівномірна корозія на різних ділянках протікає з неоднаковою швидкістю.

Місцева корозія - корозія, що охоплює окремі ділянки поверхні металу та має вигляд точок, плям та раковин.

Міжкристалітна корозія - корозія, що розповсюджується по границям зерен металу.

Непровар - дефект зварювання, що викликаний незплавленням основного металу з наплавленням, а також незплавленням між собою окремих шарів шва під час багатопрохідного зварювання.

Пора - дефект зварювання, що утворюється внаслідок швидкого затвердіння насиченого газами розплавленого металу, під час якого гази не встигають вийти в атмосферу.

Шлакові включення - дефект зварювання, що є результатом неохайної зачистки деталей від окалини, іржі та бруду, а також під час багатопрохідного зварювання від неповного видалення шлаків з попередніх шарів.

Підріз - дефект, що має вигляд поглиблення і виникає у основному металі вздовж краю зварювального шва за рахунок великої сили електричної дуги.

Зміщення - неправильне положення між собою країв деталей, що зварюються.

2.3 Граничні стани та їх критерії

Перевищення критичних значень певних робочих параметрів газопроводу, що зумовлюється дією пошкоджуючих факторів означає перехід конструкції або її матеріалу в граничний стан. Останній є таким станом, перебуваючи в якому під впливом прикладених навантажень та різноманітних впливів конструкція перестав задовольняти заданим експлуатаційним вимогам, і тому її використання за призначенням стає неможливим або неприпустимим.

Оскільки перехід конструкції у граничний стан спричинює остаточне або тимчасове припинення її застосування відповідно граничні стани можна розділити на дві групи []. Першу групу складають стани, за яких подальша експлуатація конструкції є неможливою у зв'язку з настанням аварійної ситуації або неспроможністю нею виконувати задані функції. До цієї групи відносяться стани зумовлені втратою міцнісної здатності конструкції, а саме:

- руйнування пластичні, крихкі, втомні;
- втрата стійкості форми або положення;
- резонансні коливання та ін.

До другої групи відносяться граничні стани, перехід в які, зумовлює неприпустимість подальшої експлуатації конструкції у тому ж самому режимі. Перехід у ці стани не створює прямої загрози для конструкції, тому не втрачається її експлуатаційна придатність. Граничні стани другої групи пов'язані, головним чином, з наступними факторами:

- переміщенням газопроводу;
- зародженням тріщиноподібних дефектів;
- корозійним ураженням або корозійним розтріскуванням;
- коливаннями тощо.

Класифікацію граничних станів можна також провести виходячи з типів конструкційних об'єктів, а саме граничні стани стосовно:

- основного металу;
- зварних швів;
- конструкційних елементів (відводи, гини, трійники, перехідники тощо).

Досягнення конструкцією граничного стану визначається за допомогою критеріїв граничного стану. Критерій передбачає використання гіпотези про переважний вплив на міцність матеріалу того чи іншого фактора. Припускається, що порушення цілісності матеріалу або

роботоздатності конструкції при реальному навантаженні наступить лише тоді, коли величина даного фактору досягне деякого граничного значення [1]. Кожному граничному стану відповідає певний критерій або група критеріїв.

Стосовно до магістрального газопроводу слід виділити наступні граничні стани:

- надмірні пластичні деформації (місцева втрата стійкості);
- загальна втрата стійкості;
- протяжні крихкі руйнування;
- в'язкі руйнування;
- виникнення та ріст втомних тріщин;
- корозійне ураження;
- корозійне розтріскування.

Критерії, що відповідають зазначеним граничним станам можна розділити на групи, що включають наступні найбільш розповсюджені критерії.

- Критерії статичної міцності для бездефектного матеріалу:
 - найбільших нормальних напружень, згідно з яким переважний вплив на міцність чинить величина найбільшого нормального напруження;
 - найбільших дотичних напружень;
 - найбільших октаедричних зсувних напружень;
 - найбільших лінійних деформацій, згідно з яким критеріальною характеристикою є найбільша за абсолютним значенням величина лінійної деформації;
 - стійкості та ін.
- Критерії короточасної міцності матеріалу з тріщиноподібними дефектами:

- статичної тріщиностійкості, де в якості критеріального параметру використовується коефіцієнт інтенсивності напружень K_I , що характеризує здатність матеріалу чинити опір крихкому руйнуванню;

- динамічної тріщиностійкості, що використовує коефіцієнт інтенсивності напружень визначений з випробувань на удар;

- ударної в'язкості K_{CV} , що характеризує якість матеріалу, його схильність до крихкості під час динамічного навантажування і є важливою характеристикою запобігання катастрофічним крихким руйнуванням газопроводів;

- граничного навантаження в'язкого руйнування, що визначає ступінь зниження руйнівних навантажень матеріалу з дефектом по відношенню до бездефектного матеріалу;

- росту корозійних дефектів.

• Критерії втоми для бездефектного матеріалу:

- деформаційні, що базуються на експериментальних залежностях між повними деформаціями їх пружними або пластичними складовими і числом циклів до зародження тріщиноподібних дефектів;

- енергетичні, у відповідності з якими граничний стан при циклічному навантажуванні настає у тому випадку, коли повна сумарна енергія, енергія пов'язана зі зміцненням матеріалу або повна енергія дисипації досягає свого критичного значення;

- пошкодження матеріалу, що базуються на підсумовуванні втомних та тривалих статичних пошкоджень за лінійним або степеневим законами.

• Критерії втоми для матеріалу з дефектом:

- циклічної тріщиностійкості, що використовує кінетичну діаграму втомного руйнування і характеризує опір матеріалу розвитку втомних тріщин під час їх проростання до наскрізних;

- витікання перед руйнуванням, згідно з яким визначається діапазон довговічності безпечного росту наскрізної втомної тріщини до остаточного руйнування;

- корозійного розтріскування, що використовує кінетичну діаграму росту корозійного дефекту.

Вищенаведені критеріальні характеристики окреслюють межі областей відповідних параметрів, у разі досягнення яких експлуатація конструкції стає неприпустимою. Таким чином, суть розрахунків конструкції на міцність, стійкість і довговічність за граничними станами полягає у порівнюванні критеріальних характеристик, що в принципі мають регламентуватися нормативними документами з відповідними параметрами, що отримані для реальних конструкцій розрахунковим або експериментальним шляхом в результаті прикладення навантажень з урахуванням різноманітних впливів.

Умова міцності, стійкості або довговічності для і-го критерію записується наступним загальним виразом

$$[Y_E]_i \leq [Y_K]_i \quad (2.1)$$

де Y_E - ефективне значення критеріального параметру, що відповідає реальним прикладеним навантаженням; Y_K - критичне значення критеріального параметру, перевищення якого є недопустимим.

Для визначення перебування конструкції в тому чи іншому граничному стані надзвичайно важливо з високою точністю відтворити з допомогою математичних або феноменологічних моделей відповідні критеріям характеристики міцності, стійкості й довговічності. По суті кожний із зазначених граничних станів стосується певної області механіки деформованого твердого тіла та механіки руйнування зі своїми специфічними поняттями, аксіомами, законами, моделями і експериментальними методами, які утворюють самостійні наукові напрямки.

Отже Стратегія прогнозування міцності та довговічності магістральних газопроводів охоплює широке коло проблем, вирішення яких можливе за умови застосування системного підходу. Тільки такий підхід гарантує високу надійність розрахунків граничних станів і одночасно надає можливість досягти ще й економічної мети - продовження термінів безаварійної експлуатації та оптимізації конструктивних елементів шляхом найвигіднішого використання їх міцнісної здатності і властивостей матеріалу.

2.4 Функціональна модель стратегії прогнозування міцності та надійності магістральних газопроводів

Як уже зазначалося у вступі, вивчення стану справ з забезпечення міцності та надійності магістральних газопроводів показує, що при прогнозуванні нових і реконструкції або ремонту діючих газопроводів не проводиться розрахунок їх надійності, довговічності та безпеки, відсутній прогноз терміну експлуатації з урахуванням режимів експлуатації, втрат механічних властивостей матеріалу труб, реальних параметрів форми, початкової дефектності і можливості її росту, як в детерміністичній постановці, так і з урахуванням статистичного розкиду цих характеристик. Одночасне врахування зазначених факторів не в повній мірі регламентується і нормативними документами.

Огляд праць з даної проблематики свідчить про достатню кількість теоретичних напрацювань з питань забезпечення конструкційної міцності та надійності подібного типу конструкцій []. Однак більшість розробок не є систематизованими до такої степені, щоб ними можна було легко скористатися для комплексного вирішення проблем, що виникають під час експлуатації магістральних газопроводів. За таких обставин першочерговою задачею стає розробка загальної Стратегії, що

охоплювала б основні аспекти функціонування трубопровідних систем і поєднувала б в собі теоретичне обґрунтування, методичне забезпечення і ефективні шляхи своєї практичної реалізації.

Очевидно, що Стратегія як найбільш загальна організаційна процедура, що спрямована на комплексне розв'язання технологічних проблем, повинна складатись із наступних основних частин: інформаційного забезпечення, методичного забезпечення та блоку прийняття рішення (рис. 2.2).

Стосовно Стратегії прогнозування міцності та довговічності магістральних газопроводів, в частині інформаційного забезпечення, можна виділити такі основні джерела отримання інформації:

- проектна, виконавча та експлуатаційна документація;
- інформація отримана з інженерно-геологічних, геофізичних та ландшафтних робіт;
- діагностичні роботи;
- статистичні дані експлуатації конкретного газопроводу та подібних газопровідних систем.

Інженерно-геологічні та геофізичні роботи включають аерозйомку, аеровізуальне обстеження траси; районування території траси за певними ознаками, виділення потенційно небезпечних ділянок; фіксацію кліматичних особливостей регіону; визначення властивостей та складу ґрунтів; визначення просторового положення газопроводу.

Перелік діагностичних робіт в першу чергу складають роботи з визначення навантаженості трубопровідної системи, а також напружено-деформованого стану за даними тензометричних постів; технічної та внутритрубної діагностики методами неруйнівного контролю; роботи з визначення хімічного складу та механічних властивостей металу труб та зварних з'єднань.



Рис. 2.2 - Загальна схема Стратегії прогнозування міцності та довговічності лінійної частини магістральних газопроводів

Інформаційне забезпечення формується за результатами перелічених робіт і повинно оперувати як точно визначеними даними параметрів, значень і характеристик, так і відповідними даними, що мають розкид значень у певному діапазоні.

У поєднанні з елементом інформаційного забезпечення - статистичною інформацією про аварії та відмови даного газопроводу або газопроводів взагалі, врахування на основі статистичних даних мінливості зовнішньої взаємодії з середовищем, властивостей матеріалу, конструкції, прикладених навантажень та дій, дозволяє прогнозувати показники надійності газопровідної системи [], яка оцінюється на основі теорії ймовірності.

Такий розгляд конструкції здійснюється в рамках теорії надійності [], що вивчає конструкцію з позиції збереження нею у певних межах значень всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати потрібні функції у заданих режимах та за заданих умов застосування, обслуговування, ремонтів тощо.

Важливим елементом Стратегії є її методичне забезпечення. Оскільки методичне забезпечення складає теоретичну і методичну основу розрахунків на міцність, довговічність та надійність, а вони в свою чергу залежать від рівня наукових знань, вибору тих чи інших розрахункових схем, традицій, що склалися в різних наукових школах та мають тенденцію до постійного удосконалення, методичному забезпеченню притаманна багатоваріантність. Однак можна виділити деякі його найбільш загальні обов'язкові елементи, це: спеціальні знання, критерії граничних станів; методично-розрахункові комплекси.

Спеціальні знання визначаються нормативними будівельними і експлуатаційними документами і можуть включати конструктивні, технологічні та експлуатаційні обмеження, що встановлені на основі попереднього досвіду. Критерії граничних станів формулюються на основі

експериментальних досліджень вивчення поведінки матеріалів, їх здатності чинити опір статичному або циклічному деформуванню, крихкому або в'язкому руйнуванню. Кількість критеріїв залежить від кількості граничних станів, що можуть виникати під час функціонування магістрального газопроводу, а вибір того чи іншого критерію в межах одного граничного стану визначається його ефективністю.

Методично-розрахункові комплекси є третім обов'язковим елементом методичного забезпечення. Вони базуються на фізичних, математичних або феноменологічних моделях механіки деформівного твердого тіла або механіки руйнування і призначені для визначення поточних значень критеріальних параметрів, що відповідають реальному стану матеріалу та навантаженості конструкції.

Від вибору критеріїв граничного стану та методичного розрахункових комплексів в значній степені залежить якість прогнозування напружено-деформованого стану та цілісність конструкції газопроводу. Таке прогнозування та попередній аналіз результатів здійснюється в наступному елементі методичного забезпечення - технологічних задачах. В свою чергу, в залежності від свого призначення, технологічні задачі можуть бути розподілені на три групи: 1) критеріальні, що призначені для перевірки задоволення критеріям граничних станів; 2) проектувальні та перевірочні, з допомогою яких можна здійснювати оптимізацію конструкції газопроводу або його режимів навантажування з урахуванням впливу пошкоджувальних факторів; 3) задачі надійності, які на основі статистичних даних параметрів, що визначають властивості конструкції дозволяють забезпечити потрібні характеристики міцності, довговічності, безпечності з певним ступенем вірогідності.

Отримана на попередніх етапах як фактична, так і розрахункова інформація дозволяє перейти до тієї частини Стратегії, яка регламентує вироблення остаточного рішення. Як правило, прийняття відповідального

рішення про подальшу експлуатацію або переведення газопроводу на ремонт є прерогативою спеціалістів та керівного складу підприємства, зацікавленого в його надійній та безаварійній роботі. Така робота може гарантуватись лише за умови проведення періодичного моніторингу технічного та міцнісного стану об'єктів.

Частіше всього проектувальник або експлуатаційник приймає рішення на своєму робочому місці, змінює постановку задачі, характеристики моделей та матеріалів, при цьому проміжні рішення стираються, зберігаються лише кінцеві результати. При необхідності знову розглянути подібний проект, виявляється, що багато даних відсутні. Частина спеціальних знань втрачається, так як часто користувач забуває фіксувати прийняті ним принципові рішення. Більше того, якщо спеціаліст змінює тип конструкцій, що він проектує або розраховує, з часом втрачається і набутий ним досвід. Йому також приходиться мати справу з різноманітним програмним забезпеченням, нерідко з різних дисциплін, а він, як правило, не має глибоких спеціальних знань в цих областях. Отже в сучасних умовах будь-яка Стратегія, що стосується формалізованих знань може бути ефективно реалізована лише у вигляді комп'ютерних експертних систем. В експертних системах зазначені вище проблеми в значній степені розв'язуються за рахунок роздільного функціонування основних блоків, що створюють певну ієрархію.

Принцип блочності полягає в розбивці кожного рівня системи на ряд складових частин, а принцип ієрархічності означає різну ступінь деталізації елементів системи [].

Елементи ієрархічної системи взаємно пов'язані. Основний зв'язок здійснюється по вертикалі і виражається у тому, що елементи більш низького рівня є підпорядкованими по відношенню до елементів більш високого рівня, куди вони входять. У відповідності з цим всі ієрархічні системи можна розділити на два великих класи:

- системи з прямими зв'язками, коли є лише зв'язки управління, формулювання завдань та даних, що йдуть з верхнього рівня на найближчий нижчий;

- системи з оберненими зв'язками, коли окрім прямого зв'язку інформація з нижнього рівня передається на найближчий верхній.

Експертну систему міцнісного моніторингу магістральних газопроводів слід будувати як ієрархічну систему з оберненими зв'язками. На рис. 3 зображена функціональна схема такої експертної системи. Приведена функціональна схема побудована за наступною загальною формулою:

якщо <необхідний ідентифікатор>, тоді <перелік варіантів>. Таким чином на найбільш загальному рівні структура конструювання функціональної схеми наступна:

якщо <стратегія>, тоді <перелік експертних систем>;

якщо <експертна система>, тоді <перелік проблем>;

якщо <проблема>, тоді <перелік методів>;

якщо <метод>, тоді <база даних>;

якщо <база даних>, тоді <база знань>;

якщо <елементи бази знань>, тоді <перелік критеріїв>;

якщо <критерій>, тоді <методично-розрахункові комплекси>;

якщо <програмно-розрахунковий комплекс>, тоді <перелік технологічних задач>;

якщо <технологічна задача>, тоді <перелік рекомендацій або прийняття рішення>.

Стосовно експертної системи прогнозування міцності і довговічності магістральних газопроводів можна означити наступний перелік проблем: *міцність, стійкість, довговічність, надійність* конструкції. Зазначені проблеми можуть вирішуватись на основі *детерміністичного, напівдетерміністичного, статистичного та ймовірно-статистичного*

методів. Для реалізації розрахунків за цими методами необхідно формування вхідної інформації, яку зручно зберігати у базах даних. База знань є ядром системи і складається з спеціальних знань, критеріїв граничних станів, програмно-розрахункових комплексів та технологічних задач.

2.5 Методи прогнозування міцності та надійності лінійної частини магістральних газопроводів

В залежності від рівня визначеності параметрів, що характеризують властивості конструкції, її зовнішню взаємодію з середовищем, прикладені навантаження, різноманітні впливи та пошкодження, що супроводжують газопровідну систему під час експлуатації, розрахунки на міцність, довговічність та надійність можна здійснювати застосовуючи наступні загальні методи:

- детерміністичний;
- напівдетерміністичний;
- статистичний;
- ймовірностно-статистичний.

Найбільш розповсюдженим у практиці розрахунків на міцність є детерміністичний метод, його особливістю є те, що всі фактори та параметри, які залучені до розрахункового процесу вважаються детерміністичними (чітко визначеними) функціями не випадкових величин. Така постановка задачі дуже спрощує розробку методично-розрахункових комплексів визначення критеріальних параметрів, що характеризують граничні стани газопроводів, оскільки майже завжди науковцями розрахунок цих параметрів здійснюється в детерміністичній постановці. Під час практичного застосування даного підходу вимагається повна визначеність всіх величин, функцій та констант. Від точності введення

вхідної інформації прямо залежить точність прогнозування показників міцності та довговічності.

Напівдетерміністичний метод, що починає широко застосовуватись у розрахунковій практиці поєднує в собі два методи - детерміністичний та ймовірно-статистичний. Як правило, не всі характеристики, параметри та константи, що характеризують поточний стан газопроводу, можна чітко визначити. Частина з них часто задається з певним допуском, або буває невідомою для даного об'єкту. В такому випадку деякі параметри можуть визначатись на основі статистичних даних, а в розрахунковий процес залучаються елементи теорії ймовірності [1].

Статистичний метод полягає в статистичній обробці інформації про відмови та аварії на магістральних газопроводах і здійснюється для дослідження закону розподілу випадкової величини, що вивчається. При цьому також вивчаються числові характеристики закону розподілу, створюються статистичні варіаційні ряди і здійснюється графічне зображення емпіричних кривих розподілу [1].

Виявлення закономірностей здійснюється на основі обмеженого числа спостережень. Очевидно, що найбільш вірогідні висновки про випадкову величину можна зробити маючи максимально можливе число спостережень (даних). В процесі обробки статистичного матеріалу, що отриманий із досвіду експлуатації магістральних газопроводів виділяють декілька основних стадій: аналіз зібраних відомостей, побудова інтервального варіаційного ряду; графічне зображення емпіричного розподілу; підбір теоретичного розподілу, що найкращим чином погоджувався б з емпіричним.

Визначення ймовірності руйнування певної ділянки газопроводу за зазначений час експлуатації в результаті переходу в граничний стан через пошкодженість структури матеріалу, зміни режимів навантажування, різні

технологічні та природні впливи здійснюється на основі ймовірностно-статистичного методу і характеризує надійність конструкції.

Основним показником надійності газопроводу як конструкції є ймовірність безаварійної роботи. Безаварійна робота будь якої конструкції характеризується набором умов наступного типу

$$U = R_i - S_i > 0, \quad (2.2)$$

де U - функція надійності; R - граничне значення цього показника; S - розрахунковий показник; i - номер граничного стану, прийнятий в якості критерію виникнення відмови [1].

Задачею інженерної оцінки надійності конструкції газопроводу є відшукання ймовірності виконання нерівності (2.2), в якій фактор R є випадковим, а фактор S може бути як випадковою, так і детермінованою величиною. В якості розрахункових моделей ймовірностно-статистичного методу, як і в детерміністичному методі, використовуються розрахунки за граничними станами, що визначають міцність, стійкість та довговічність конструкції [1].

2.6 Елементи експертної системи та їх взаємодія

Бази даних

Як правило, сучасні експертні системи створюються як багатовіконні графічні інтерфейси користувача, з використанням можливостей багатозадачної операційної системи WINDOWS [1]. Одним з основним елементів таких систем є бази даних (БД). Стосовно експертної системи міцності газопроводів слід передбачити ведення як мінімум дев'яти спеціальних баз даних, рис. 2.3.

БД "Документація" є інформаційним елементом в якому зберігаються проектна, виконавча та експлуатаційна документація даної ділянки магістрального газопроводу.

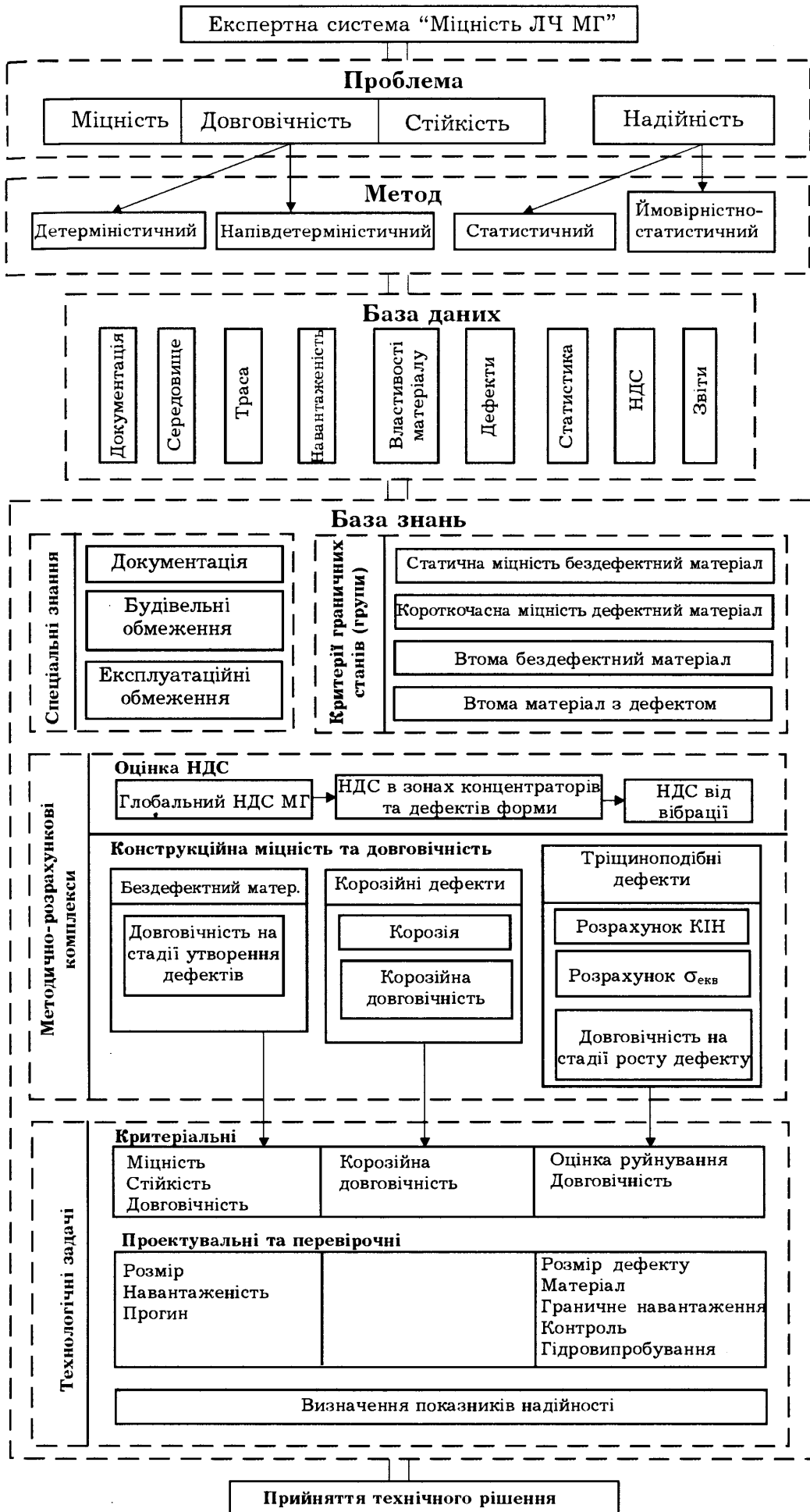


Рис. 2.3 - Функціональна схема експертної системи

БД “Середовище” містить інформацію про результати інженерно-геологічних, геофізичних та ландшафтних робіт, кліматичні особливості регіонів проходження траси, властивості та склад ґрунтів.

БД “Траса” містить загальні відомості про профіль та план траси, основні конструктивні елементи газопроводу, їх геометричні розміри, реальну форму та орієнтацію у просторі, а також відхилення від проектних норм.

БД “Навантаженість” складає інформацію про умови закріплення газопроводу, режими навантажування певних ділянок, механічні техногенні впливи, дані тензометричних постів.

БД “Властивості матеріалу” містить інформацію про механічні властивості матеріалів, включаючи характеристики тріщиностійкості металів та їх зварних з’єднань при статичному, циклічному та динамічному навантажуванні за реальних температур, швидкості навантажування, з урахування старіння матеріалу і впливу корозійних середовищ.

БД “Дефекти” зберігає дані про дефекти, виявлені засобами технічної діагностики і їх основні характеристики (геометричні розміри, орієнтація і місце залягання). БД “Дефекти” оперує наступними типами дефектів: поверхневими, підповерхневими, скрізними; повздожними та окружними; плоскими та об’ємними. Передбачається заміна реальних плоских дефектів тріщинами еліптичного профілю, а трьохвимірних корозійних дефектів - прямокутними об’ємними областями. Правила схематизації ґрунтовані на приведенні реального дефекту до тріщини канонічної форми або об’ємної області, виходячи з принципу еквівалентності площ або об’ємів. Така схематизація забезпечує консервативну оцінку розрахунків на міцність та спрощує розрахунки, що виконуються за відомими методиками.

БД “Статистика” передбачена для зберігання інформації про позапланові зупинки газопроводу, його відмови та аварії з зазначенням причин та наслідків, а також виконаних ремонтних робіт. Ця база даних

повинна також містити статистичну інформацію про подібні ситуації, що траплялися на інших магістральних газопроводах.

БД "НДС" формується за результатами розрахунку напружено-деформованого стану газопроводу в цілому, в зонах концентраторів і дефектів форми з можливим урахуванням напружень від вібрації. Такі розрахунки оцінки НДС є основною вхідною інформацією для програмно-розрахункових комплексів оцінки конструкційної міцності та довговічності.

БД "Звіти" зберігає інформацію про: проведені розрахунки та їх протоколи з зазначенням часу, об'єкт дослідження і його характеристики, тип технологічної задачі, рекомендації та експертні висновки.

База знань

Ядром експертної системи є база знань. Від наукового рівня її методичного наповнення в значній степені залежить ефективність прогнозування показників міцності, довговічності та надійності.

Базу знань складають спеціальні знання, критерії граничних станів, реалізуючі методи для побудови рішень (методично-розрахункові комплекси) та технологічні задачі.

Спеціальні знання об'єднують сукупність умов та правил, яким повинна підпорядковуватись конструкція газопроводу. В першу чергу ці обмеження зумовлені:

- нормативними документами (товщиною стінки, середовищем, категорією ділянок газопроводу тощо);
- процесом будівництва (радіусом пружного згину газопроводу, рівнем залишкових напружень тощо);
- процесом експлуатації (максимально допустимим значенням температури, внутрішнім тиском, рівнем корозійного пошкодження, довжиною прольотів над розмитими ділянками, рівнем вібрації, терміном поточного та капітального ремонтів тощо).

Зазначені правила в явному виді містяться у базі знань і не залежать від реалізуючого методу, що використовується для отримання рішень. Можна звертатись до них, модифікувати, добавляти інші.

Критерії граничних станів визначають перелік та критичні значення факторів, що за певних умов навантажування чинять переважний вплив на міцність конструкції. Вони дозволяють виділити область значень відповідальних параметрів, безпечних для роботи газопроводу. Класифікація та перелік найбільш необхідних для оцінки стану міцності газопроводу критеріїв граничних станів докладно викладені в розділі 2.2.

Методично-розрахункові комплекси (МРК) складають методи, фізичні та математичні моделі визначення НДС конструкції та критеріальних характеристик матеріалу. В залежності від масштабності вирішуваної проблеми, а також по відношенню до двох основних груп дефектів (форми та суцільності матеріалу) методично-розрахункові комплекси можна розділити на *МРК оцінки НДС* (статична міцність та стійкість) та *МРК оцінки конструкційної міцності та довговічності* (статична та циклічна міцність тіл з дефектами).

В країнах СНД для розрахунку напружено-деформованого стану складних просторових трубопроводів традиційно використовують підходи методу сил [] та метода кінцевих елементів []. Перший характеризується трудомісткими обчисленнями у зв'язку з побудовою багатьох епюр від одиничних силових факторів з наступним обчисленням переміщень та кутів повороту за методом Мора через криволінійні інтеграли. Обидві процедури є досить громіздкими для просторової розгалуженої системи, а якщо врахувати нелінійні умови, закріплення на опорах тертя, необхідні ще й додаткові ітераційні процедури []. За таких умов розрахунки на міцність трубопровідних систем проводяться з застосуванням спрощень.

Метод кінцевих елементів є найбільш універсальним і добре розробленим чисельним методом для розв'язку задач механіки деформованого твердого тіла, а тому дістав широке розповсюдження в інженерній практиці. Основною ідеєю МКЕ є розбивка області, що моделює досліджуваній об'єкт на велику кількість частин - елементів, зв'язок між якими здійснюється через певне число точок, що називають вузлами. Однак точність та складність цього методу часто обмежується кількістю граничних елементів, ця обставина іноді не дозволяє зробити розрахунок в цілому досить складної трубопровідної системи.

Виходячи з того, що розрахунки на міцність не повинні здійснюватись лише на певних стадіях проектування та будівництва та мати лише одну мету - показати придатність трубопроводів з точки зору міцності, сучасна культура експлуатації трубопроводів і концепція безпеки вимагають більш широких вимог до таких розрахунків, а саме:

- впровадження експертних систем має на увазі інтегрування розрахункових модулів в графічно-інформаційну систему;
- будь-які відхилення в технологічному процесі, умови закріплення, просторове положення, непередбачені силові та температурні впливи повинні негайно розглядатись з точки зору їх дії на міцність.

Зазначеним умовам найбільш вдало відповідає підхід, запропонований в роботах []. Він ґрунтується на методі початкових параметрів пружності і призначений для розрахунку статично невизначених просторових рамних систем. Основу метода складають рівняння переміщень точок стержня для відомих по довжині ділянки внутрішніх зусиль. Метод дозволяє здійснити оцінку НДС складної трубопровідної конструкції з одночасним врахуванням всіх діючих факторів: власної ваги, внутрішнього тиску, температурного перепаду, реальної жорсткості проміжних опор, просторового згину та реакції

ділянок ґрунту, а також врахувати як різку зміну осі труби, так і плавну - за рахунок гину.

Розрахунок глобального напружено-деформованого стану газопроводів не дозволяє одночасно отримати ефективних рішень для зон концентраторів та дефектів форми, а також з урахуванням вібрації, що пояснюється несумісністю “масштабів” розв’язуваних проблем. Для уточнення НДС слід залучити *спеціалізовані методично-розрахункові комплекси* на базі метода кінцевих елементів або напіваналітичних інженерних методів [].

Методично-розрахункові комплекси конструкційної міцності та довговічності за своїм функціональним призначенням можна розбити на три групи: стосовно бездефектного матеріалу, корозійних дефектів та тріщиноподібних дефектів. Першу групу складають моделі малоциклової втоми на стадії зародження дефектів [], другу - моделі прогнозування швидкості росту корозійних дефектів та корозійного розтріскування [], третю - математичні методи розв’язку статичних задач теорії тріщин з визначення коефіцієнтів інтенсивності напружень, а саме:

- метод сингулярних інтегральних рівнянь [];
- метод граничних інтегральних рівнянь [];
- метод кінцевих елементів [];
- метод вагових функцій [];
- апроксимаційних методів [],

а також моделі в’язкого руйнування [] та втоми на стадії росту тріщиноподібних дефектів [].

На основі розглянутих вище критеріїв граничних станів та методично-розрахункових комплексів формулюються задачі верхнього рівня або *технологічні задачі*. За своїм призначенням їх можна розділити на критеріальні задачі (прямі), проектувальні та перевірочні (обернені) та задачі з визначення показників надійності.

Стосовно бездефектного матеріалу та матеріалу з дефектами форми критеріальна технологічна задача (ТЗ) “Міцність” дозволяє здійснити перевірку умови міцності та визначити коефіцієнт запасу міцності при порівнянні реальних розподілів напружень, що виникають в газопроводі з допустимими значеннями.

ТЗ “Стійкість” перевіряє умову повздовжньої втрати стійкості газопроводу та дозволяє прогнозувати умови навантажування за яких така втрата стійкості може статися. Критеріальна ТЗ “Довговічність” дозволяє визначити ступінь пошкоджуваності матеріалу (виникнення втомних дефектів) або час до можливого їх зародження.

Проектувальні технологічні задачі, будучи оберненими до критеріальних, використовують ту особливість, що всередині області граничних станів конструкції виділяється область навантажень та впливів, безпечних для роботи конструкції. Це дозволяє перейти до співвідношень між зовнішніми навантаженнями, з одного боку, і розмірами конструкції та механічними властивостями матеріалу, з іншого.

ТЗ “Розмір” для заданої для заданої геометрії конструкції, початкових значень її геометричних характеристик (товщина стінки, радіус), умов навантажування, властивостей матеріалу дозволяє визначити граничне зменшення стінки труби, перевищення якого може викликати руйнування або значне пластичне деформування матеріалу конструкції.

ТЗ “Навантаженість” дозволяє для заданої геометрії конструкції та властивостей матеріалу визначити граничний рівень тиску або еквівалентних напружень, перевищення яких може призвести до руйнування або надмірного пластичного деформування конструкції.

ТЗ “Прогин” для заданих властивостей матеріалу, геометричних характеристик об’єкту, властивостей середовища та початкових значень навантажень прогнозує критичне значення прогину газопроводу.

Велику групу технологічних задач складають задачі стосовно дефектів 2-го роду (дефекти суцільності середовища). Серед них можна виділити дві базові, критеріальні задачі - ТЗ “Оцінка руйнування” та ТЗ “Довговічність”. Перша для заданих експлуатаційних умов, геометрії об’єкта та типу тріщиноподібних дефектів дозволяє здійснити перевірку умови міцності та тріщиностійкості, оцінити поточний напружений стан конструкції в зоні дефекту, прогнозувати можливий характер руйнування та розрахувати реальні коефіцієнти запасу міцності. ТЗ “Довговічність” дозволяє визначити залишковий ресурс конструкції за критеріями механіки руйнування на етапі росту тріщиноподібних дефектів та перевірити умову герметичності конструкції. На основі двох критеріальних задач можна сформулювати наступні проектувальні задачі:

ТЗ “Матеріал” за даними геометрії конструкції, початкових значень довжини (глибини) дефекту, умов та рівня навантажування дозволяє здійснити вибір матеріалу (по допустимій мінімальній тріщиностійкості), який би гарантував недопущення крихкого руйнування;

ТЗ “Дефект” для заданої геометрії конструкції, початкових розмірів дефекту, умов навантажування прогнозує граничну довжину (глибину) дефекту, перевищення якої може викликати руйнування матеріалу або переростання поверхневого дефекту в наскрізний;

ТЗ “Навантаження” для заданої геометрії конструкції та довжини (глибини) дефекту дозволяє визначити максимальне значення внутрішнього тиску або еквівалентних напружень, перевищення яких є неприпустимим;

ТЗ “Контроль” розв’язує задачу формування вимог до засобів технічної діагностики, а саме визначення граничних значень розмірів дефектів, які повинні виявлятися засобами технічної діагностики під час неруйнівного контролю з наперед заданою довговічністю.

ТЗ “Гідровипробування” для заданих значень геометрії конструкції, розмірів виявлених дефектів, умов навантажування та тиску гідровипробування дозволяє визначити залишкову довговічність конструкції.

ТЗ “Корозійна довговічність” за результатами технічної діагностики здійснює оцінку поточного корозійного стану і його впливу на характеристики міцності та прогнозує залишковий ресурс конструкційного елемента з корозійним дефектом.

Подібно до схеми, запропонованій у роботі [] сформулюємо послідовність організаційних, технічних та розрахункових дій, що впливають із запропонованої Стратегії прогнозування показників міцності, довговічності та надійності.

1. Інформаційне та методичне забезпечення.

1.1. Технічна та експлуатаційна документація об'єкта дослідження.

1.2. Структурні та конструктивні особливості.

1.3. Режим експлуатації, навантаження та впливи навколишнього середовища.

1.4. Визначення властивостей матеріалу.

1.5. Перелік можливих дефектів та пошкоджень.

1.6. Обмеження зумовлені нормативними документами, процесом будівництва та експлуатацією.

1.7. Перелік граничних станів та їх формалізація.

1.8. Розрахункові методи оцінки НДС та конструкційної міцності тіл з дефектами.

2. Визначення НДС у бездефектному матеріалі або матеріалі з дефектами І-го роду (дефекти форми).

2.1. Визначення глобального НДС ділянки магістрального газопроводу.

2.2. Перевірка умови міцності та стійкості газопроводу.

2.3. Умова не виконується - блок прийняття рішення.

2.4. Умова виконується - розрахунок НДС в зонах концентраторів та дефектів форми.

2.5. Перевірка умови міцності та стійкості в зонах концентраторів та дефектів форми.

2.6. Умови не виконуються - блок прийняття рішення.

2.7. Умова виконується - аналіз конструкційної міцності тіл з дефектами 2-го роду (дефекти суцільності середовища).

3. Конструкційна міцність тіл з дефектами суцільності середовища.

3.1. Визначення НДС в зонах дефекту.

3.2. Визначення еквівалентних напружень в'язкого руйнування.

3.3. Визначення коефіцієнтів інтенсивності напружень.

3.4. Перевірка умови настання граничного стану по двохкритеріальній діаграмі деформування.

3.5. Умова виконується - блок прийняття рішення.

3.6. Умова не виконується - аналіз циклічної тріщиностійкості матеріалу.

3.7. Перевірка умови наперед заданої довговічності по малоцикловій втомі на стадії росту тріщиноподібних дефектів.

3.8. Умова не виконується - блок прийняття рішення.

3.9. Умова виконується - визначення конструкційної міцності з урахуванням вібрації для тіл з дефектами 2-го роду.

3.10. Визначення НДС в зоні дефекту з урахуванням вібрації.

3.11. Перевірка умови наперед заданої довговічності з урахуванням багаточислової втоми.

3.12. Умова не виконується - блок прийняття рішення.

3.13. Умова виконується - визначення показників надійності.

4. Визначення показників надійності.

5. Прийняття технічного рішення.

Запропонований алгоритм роботи експертної системи не вимагає строгого дотримання виконання зазначеної послідовності дій. Можливі ситуації, коли дослідження конструкційної міцності може бути обмеженим лише окремими пунктами. Однак у випадку складних пошкоджень, наприклад, наявності тріщини в зоні вм'ятини необхідно розв'язання всієї послідовності задач: від дослідження напружено-деформованого стану та стійкості елемента конструкції до оцінки статичної та циклічної тріщиностійкості.

Висновки по розділу 2

1 Розроблена ефективна Стратегія прогнозування міцності та довговічності лінійної частини магістральних газопроводів. В її основу покладені сучасні організаційні та наукові рішення, що можуть бути реалізовані у вигляді експертної комп'ютерної системи. Стратегія дозволяє охопити значний спектр проблем, що стосуються моніторингу стану міцності та прогнозу безаварійної роботи магістральних газопроводів. Вона зорієнтована на діючі в нафтогазовій галузі методи обстежень магістральних газопроводів та методики діагностичних обстежень матеріалу труб засобами неруйнівного контролю.

2 Стратегія дозволяє здійснити: постановку задачі оцінки міцності та надійності газопроводів виходячи з різноманітності умов експлуатації та конструктивних особливостей; прогноз очікуваного терміну служби з врахуванням реальних навантажень та наявності різного роду дефектів; створення спеціальних методів та програмних засобів розрахунку.

3 Виділені основні пошкоджуючі фактори, що впливають на роботоздатність трубопроводу та проаналізовані наслідки їх пошкоджувальної дії. Охарактеризовано, найбільш повно, перелік граничних станів, що можуть мати місце під час експлуатації газопроводу та приведені відповідні їм основні критерії.

4 Запропонована функціональна схема експертної системи з виділенням основних елементів та означенням їх місця і зв'язків. Сформульовано комплекс методичних проблем та запропоновані методи їх можливого ефективного вирішення.

РОЗДІЛ 3

Експериментальні дослідження технічного стану газопроводів та їх залишкового ресурсу

Нормальний стан газопроводів є однією із найважливіших задач служб, що забезпечують транспорт газу до споживачів. Витоки газу, втрати при аваріях та інші неполадки можуть привести до відчутних втрат газу і вимушеному простоюванню споживачів. В окремих випадках аварійні ситуації можуть поставити під загрозу поставки газу цілим регіонам, що викличе значні економічні збитки.

Для нормальної роботи трубопроводів необхідно добре знати стан матеріалу труб, його залежність в часі і умови експлуатації, місця прокладання трубопроводу. Знання основних параметрів стану матеріалу труб дозволить назначити правильний режим експлуатації і збільшити термін їх служби.

Як правило, система забезпечення безпечної експлуатації конструкцій і споруд включає в себе ряд нерозривно зв'язаних між собою міроприємств технічного і організаційно-технологічного характеру, які в своїй сукупності забезпечують найкращі результати. Це:

1. Правильне технічне обслуговування агрегатів і інших пристроїв, що забезпечують транспорт газу, в тому числі і лінійної частини.
2. Своєчасне і повне діагностування стану труб і агрегатів, що забезпечують транспорт газу.
3. Навчання спеціалістів правилам і нормам обстеження технічного стану трубопроводів, правилам і процедурі прийняття рішень в умовах передаварійної ситуації.

Даний розділ присвячений оцінці технічного стану матеріалу труб газопроводів в різних регіонах України та їх залишкового ресурсу на ділянках різної категорії складності. Мета досліджень - вплив

несприятливих факторів дільниць прокладки газопроводів для прийняття мір по відновленню нормальних умов їх роботи, назначення в цих умовах обґрунтованих режимів контролю і експлуатації.

3.1 Методика дослідження зміни фізико-механічних властивостей трубних сталей в ході тривалої експлуатації

Дана методика є базовим документом, у відповідності з яким проводяться дослідження матеріалу трубопроводів, що мають різний термін експлуатаційного напрацювання, і відповідно, різний характер і рівень накопичених пошкоджень. Основною метою досліджень, що проводяться є оцінка стану матеріалу труб з подальшою видачею висновків про можливість подальшої їх експлуатації. Оцінка фізико-механічних властивостей матеріалу труб проводилася на зірцях типу і розмірів, приведених на рис. 3.1.

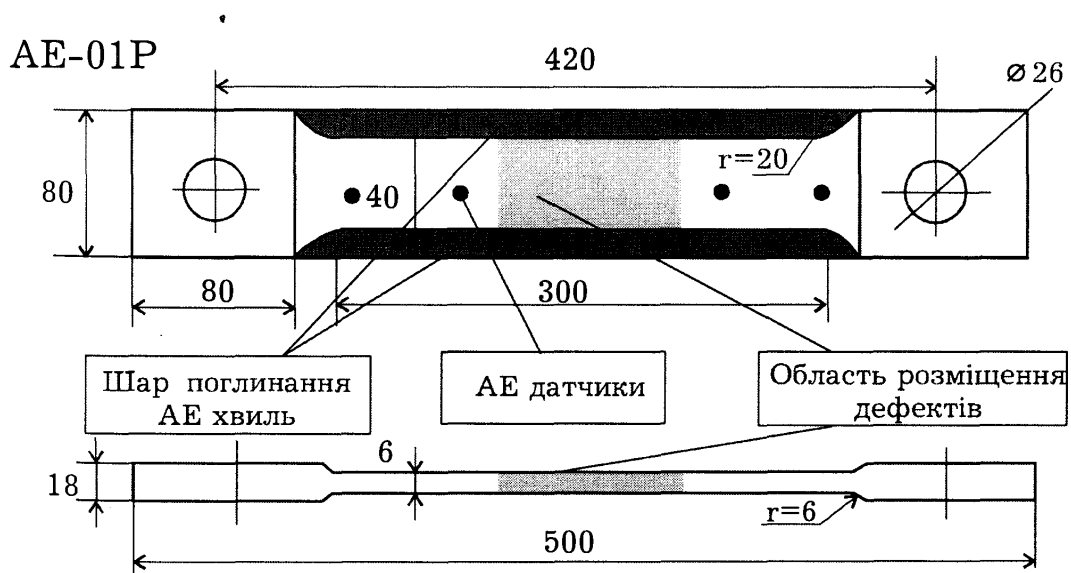


Рис. 3.1 Загальний вид зірців для досліджень фізико-механічних властивостей методом акустоемісії

Заготовки для вказаних зразків і відповідно зразки для досліджень наведені на рис. 3.2, 3.3. Такі зразки дозволяють вимірювати основні

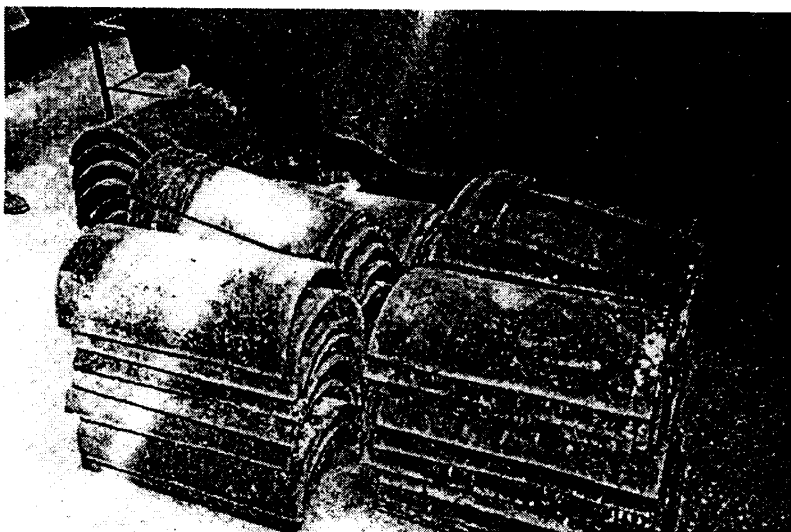


Рис. 3.2 Елементи труб, на яких проводилися випробування



Рис. 3.3 Взірців для випробувань

параметри, що найбільш точно визначають стан досліджуваного матеріалу в плані його міцністних властивостей, з врахуванням експлуатаційного напруження, а також кінетику накопичення пошкоджень в матеріалі в процесі експлуатації. В зв'язку з вищевикладеним наведена методика включає дослідження зразків з пошкодженого матеріалу, що відповідає реальним умовам експлуатації труб на протязі 10 років, а також дослідження зразків з контрольного матеріалу, як у стані поставки, так і з різною ступінню пошкоженості.

В процесі досліджень передбачається вимірювання параметрів акустичної емісії, навантаження, поздовжньої і поперечної деформації при одноосному розтягу типових зразків, вимірювання параметрів акустичної емісії при оцінці ступені пошкоженості матеріалу методом, що не потребує навантаження, а також, при необхідності підвищення достовірності оцінки, яка проводиться, вимірювання зміни щільності матеріалу в процесі накопичення пошкоджень і ряду інших параметрів. Проведення досліджень і обробка отриманих результатів дозволяє отримати достатній об'єм матеріалу для того, щоб забезпечити правильність прийняття рішення про стан матеріалу труб. Паралельно з вимірюванням акустичних характеристик матеріалів виміряні також і їх механічні властивості, так як деформаційна діаграма при розтягу. При співставленні даних досліджень пружним матеріалом стають зразки з трубних сталей в стані поставки. Дані вимірювань, що отримані на цих матеріалах повинні служити "точкою відрахунку" для аналізу ступені вимірювання механічних властивостей матеріалів труб після 10 річної експлуатації.

Для навантаження зразків при дослідженнях на одноосний розтяг використовують стандартну дослідну машину Р-20 з утримувачами, що призначені для плоских зразків, які мають дві головки з отворами діаметром 25 мм. Машина оснащена додатковою системою, яка дозволяє

реєструвати навантаження на зразок в процесі його деформування, з наступним записом в пам'ять комп'ютера. Вихід з системи можливий як безпосередньо на вхід комп'ютера, так і на тензометричну станцію 4АНЧ-22Х. На рис. 3.4 і 3.5 показаний дослідний зразок АЕ-1Р в утримувачах машини Р-20. Там же показані, встановлені на зразки АЕ датчики.

Розривна досліджувана машина Р-20 з максимальним навантаженням 20 т за ГОСТ 7855-74 призначена для статичних досліджень на розтяг зразків металів і сплавів за ГОСТ 1497-73, ГОСТ 12004-66, а також виробів з них. Машина може працювати в діапазоні температур 15...355°C, при відносній вологості 40-80 %. Машина має три діапазони робочих навантажень. Швидкість руху рухомого утримувача без навантаження змінюється в межах 0...200 мм/хв. Машина являє собою установку, що складається з навантаженого пристрою і пульта управління. Навантажуючий пристрій призначено для деформування і руйнування досліджуваного зразка. Пульт управління служить для керування процесом навантаження зразка, а також для контролю за величинами навантажень і деформації в процесі навантаження. Пульт управління включає насосну установку з системою керування, силовимірювач і діаграмний апарат для запису діаграми "навантаження-деформація". Навантажуючий пристрій і пульт управління монтуються на фундаменті і з'єднуються маслопроводами.

Навантажуючий пристрій виконано вертикальним, з гідравлічним приводом верхнього утримувача і з механічним приводом нижнього утримувача. Пульт управління являє собою блочну конструкцію. В нижній частині пульта розташована насосна установка, на якій встановлений силовимірювальний блок. Насосна установка складається з масляного баку і блоку з електро- і гидроапаратурою, з'єднаних за допомогою петель.

У випадку, коли потрібне уточнення результатів досліджень за рахунок наближення умови навантаження зразків до тих, які реалізуються

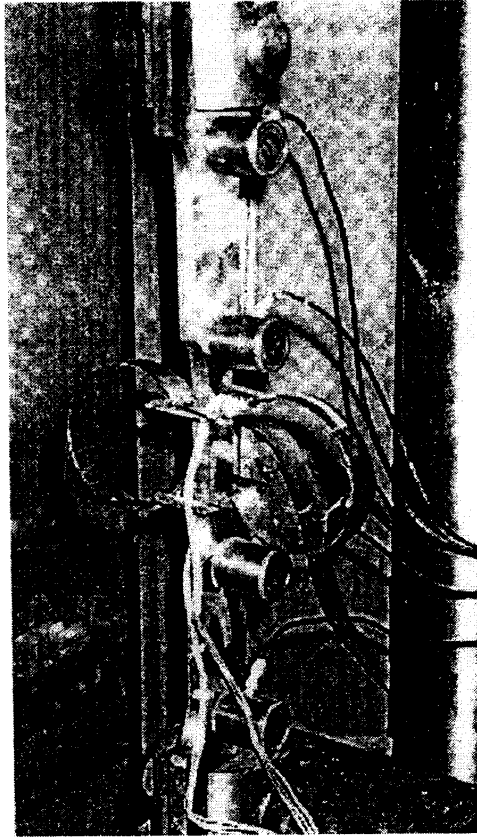


Рис.3.4 Вид взірця в захватах машини Р-20

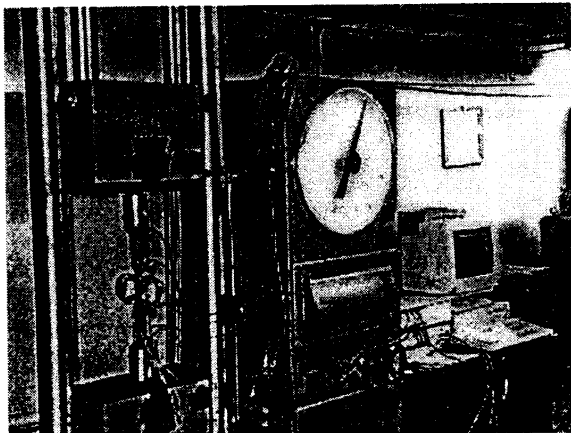


Рис. 3.5 Випробувальна машина Р-20

в реальному виробі, шляхом підвищення жорсткості системи навантаження, замість машини Р-20 можливе використання спеціальної системи з жорсткістю навантаження, що регулюється. Система реалізована на базі преса типу ПММ-250 і являє собою реверсор, що перетворює деформацію стиску преса в деформацію розтягу зразків, а також ряд пружних елементів, що дозволяють в широких межах (3...18 т/мм) ступінчасто змінювати жорсткість системи навантаження.

Основними елементами реверсора є чотири плити (дві з них з отворами), встановлені горизонтально одна за одною, і 8 стрижнів, що проходять через отвори в двох центральних плитах, які з'єднують попарно крайні плити з центральними таким чином, що при зближенні крайніх плит відбувається віддалення центральних, до яких і під'єднуються утримувачі. Таким чином, при зближенні робочих поверхонь преса зразок, встановлений в утримувачах реверсора, піддається розтягу. Встановлені пружні елементи дозволяють реалізовувати рівноважну деформацію робочої частини зрізків і проводити стійкий контроль росту мікротріщини. Діаграма деформації матеріалу в координатах "видовження-навантаження" при рівномірній деформації являє собою виражену падаючу дільницю, що відповідає розуцільненню матеріала за рахунок пор- і тріщиноутворення.

Для вимірювання поздовжньої і поперечної деформації в процесі навантаження стандартних зразків при дослідженнях на одноосний статичний розтяг можуть бути використані тензометри різних типів. Отже, для вимірювання поздовжньої деформації на зразках (рис. 3.1), рекомендується застосування тензометра з базою, що дорівнює 80-100 мм і ніжками голкового типу (рис. 3.4), оснащеного тензодатчиками з базою 15-20 мм. Тензометр встановлюють на робочій поверхні зразка після його розмітки і кернування. При розмітці необхідно дотримуватися перпендикулярності ліній, на яких пробиваються керни для кожної зі

сторін тензометра, боковим поверхням зразків. При установці тензометра необхідно дотримуватися перпендикулярності голок поверхні зразка. Необхідно також забезпечити при кріпленні тензометра достатні зусилля притискування до зразка, щоб виключити прослизання ніжок в процесі дослідів.

Для отримання достовірних даних тензометрії після підсилення сигналу використовують тензометричну станцію 4АНЧ-22Х. Підсилений сигнал може бути записаний в пам'ять комп'ютера для отримання в процесі деформації зразків діаграми "видовження-навантаження".

Тензометрична станція 4АНЧ-22Х являє собою високоточний прилад, який має 4 вимірювальних канала, працюючий з використанням п'яти дробних піддіапазонів вимірювання. Важливою особливістю приладу є можливість динамічного лінійного підсилення слабких сигналів. Чотири каналу приладу оснащені активною схемою підключення засобів вимірювання, яка використовує мостову схему включення через компенсуючі трансформатори. Підключення динамометрів, тензометрів і інших вимірюваних пристроїв до комп'ютера засобом тензостанції дозволяє спростити підбір діапазонів вимірювання і суттєво підвищити стабільність отриманих результатів.

Достовірність результатів забезпечується також тим, що умови роботи матеріалу в зразках, наведених на рис. 3.1, достатньо наближені до умов, які реалізуються в багатьох конструкціях, що підтверджується багаторічним досвідом відповідних досліджень.

Існуючий позитивний ефект дає паралельне застосування методу акустичної емісії (АЕ). Метод АЕ, що реагує на зміни в матеріалі, безвідносно матеріал це зразка чи конструкції.

Діагностична апаратура в комплексі досліджень, що проводяться є базовим інструментом, призначеним для реєстрації і оцінки набору параметрів, що визначають стан матеріалу. Одним з переваг її будови є

можливість запису наряду з параметрами акустичної емісії низькочастотних параметрів, якими можуть бути, наприклад, навантаження, деформація, температура, тиск та інші. Таким чином, в пам'яті комп'ютера системи "ЕМА" фіксуються дані вимірювань, що отримані від 8 датчиків АЕ, а також до чотирьох низькочастотних параметрів, які характеризують стан матеріалу, що тестується.

Всі виміряні дані в комплексі являють собою вектор стану матеріалу, який достатньо повно характеризує його стан. При аналізі експериментальних даних до складу вектора стану матеріалу можуть бути включені і додаткові параметри, якщо виявиться, що вони мають суттєвий вплив на міцнісні або інші аспекти його стану.

До таких можна віднести дані, отримані при оцінці пошкодженості зразків методом, що не потребує їх навантаження, але який ґрунтується на ультразвуковій дефектоскопії прозвучування зразків сигналами від генератора. Для роботи за вказаним методом може бути використано стандартний генератор електричних коливань, оснащений на виході датчиком АЕ, в якості випромінювача сигналів і акустико-емісійна система "ЕМА" в якості приймача. Методика досліджень зразків з метою оцінки їх пошкодженості буде розглянута нижче.

Пошкодженість матеріалу впливає і на вимірювання його щільності. В якості методу, який дозволяє оцінити вимірювання щільності матеріалу в процесі накопичення пошкоджень, пропонується метод зважування зразків в повітрі і в рідині за допомогою спеціальної установки, що дозволяє проводити таке зважування і в умовних одиницях отримати величину зміни щільності. Установка включає в себе ряд передаючих пристроїв, коромисло для підвішування проб і високоточний мікроскоп.

За основний зразок для отримання механічних характеристик матеріалу, що досліджуємо, запису в процесі досліджень на одноосний статичний розтяг параметрів акустичної емісії використовується

стандартний зразок для таких досліджень, креслення якого наведено на рис. 3.1. Зразок дозволяє розмістити на своїй поверхні датчики акустичної емісії і засоби тензометрії.

В відповідності з договором, що виконується, виконавець досліджує по три зразка з кожної партії матеріалу визначеного типу експлуатаційного напрацювання і по три зразка із вихідного матеріалу. Умови навантаження матеріалу при цьому залишаються однаковими, відповідають існуючим нормам на проведення досліджень.

Зразки маркують таким чином, щоби розрізнити номери регіонів, з яких поставляли матеріал, і номери партій матеріалу з одного регіону. Маркіровка наноситься в утримуючій частині зразків навколо обох отворів під утримувачі.

Паралельно проводяться дослідження зразків другого типу, призначених для прозвучування сигналами від генератора (рис. 3.6). Виконавець виготовляє по одному зразку вказаного типу з кожної партії, дотримуючи ту саму, що і для стандартних зразків, маркіровку. Маркуються зразки на боковій поверхні. Торці після виготовлення зразків шліфують під установку з обох боків акустичних датчиків.

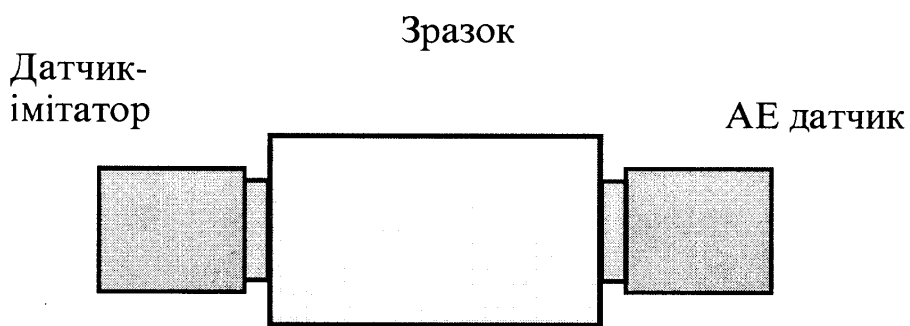


Рис. 3.6 Спеціальний взірець для оцінки пошкодженості матеріалу методом АЕ зондування

Для зважування в рідині на установці, що описана вище, використовують проби матеріалу, що вирізані з потрібної ділянки виробу,

вагою 1 г, довільної форми.

Після виготовлення і маркіровки зразків проводять попередні дослідження, що пов'язані з оптимізацією в застосуванні, розміщенні, налагоджуванні і таруванні засобів вимірювання.

Дослідження в першу чергу торкаються розміщення на стандартних зразках датчиків АЕ і вибору оптимальної конструкції і установки тензометрів. Досвід підтверджує достатність установки на одному зразку чотирьох датчиків АЕ з рівною базою між ними. Це дозволяє з високою точністю визначити координати сигналів акустичної емісії і відсіювати ті сигнали, які приходять з зони, яка не належить контролю. При установці датчиків АЕ за визначеною базою, наприклад, 100 мм, перевіряється правильність визначення координат і кількість прийнятих від генератора сигналів. Установку датчиків і настройку параметрів АЕ апаратури коректують таким чином, щоби забезпечити повну відповідність опрацьованої машинної інформації сигналами, що приймаються.

Після цього підбирають пружні гумові елементи для кріплення тензометра таким чином, щоб виключити сковзання ніжок. Далі на одному з стандартних зразків проводять досліджування, які повинні показати відсутність впливу встановленого на зразку тензометра на акустико-емісійну картину, яка отримана при розтягу зразків. Зразок навантажують, не доводячи до розриву, на дослідницькій машині і оцінюють кількість сигналів АЕ, які приходять із зони установки ніжок тензометра. Якщо результати оцінки виявляються незадовільними, роблять заміну тензометра.

В пам'ять комп'ютера вводять тарировочні криві, що дозволяють при аналізі таблиць і графіків мати значення низькочастотних параметрів, які не потребують перерахунку. Експериментально підбирають і фіксують в пам'яті комп'ютера основні установки діапазонів тензометричної і іншої вимірювальної апаратури. Таким чином формується банк вихідних даних,

звернення до яких і коректування яких можливі по мірі накопичення даних в процесі досліджень.

Дослідження зразків прямокутного перетину, що використовуються для оцінки пошкодженості матеріалу, вимагають настройки акустико-емісійної апаратури таким же чином, як і стандартні зразки. Датчик, з'єднаний з генератором електричних сигналів, з'єднують з одним з торців зразка, датчик, підключений до апаратури "ЕМА", з другим торцем. Апаратура запускається в режимі одноканальної зонної локації. Прозвучивши зразок сигналами від генератора, перевіряють відповідність кількості сигналів, які випромінюються кількості прийнятих. В пам'ять комп'ютера заносять дані про установочні параметри генератора.

По закінченні настройки засобів вимірювання приступають до досліджування зразків. При досліджуванні керуються наступними документами:

- інструкції користувача до апаратури "ЕМА";
- ГОСТ 27655-88 "Акустична емісія. Терміни, визначення і позначення";
- ГОСТ 20911-89 "Технічна діагностика. Терміни і визначення";
- ОСТ 92-1500-84 "Контроль неруйнівний. Зварювальні конструкції при міцностних гідродослідженнях. Акустико-емісійний метод";
- E569-85, Standard Practice for Acoustic Emission Monitoring of Structures during controlled stimulation. Standard USA, ASMT.

При дослідженнях зразків на одноосний статичний розтяг існуючим фактором є швидкість навантаження зразків. Існуючий досвід і численні літературні дані показують, що в діапазоні швидкостей навантаження до 1 мм/хв динамічні ефекти практично не впливають на діаграмі деформування більшості матеріалів і на їх акустичні властивості. В зв'язку з цим для всіх досліджень в рамках даної роботи рекомендована швидкість навантаження зразків 1 мм/хв.

Дослідження плоских зразків на одноосний розтяг проводять при постійному контролі швидкості навантаження з тим, щоб вона складала 1 мм/хв з максимальною точністю. Причина вибору вказаної швидкості вказана вище. Перш ніж почати дослідження зразків, необхідно переконатися в повній справності машини Р-20. Справність встановлюється шляхом зовнішнього огляду і випробовуванню. Переконавшись в справності машини, вибирають робочий діапазон навантажень, виходячи з розмірів зразків, що досліджуються. При цьому необхідно намагатися прямувати, щоб максимальне вимірюване за дослідженням зусилля відповідало третій чверті шкалі навантажень, що досліджується. Величина вказаного зусилля визначається шляхом розрахунку.

На початку досліджень кожного зразка проводиться контроль працездатності акустико-емісійної системи "ЕМА". Перевірка полягає в тому, що в програмі математичного забезпечення утворюється пробний файл, і апаратура запускається в режимі проведення досліджень в реальному часі, причому зразок не навантажують, а прозвучують сигналами від генератора. Це дозволяє переконатися в працездатності кожного з датчиків, перевірити їх настройку і правильність визначення координат джерела сигналів.

Як правило, перевіряти стан пристроїв акустико-емісійної апаратури необхідно після установки на зразку таких засобів вимірювання, як тензometri. Недотримання вказаного пункту може привести до руйнування контакту поверхні зразка з датчиками АЕ.

Перевіряють також нульові установки вимірювання навантаження і деформації тензometriчною станцією 4АНЧ-22Х. При необхідності перевіряють корекцію установок.

По закінченню перевірки приступають до випробовування зразків. Встановивши зразок в утримувачах машини Р-20, вибирають за

допомогою переміщення нижньої траверси існуючі зазори. В програмі для комп'ютера утворюється файл з маркіровкою, що відповідає маркіровці зразка. При дослідженнях зразків однакової конфігурації використовується той самий файл вихідних даних.

Запустивши режим досліджень в реальному часі, починають навантажування зразка. При навантажуванні зразків, окрім швидкості навантажування, оператор контролює роботу акустико-емісійної системи, слідкуючи за роботою кожного датчика окремо, за характером безперервної і дискретної емісії, за правильністю запису навантаження і деформації.

Дослідження закінчуються розривом зразка. Після цього закінчується виконання комп'ютером програми роботи АЕ-апаратури в реальному часі. Якщо немає необхідності в аналізі результатів дослідження одразу після його закінчення, можна проводити наступні дослідження зразків.

Для досліджень зразків з метою оцінки пошкодженості металу також необхідно провести ряд перевірок для підтвердження правильності вибраних установок обладнання і надійності контакту датчиків АЕ з торцями зразків. Для перевірки використовують тарировочний зразок з відомими властивостями проходження сигналу через його об'єм. Перед дослідженням одного чи декількох зразків, що мають за мету оцінити степінь пошкодженості матеріалу, прозвучують тарировочний зразок. Якщо, при правильних установочних параметрах генератора сигналів АЕ і акустичної апаратури, на виході є відповідні параметри сигналів АЕ тим, які були отримані при таруванні, апаратура вважається працездатною і придатною до випробувань. В зворотньому випадку проводять необхідну корекцію в установках попередніх параметрів.

Після закінчення перевірки приступають до випробувань зразків. Випробування є короткочасними. Для аналізу сигналів, що пройшли через зразок, достатньо отримати їх в кількості 20-30. Повторюваність

результатів при даних випробуваннях достатньо висока, щоб за середньо-арифметичним значенням деяких параметрів АЕ вважати з високою степінню ймовірності про властивості матеріалу в плані пошкодженості. Одним з існуючих факторів, що впливають на якість отриманих результатів, є правильність з'єднання датчиків із зразком. Оператору, що проводить дослідження, необхідно дотримуватися центрівки датчиків відносно осі перетину зразка, а також контролювати надійність з'єднання датчиків з зразком методом в'язкого з'єднувача. Утворивши файл експериментальних даних і позначивши його у відповідності з маркіровкою зразка, приступають до випробовувань. Після закінчення випробовувань зразка можна одразу ж приступити до випробувань наступного, якщо немає необхідності змінювати файл вихідних даних. Для проведення досліджень приймається нормальний зразок АЕ-1Р за ТУ і призначений спеціально для виконання комплексних механічних досліджень із застосуванням акусто-емісійних засобів.

У випадку, коли без додаткової інформації важко прийняти рішення про стан матеріалу труб, проводять зважування проб матеріалу в рідині на спеціальній установці, що дозволяє оцінити зміну щільності матеріалу після його пошкодження. Виготовлення проб проводять наступним чином. На аналітичній вазі з точністю до 5-го знаку після коми вимірюють вагу проби матеріалу в вихідному стані. Попередньо вага підбирається таким чином, щоб вона складала приблизно 1 г. Використовування проб з вагою такого порядку підвищує чутливість установки, що використовується. Далі проби пошкодженого матеріалу підганяють за вагою до значення ваги початкової проби з точністю до 5-го знаку після коми. Якщо матеріал пошкоджений, установка покаже в умовних одиницях відхилення щільності матеріалу. Якщо відомі тарировочні параметри для даного матеріалу, з використанням установки можна вирахувати об'єм накопичених в матеріалі пошкоджень.

Дані, що отримані за результатами зважування в рідині, дозволяють суттєво підвищити достовірність оцінки стану матеріалу труб, які використані разом з іншими параметрами. Особливо суттєво вони можуть вплинути на побудову прогнозованої кривої. Отримавши всі необхідні експериментальні дані, приступають до їх обробки і аналізу.

3.2. Дослідження зміни фізико-механічних властивостей трубних сталей в ході тривалої експлуатації

3.2.1. Програма робіт і методика оцінки стану матеріалів труб за даними комплексних АЕ-досліджень

Випробовувались 90 заготовок матеріалу труб з 7 регіонів України в стані на момент вирізки зразка, включаючи заготовки з основного металу в вихідному стані по кожній марці матеріалу, що досліджується. З заготовок виготовлювались зразки для проведення комплексних досліджень методом АЕ-діагностики. Дослідження передбачали застосування зразків двох основних типів: лінійних зразків, що відповідають прийнятим стандартам АЕ-досліджень (АЕ-01Р), і призматичних малогабаритних зразків для досліджень з метою оцінки пошкодженості матеріалу.

Зразки першого типу призначались для досліджень матеріалу в умовах одноосного статичного навантаження, з метою отримання акустичних характеристик основного металу і металу, що має експлуатаційне 10-річне напрацювання.

Зразки другого типу призначались для оцінки степені пошкодженості металу методом сканування, тобто прозвучування сигналами АЕ від спеціального генератора без їх навантаження. При випробуванні зразків першого типу паралельно з записом сигналів акустичної емісії

передбачалась також запис ряду механічних параметрів матеріалу, в першу чергу, навантаження і деформації, за допомогою спеціально розроблених засобів тензометрії.

В результаті проведених досліджень передбачалось отримати наступні характеристики зразків, що досліджуються:

- параметри акустичної емісії на всіх стадіях деформування зразків в умовах одноосного статичного навантаження;

- параметри акустичної емісії, що характеризують степінь пошкодженості призматичних зразків в ненавантаженому стані;

- діаграму деформування матеріалу в координатах “видовження-навантаження” з накладеними акусто-емісійними параметрами стану матеріалів.

Обробка і аналіз результатів досліджень можуть бути представлені у вигляді таблиць, графіків і т.інш. Подальша обробка результатів досліджень повинна показати найважливіші параметри, що пов'язані з експлуатаційним напрацюванням матеріалу і степінь його пошкодженості. Порівняння вказаних параметрів, що отримані для пошкодженого металу труб, з тими ж параметрами, які отримані для матеріалу в вихідному стані, дозволить дати висновки про стан труб газопроводів в різних регіонах.

Результати, що отримані в процесі досліджень, описують достатньо повно стан матеріалу. Однак, використання результатів в тому вигляді, в якому вони отримані одразу ж після випробувань зразків, не дозволяє дати відповіді на питання про те, наскільки експлуатаційне напрацювання вплинуло на стан труб і наскільки вони придатні до подальшої експлуатації. Результати повинні пройти обробку і аналіз.

Обробка результатів досліджень складається з початкової обробки комп'ютером інформації з файлів, що отримані при дослідженнях зразків; повторного машинного експериментування з метою оптимізації представлення отриманих результатів; побудова таблиць і графіків

виміряних параметрів як машинно-, безпосередньо комп'ютерних програм, так і вручну з використанням комп'ютерної графіки, статистичної розробки і аналізу числових даних.

Попередню статистичну обробку результатів (ПСО) проводить сам комп'ютер при створенні файла експериментальних даних. Дані про результати одного дослідження містяться в трьох файлах. Вихідні дані зберігаються в файлі з розширенням .IDT, дані вимірів в процесі експерименту в файлі з розширенням .DAT, дані попередньої статистичної обробки - .PSO. Типова картина результатів досліджень зразків типу АЕ-1Р наведена на рис. 3.7.

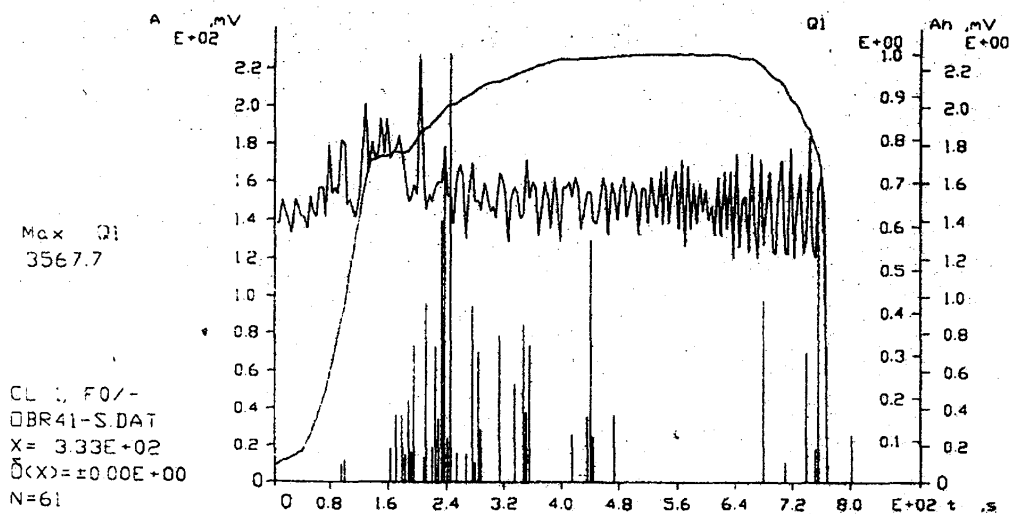


Рис. 3.7 Типова картина результатів досліджень зразків типу АЕ-1Р

Оцінюючі характеристики матеріалів, що отримані апаратурою ЕМА:

1. АЕ-імпульси - дають уяву про зміни властивостей матеріалів за рахунок накопичення мікродефектів і дозволяють судити про швидкість процесів накопичення пошкоджень.

2. Механічні характеристики матеріалів при розтягу визначають степінь впливу на його властивості, накопичених пошкоджень.

Прогноз стану матеріалу і його поведінки при подальшій експлуатації в нормальних умовах визначають в першому наближенні за наближенням межі текучості матеріалу до його межі, і далі уточнюють за даними АЕ, що визначає об'єм накопичених пошкоджень і степінь їх близькості до тріщиноподібних дефектів.

Якщо при дослідженні зразків безперервна і дискретна емісії відсутні, то матеріал знаходиться в задовільному стані, а його властивості до вихідного. Якщо існує безперервна емісія, тоді немає дискретної - стан матеріалу задовільний. Якщо дослідження показують безперервну і дискретну емісії, тоді в залежності від співвідношення обох емісій і їх рівня, стан матеріалу може оцінюватися як схильний до утворення тріщин при подальшій його експлуатації і не тільки до їх утворення, але й розвитку. В залежності від показників АЕ судимо також про можливість перетворення мікротріщин в мінітріщини з концентратором напруг $K=10 \rightarrow 3$ (10-ти кратне збільшення напруг в місцях щілиноутворених дефектів переходить в 3-5-кратне, якщо пластичні властивості матеріалу ще достатньо високі). Дані цих випробувань дозволяють отримати вихідну інформацію неруйнуючому контролю труб за їх станом. Результати вимірів і їх обробка наведені в таблиці 3.1.

Результати оцінки для сталі ст.20 наведені на рис. 3.8. За даними оцінок в найгіршому випадку (суцільна пряма) цей ресурс

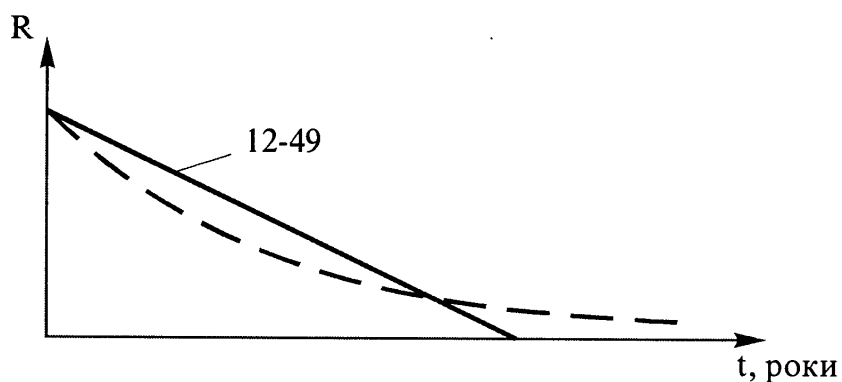


Рис. 3.8 Графік залишкового ресурсу матеріалу труб, отриманий на базі випробувань взірців із сталі Ст.20

для сталі ст.20 складає 19 років. На рисунку представлена пряма залежність між втратою матеріалів труб опорі руйнуванню внутрішніх дефектів R і часом експлуатації труби t . В дійсності такий опір не є прямою залежністю, є кривою, яка плавно наближується до осі часу (пунктирна крива лінія на рисунку). Іншими словами, в розрахунках приймалися найжорсткіші умови роботи матеріалів трубопроводів. Для решти матеріалів результати розрахунків наведені на графіках рис. 3.9, 3.10.

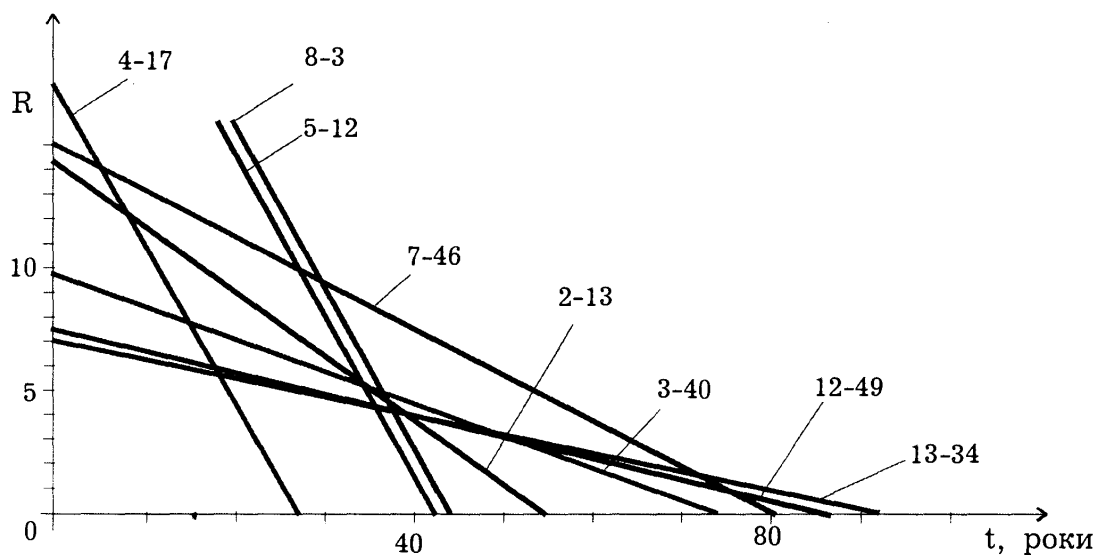


Рис. 3.9 Залишковий ресурс матеріалів труб із зниженим опором розвитку мікрodefektів
перша цифра - номер взірця;
друга цифра - залишковий ресурс в роках.

Залишковий ресурс матеріалів, що мають висхідні характеристики опорі руйнуванню (1,6,10,11,14,15,16) знаходимо за моментом, коли число імпульсів, що зменшується досягне нульового значення, тобто моменту, коли достатньо одного імпульсу, щоб повністю крихкий матеріал почав руйнуватися (рис. 3.10).

Запропонований критерій, який дозволяє на основі зменшення числа імпульсів, що дискретна АЕ погнозувати ресурс матеріалу трубопроводів, обґрунтований теоретично і підтверджений експериментальне на таких

об'єктах, як сталь 20, сталь 15Х2МФА в різному стані, нержавіюча сталь 08Х18Н10Т, мартенситно-старіюча сталь, а також на алюмінієвих сплавах типу АМцС і Д16. Дослідження зразків проводили на стандартній розривній машині і на спеціальній установці з регулюючою жорсткістю навантажуючої системи. При цьому жорсткість навантажуючої системи вимірювалась від 3 до 18 т/мм. В процесі досліджень на статичний розтяг реєстрували криву деформування матеріалу і акустичну емісію.

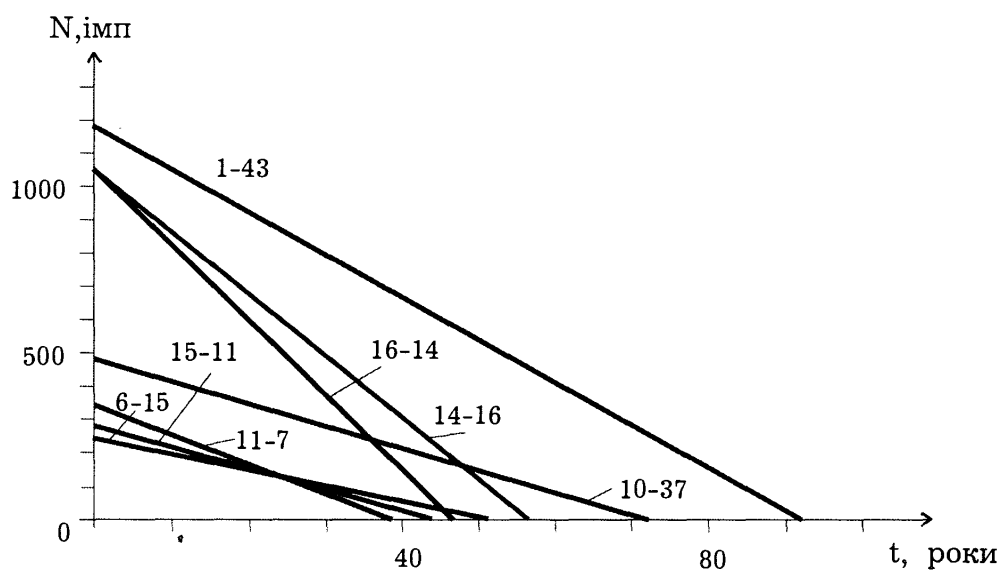


Рис. 3.10 Залишковий ресурс матеріалів труб із зростаючим опором розвитку мікрodefektів
перша цифра - номер зрзця;
друга цифра - залишковий ресурс в роках.

Відомо, що в пластичних матеріалах розвиток макротріщини з моменту її утворення до повного розділення зразка на частини відбувається по різним макромеханізмам (в'язкий відрив, в'язкий зсув, змішане руйнування). В залежності від форми зразка і концентратора напруг змінюється жорсткість напруженого стану деформованого матеріалу і, як наслідок, послідовність мікромеханізмів руйнування при зростанні макротріщини, що, в свою чергу, впливає якісно і кількісно на акустичній картині.

Таблиця 3.1 Зведена таблиця результатів досліджень

№	Регіон і термін експлуатації трубопроводу	Марка матеріалу труб	$\frac{R_u}{N_u}$	$\frac{R_p}{N_p}$	$\frac{\sigma_t}{\sigma_b}$	$\frac{\sigma_t}{\sigma_b} p$	Стані залишковий ресурс механічних властивостей матеріалів труб в роках
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Дашава-Київ Труба 529x9,5 1948 - 48 років	Чехосл. (09Г2С)	3470/119 9 3	6086/578 10,5	0,76	0,76	Збільшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікродфектів в 3,5 рази ЗРЕМ=43 роки
2.	Дашава-Київ Труба 529x9,5 1948 - 48 років	Чехосл. (09Г2С)	3967/282 14,1	1433/412 3,8	0,76	0,76	Зменшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікродфектів в 3,7 рази ЗРЕМ=13 років
3.	Лисичанськ-Слов'янськ Труба 720x8 1963- 33 р.	19Г	5113/520 9,8	887/175 5,1	0,68	0,64	Зафіксоване перевантаження матеріалу труби до 0,7 От Зменшено опір матеріалу утворенню внутрішніх мікродфектів в 1,9 рази. Експлуатація труби потребує підвищеної уваги Потрібна перевірка напруги в стінці труби ЗРЕМ = 40 р.

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Новопсков-Краматорськ Труба 1020x8 1981-15р.	17Г1С	1400/80 17,5	565/80 7,1	0,8	0,8	Зменшено опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 2,5 рази ЗРЕМ=17 р.
5.	Шебелинка-Слов'янськ Труба 720x9 1969-27 р.	17ГС	1920/68 28,2	6083/680 8,9	0,68	0,66	Зменшено опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 3,2 рази ЗРЕМ=12 р.
6.	Ставрополь-Москва Труба 720x9 1959-37р.	17ГС	2017/232 8,7	1175/72	0,69	0,68	Зафіксовані місцеві перевантаження матеріалу труби до $0,68 \sigma_t$ Підвищився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,9 рази ЗРЕМ=15 р.
7.	Краснодарський Край-Серпухов Труба 1020x12 1961-35 р.	17ХГ1С	1023/69 14,8	1403/169 8,3	0,7	0,8	Зменшено опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,8 рази ЗРЕМ=46 р.
8.	Ставрополь-Москва 720x9 1956-40 р.	14ХГС	1083/83	1833/938	0,8	0,74	Зменшено опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 12,3 рази ЗРЕМ=3 р.

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9.	Краснодарський Край-Серпухов 1020x14 1964-32 р.	Манесман	-	2400/460 5,2	-		
10.	ШДО 720x9 1960-36 р.	17ХС	2156/495 4,4	1770/225 7,9	0,7	0,7	Збільшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,8 рази Відмічено незначні перевантаження матеріалу труби ЗРЕМ=37 р.
11.	Диканька-Кременчуг 720x8 1964-32 р.	17ГС	3260/331 9,9	613/32 19,2	0,7	0,7	Збільшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,9 рази ЗРЕМ=7 р.
12.	Яготин-Черкаси Труба 426x10 1964-32 р.	Ст.20	4125/562 7,3	1775/435 4,1	0,62	0,67	Зменшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,8 рази ЗРЕМ=49 р.
13.	Угерсько-Львів Труба 325x10 1960-56 р.	Ст.20	7483/106 6 7	3017/1102 2,7	0,64	0,67	Зменшено опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 2,6 рази ЗРЕМ=34 р.

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
14.	Угерсько-Івано-Франківськ Труба 273x8 1956-40 р.	Ст.20	7483/106 6 7	2340/301 7,8	0,64	0,62	Збільшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,1 рази ЗРЕМ=16 р.
15.	Угерсько-Івано-Франківськ-Чернівці Труба 529x8 1961-35р.	14ХГС	941/292 3,2	1013/56 18,1	0,84	0,69	Збільшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 5,7 рази ЗРЕМ=11 р.
16.	Пасічна-Долина Труба 325x8 1964-32 р.	Ст.20	7483/106 6 7	2247/307 7,3	0,65	0,7	Збільшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,04 рази Відмічено незначні перевантаження матеріалу труби, що були раніше. ЗРЕМ=14 р.
17.	Угерсько-Івано-Франківськ-Чернівці Труба 529x8 1961-35р.	14ХГС	941/173 5,4	4438/541 8,2	0,8	0,75	Збільшився опір матеріалу утворенню внутрішніх мікрodefектів в 1,5 рази Збільшилося число мікрodefектів.

Таким чином, при руйнуванні пластичних матеріалів спостерігається спектр акустичних сигналів, що відповідає різним енергозатратам на просування тріщини по перетину зразка. У випадку крихкого руйнування, що відбувається перед усім по одному мікромеханізму, форма зразка і концентратор напруг не впливають суттєво на акустичну тріщину. Єдиний механізм руйнування крихких матеріалів проявляється в одиничному акті АЕ.

Експериментальна перевірка підтвердила справедливність вищевказаних положень для досліджуваних металів. Особливе зацікавлення являють дослідження конструкційних матеріалів з різною стелінню експлуатаційного напрацювання. Дослідження показали, що кількість імпульсів АЕ при дослідженнях на розрив для матеріалів, які в процесі експлуатації кришаться, значно знижується (на порядок і більше). Матеріал, близький по стану до крихкого руйнування, при дослідженнях виявляє найнижчу акустичну активність. Руйнування такого матеріалу супроводжується, як правило, одним-двома імпульсами дискретної АЕ, кількість яких не залежить від причин і механізму крихкого руйнування, що дозволяє використовувати вищевказаний критерій для прогнозування залишкового ресурсу без обмежень, що накладаються необхідністю знати передісторію навантаження, мікроструктурні особливості і експлуатаційні фактори.

Визначення степені пошкодженості матеріалу газопроводів за результатами сканування призматичних зразків виконувалось спеціального генератора по трьох площинах, що співпадає з площинами симетричних зразків. В наведеній нижче таблиці вказано напрямок прозвучування. Напрямок прозвучування “торці” співпадає з напрямком поздовжньої осі труби, з якої були вирізані зразки, датчик-випромінювач сигналів АЕ і датчик-приймач системи “ЕМА” прикріплені до протилежних торців зразка.

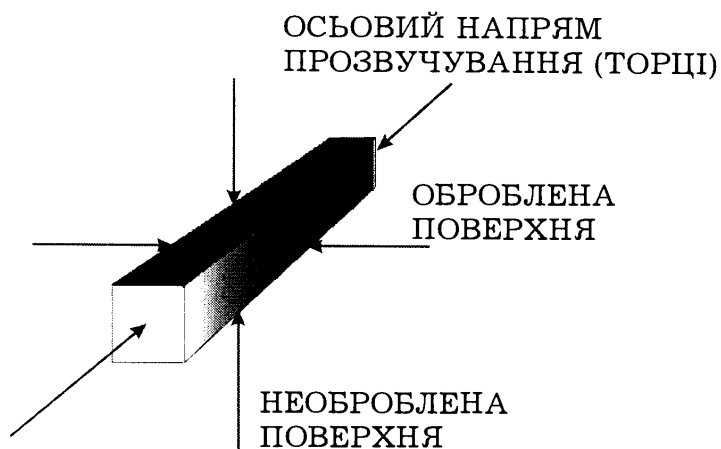


Рис.3.11 Напрямок прозвучування призматичних зрізків

Напрямок “поверхня” співпадає з напрямком діаметру труби, датчик-випромінювач і датчик-приймач АЕ розташовані на площинах зразка, які утворені внутрішньою і зовнішньою поверхнею труби.

Напрямок “відпрацьована поверхня” утворена площинами, які отримані при виготовленні зразків і співпадає з коловим напрямком стінки труби.

Рішення про прозвучування зразків за трьома площинами замість попереднього рішення про прозвучування тільки по торцях, а також збільшення кількості випробуваних цим методом зразків до 4-5 на одну експериментальну точку дозволило суттєво підвищити його інформативність і, як наслідок, якість проведеної оцінки.

При аналізі отриманої інформації слід враховувати добре відомий і підтверджений експериментами факт про неоднаковий розподіл напруг в діючих трубопроводах, пов'язаний з депланацією труб, анізотропією і неоднорідністю властивостей матеріалу вже при його виготовленні, а також різницею умов на різних ділянках і в різні періоди експлуатації трубопроводу.

В зв'язку з вищевикладеним прозвучували по 4-5 зразків кожного матеріалу за 3 площинами, отримані результати усереднювали. Виміряли 2 параметри акустичної емісії - амплітуду прийнятого сигналу A і час

зростання сигналу до максимуму R . Кількість прийнятих сигналів, в залежності від їх стабільності, варіювали в межах 20-30. Отримані параметри A і R усереднювали. Суттєві викиди, що мали місце в ряді випадків (1-2 із загальної кількості сигналів), відбраковували. Випробування показали дуже високу точність методики, яка використовується. Розкид значень вимірюваних параметрів прийнятого сигналу не перебільшує 5%. За час досліджень з метою контролю точності методики вибіркові повторні сканування деяких вже випробуваних зразків, що включало наклею датчиків і прозвучування зразків за трьома площинами. Результати прозвучування залишилися в межах вказаного розкидування 5%. Усереднюючі значення вказаних параметрів прийнятого сигналу для вихідного і пошкодженого матеріалів наведені нижче в таблиці. 3.2.

Наведені табличні дані являють собою матеріал, придатний для подальшої обробки з метою отримання критеріальної оцінки небезпеки накопичених в матеріалі пошкоджень. Запропонований нижче критерій оцінки пошкоженості матеріалу газопроводів має наступне обґрунтування.

Відомо, що основними наслідками експлуатаційного напрацювання матеріалу трубопроводів (виключаючи поверхневий шар, де домінує корозійний механізм пошкоженості) є окрихчування матеріалу і розрихлювання за рахунок утворення пор. Якщо окрихчування матеріалу суттєво впливає, як показано вище, на сигналах акустичної емісії при навантаженні зразків, то розрихлення, викликане різними експлуатаційними факторами, в першу чергу впливає на проходження через матеріал акустичних сигналів при його прозвучуванні. В даний час проведено великий об'єм досліджень металів різних класів, в яких прозвучування здійснювали на різних стадіях накопичення пошкоджень, причому тільки в поздовжньому напрямку. Результати мають позитивну

стабільність і дозволяють за зміною параметрів прийнятих акустичних сигналів оцінювати пошкодженість різних матеріалів, за умови співставлення розмірів виробів з розмірами зразків, що тестуються.

При переході від оцінки стану малих об'ємів матеріалу до стану трубопроводу в цілому важливо зрозуміти, що пошкодженість, критична для зразка і яка приводить до його руйнування при подальшій експлуатації, не є такою для тестуючої ділянки трубопроводу. Вирізаний з труби зразок являє собою тільки елемент матеріалу, в якому розвинулось пошкодження. Визначена на малогабаритних призматичних зразках степінь пошкоджень лише вказує на те, чи досяг матеріал в окремих, випадковим чином вибраних ділянках труби, критичного стану, що йде перед виникненням і розвитком макротріщини.

В результаті наведеної критеріальної оцінки вдалося виділити три класи станів досліджених матеріалів за степінню накопичення пошкоджень: безпечна, середня і небезпечна.

Вони характеризуються відхиленням параметрів A і R від вихідних значень, що отримані при прозвучуванні матеріалу з аварійного запасу, який не має експлуатаційного напрацювання.

В зв'язку з довільною орієнтацією і стохастичним характером розподілу пористості в матеріалах труб газопроводів були запропоновані статистичні величини, що названі нижче інтенсивностями пошкоджень A_i і R_i , для розрахунку середньоквадратичних значень відхилень в пошкодженому матеріалі по відношенню до вихідного параметрів A і R , що сумуються за кожним напрямком прозвучування, де

$$A_i = \sqrt{\sum (A - A_{\Pi})^2}$$

$$R_i = \sqrt{\sum (R - R_{\Pi})^2}$$

Далі, початкове значення здобув вибір критерію співставлення результатів розрахунків за вказаними формулами з даними простих дослідів, в яких конкретним, відомим степеням пошкодження матеріалу

відповідають визначені значення параметрів сигналів АЕ при прозвучуванні матеріалу (А і R).

Експериментальні дані показують, що деякий вплив на значення параметрів А і R, що одержані при прозвучуванні лабораторних зразків в осьовому напрямку, надає форма існуючих в матеріалі пор. В якості вихідних дослідів, з яких були взяті для подальшого використання в критеріальній оцінці значення відхилень параметрів А і R, були вибрані дослідження на розтяг з поетадійним прозвучуванням в осьовому напрямку зразків з радіальним концентратором $R=4$ мм, для яких металографічні дослідження, реферативні джерела і розрахункові дані підтверджують сферичну форму пор. Це спрощення обгрунтоване, по-перше, згаданими нерівномірністю розподілу по матеріалу труби і довільною орієнтацією виникаючих пор, по-друге, експериментальними даними про реальне співвідношенні осьового і радіального напружень в трубопроводах, що працюють під тиском, як, з врахуванням нерівномірності розподілу напружень в трубі і розкиді експериментальних даних, тим не менше наближено до 1:1. Таке співвідношення напружень визначає в середньому сферичну форму пор, що утворюються.

При побудові алгоритму класифікації пошкоджень в досліджуваних матеріалах за базові дані прийняті максимальне відхилення значень параметрів А і R в зразках, деформованих до моменту старту макротріщини, від початкових, що отримані для непошкодженого матеріалу. Для зразків з концентратором $R=4$ мм такі відхилення при заданих установках генератора сигналів наступні: $\Delta A_{\max} = 150$ мВ, $\Delta R_{\max} = 150$ мкс.

Основним критерієм для класифікації степені пошкодженості матеріалу в такому випадку є:

Безпечна пошкодженість - $[A_j < \Delta A_{\max}, R_j < \Delta R_{\max}]$;

Середня пошкодженість - $[A_j < \Delta A_{\max}, 2\Delta R_{\max} > R_j > \Delta R_{\max}]$;

або $[2\Delta A_{\max} > A_j > \Delta A_{\max}, R_j < \Delta R_{\max}]$;

Небезпечна пошкодженість - $[A_{\max} > \Delta A_{\max}, R_j > \Delta R_{\max}]$;

або $[A_j < \Delta A_{\max}, R_j > 2\Delta R_{\max}]$;

або $[A_j > 2\Delta A_{\max}, R_j < \Delta R_{\max}]$.

Результати оцінки степені пошкодженості матеріалів за допомогою запропонованого критерію наведені нижче в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Зведена таблиця результатів досліджень АЕ-скануванням

№	Матеріал, назва і рік запуску газопроводу	A_j , мВ	R_i , мкс	Степінь пошкодженості матеріалу
1	2	3	4	5
1.	Чехословакія 508*9,5 Дашава-Київ, 1948	128	143	незначна
2.	Чехословакія 508*9,5 Дашава-Київ, 1955	249	141	висока
3.	19Г 720*8 Лисичанськ-Слов'янськ, 1963	72	51	незначна
4.	17Г1С 1020*8 Новопсков-Краматорськ, 1981	59	63	незначна
5.	17ГС 720*8 Шебелинка-Слов'янськ, 1969	117	86	незначна
6.	17ГС 720 * 8 Ставропіль-Москва, 1959	157	171	середня
7.	17ХГ1С 1020*11 Краснодар.Кр.-Серпухов, 1961	147	21	незначна

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5
8.	14ХГС 720*9 Ставропіль- Москва, 1956	120	42	незначна
9.	Манесман 1020*12 Краснод.Кр,- Серпухов,2 нитка, 1964	226	25	середня
10.	17ГС 720*9 ШДО,1960	141	193	середня
11.	17ГС 720*8 Диканька- Кременчуг, 1964	321	136	висока
12.	СТ20 426*10 Яготин-Черкаси (підводн-перехід) 1964	259	179	висока
13.	Ст20325*10 Угерсько-Львів, 1942	70	108	незначна
14.	Ст20 273*8 Угерсько-Ів.- Франківськ,1956	386	100	висока
15.	14ХГС 529*8 Угерсько-Ів. - Франківськ-Чернівці, 1961	383	261	висока***
16.	Ст20 325*8 Пасічна-Долина, 1964	273	59	середня
17.	14ХГС 529*8 Угерсько-Ів.- Франківськ-Чернівці, 1961	227	260	висока

Найбільш пошкоджений стан, як бачимо, у відміченого символом *** матеріала трубопроводу Угерсько-Івано-Франківськ-Чернівці, найменш пошкодженим є стан матеріалу трубопроводу Новопсков-Краматорськ, що експлуатується з 1981 р.

Отримані при випробуваннях зразків на статичну міцність з записом АЕ, а також методом прозвучування малогабаритних зразків, результати в цілому відповідають одне одному.

3.2.2 Дослідження механічних властивостей матеріалу труб газопроводу КЗУ-1

Метал труби, вирізаної з ділянки №3 Бердичівської ділянки МГ КЗУ-1 (76,6...81,3) км. (сертифікати 28546, 28528), досліджувався на хімічний склад, стандартні механічні властивості (границя текучості $\sigma_{0,2}$, тимчасовий опір σ_B , відносне подовження δ_5 , відносне звуження ψ) та в'язкість руйнування. Хімічний склад та стандартні механічні властивості наведені в таблицях 3.3 і 3.4.

Таблиця 3.3 - Хімічний склад

Хімічні елементи	C	Mn	Si	S	P
Масова доля в %	0,165	1,35	0,526	0,04	0,02

Таблиця 3.4 - Механічні властивості

№ п/п	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ_5 , %	ψ , %
1	436	624	24,0	61,6
2	436	610	-	51,4
3	441	561	22,8	65,7
Середнє значення	438	598	23,4	59,4

Найбільш вірогідна оцінка опору металу зварних конструкцій руйнуванню при наявності в ньому тріщиноподібних дефектів здійснюється за допомогою підходів і критеріїв механіки руйнування. На основі розв'язку задачі про напружено деформований стан в зоні розташування тріщини та експериментального визначення на стандартних зразках з тріщиною властивостей матеріалу (в'язкості руйнування, яка відображає рівень пластичної деформації в околі вершини тріщини при досягненні умови граничного стану) механіка руйнування дає кількісний

зв'язок між номінальним напруженням, розміром дефекту, опором металу зародженню та розвитку тріщини. В цьому і полягає принципова основа використання методів механіки руйнування при виборі матеріалів, оцінці критичних розмірів дефектів та встановленні можливого безпечного терміну експлуатації зварних конструкцій з наявними або гіпотетичними тріщиноподібними дефектами.

Для оцінки в'язкості руйнування металу труб був використаний деформаційний критерій нелінійної механіки руйнування δ_k (критичне розкриття вершини тріщини). Стандартні зразки поперечним розрізом $t \times 2t$ (t - товщина стінки труби) і довжиною $8t + 20$ мм вирізались поперек утворюючої труби (рис. 3.12,а) для оцінки в'язкості руйнування металу повздовжнього заводського зварного з'єднання (зони 1 і 2) та основного матеріалу (зона 4). При випробуванні таких зразків розвиток руйнування співпадає з напрямком утворюючої труби і прокатки металу (показано стрілками). Вздовж утворюючої труби вирізались зразки (рис. 3.12,б) для визначення в'язкості руйнування металу кільцевого зварного з'єднання (зони 1 і 3) та основного матеріалу (зона 4). В цьому випадку розвиток руйнування орієнтувався в кільцевому напрямку труби.

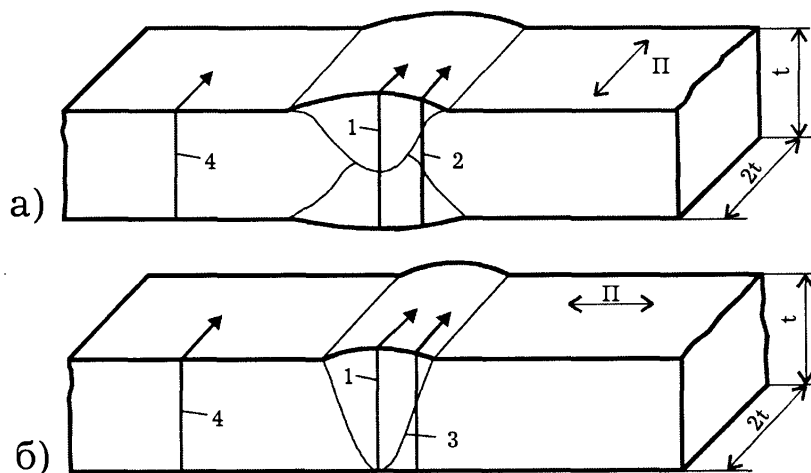


Рис.3.12 Взірці для оцінки в'язкості руйнування основного металу труби і різних зон зварних з'єднань

У всіх зразках фронт тріщини втоми проходив через всю його товщину, яка дорівнювала товщині стінки труби, а зона, в якій вирощувалась тріщина втоми, розташовувалась в середньому по довжині зразка розрізу. Зразки випробувались на розривній машині 2054 Р-5 (рис. 3.13) в умовах трьохточкового згину (рис. 3.14) при температурі +4°C. Результати дослідження для різної орієнтації площини тріщини та розташування її вершини наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - В'язкість руйнування при температурі +4С

№ п/п	Місце розташування фронту тріщини*	Орієнтація площини тріщини	δ_i , мм	δ_m , мм	K_{Ci} , МПа \sqrt{M}	K_m , МПа \sqrt{M}
1	Омп	Уздовж утворюючої труби	0,07	0,13	66	90
2	МШп		0,13	0,14	90	94
3	ЗТВп		0,09	0,21	75	115
4	Омк	Поперек утворюючої труби	0,11	0,22	83	117
5	МШк		0,09	0,21	75	115
6	ЗТВк		0,09	0,13	75	90

* **Омп** – основний матеріал з руйнуванням в напрямку повздовжнього заводського станка;

МШп – метал повздовжнього зварного з'єднання (центр шва);

ЗТВп – зона термічного впливу повздовжнього зварного з'єднання (на відстані 1,5...2,0 мм від точки перетину ліній сплавлення внутрішнього і зовнішнього швів);

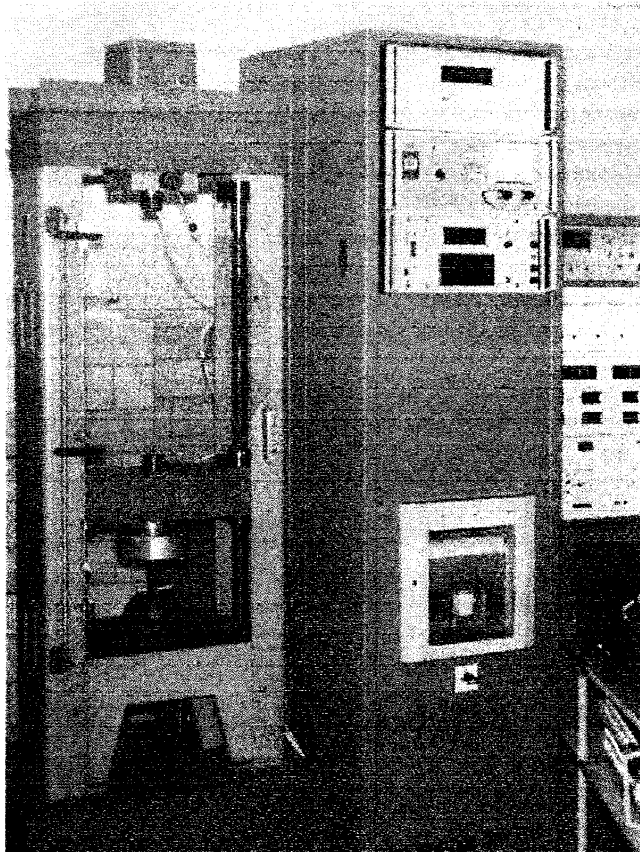


Рис. 3.13 Електромеханічна розривна машина 2054Р - 5 (максимальне зусилля 50 кН) для випробування зр'язів на розтяг, згин і малоциклову втому при знакопостійному циклі

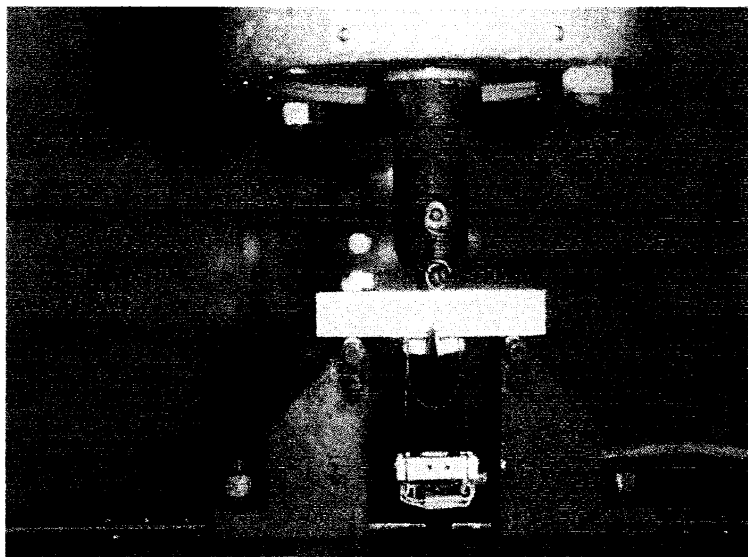


Рис. 3.14 Випробування зр'язця на в'язкість руйнування в умовах трьохточкового згину

ОМк – основний матеріал з руйнуванням в кільцевому напрямку;

МШк – метал кільцевого зварного з'єднання (центр шва);

ЗТВк – зона термічного впливу кільцевого зварного з'єднання (поблизу лінії сплавлення $(0... \pm 3,0 \text{ мм})$, перетинаючи її приблизно в середньому по товщині стінки труби розрізі).

При температурі $+4^\circ\text{C}$ та вище основний матеріал труби (ОМ) та метал зварних з'єднань (МШ, ЗТВ) знаходяться у в'язкому стані. В цьому випадку процес руйнування багатостадійний. При досягненні розкриття вершини тріщини величини δ_i відбувається зародження тріщини та її стабільне підростання з підвищенням навантаження на зразку. Залишкове руйнування виникає при появі пластичної нестійкості і досягненні на зразку максимального навантаження P_{max} . В'язкість руйнування на цій стадії позначається величиною δ_m і знаходиться за діаграмою навантаження-переміщення берегів тріщини в точці P_{max} , яка записується в процесі випробування.

Величина δ_i знаходилась за допомогою побудови δ_R -кривих (рис. 3.15 – залежність розкриття вершини тріщини δ від величини її підростання l'). Підростання тріщини l' включає складові Δl і l^* . Величина Δl пов'язана з виникненням біля вершини вихідної тріщини зони витягування в результаті розвинутого пластичного деформування металу перед ініціюванням (стартом) в'язкого руйнування, а l^* - зі стадією його стабільного розвитку. Величина Δl обчислюється на основі очевидної рівності $\Delta l = 0,5\delta$, яка називається лінією затуплення вершини тріщини. Залежність $\delta - l'$ будується за результатами випробування 6-7 зразків, які попередньо деформуються до різних величин розкриття вершини тріщини δ . Після їх охолодження (або термофарбування) і остаточного руйнування на поверхні зламу в середньому по товщині розрізі вимірюється за допомогою інструментального мікроскопа приріст довжини тріщини l^* (рис. 3.16). перетин екстрапольованої кривої $\delta - l'$ з лінією $\Delta l = 0,5\delta$ (точка $l^* = 0$) дає значення δ_i .

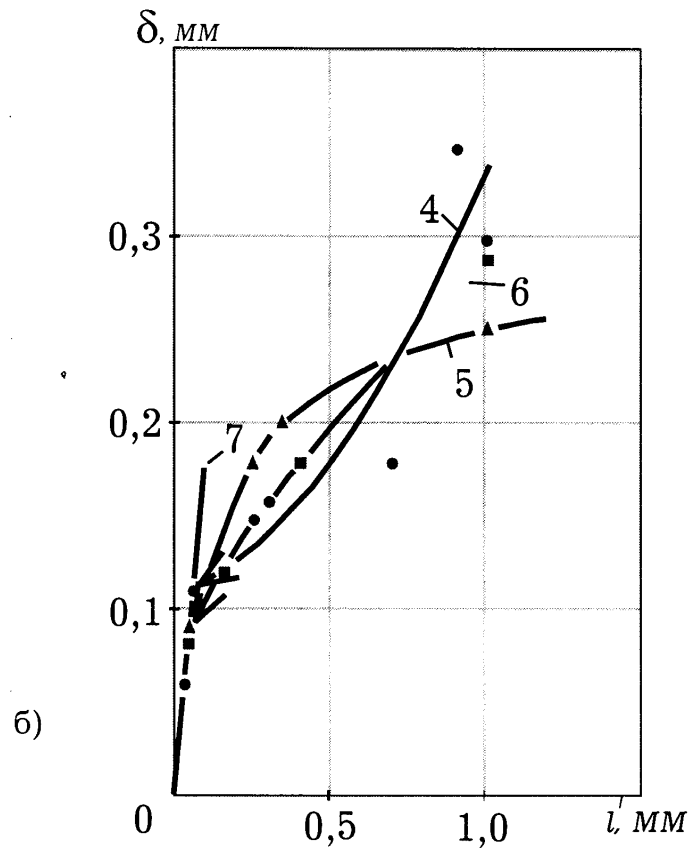
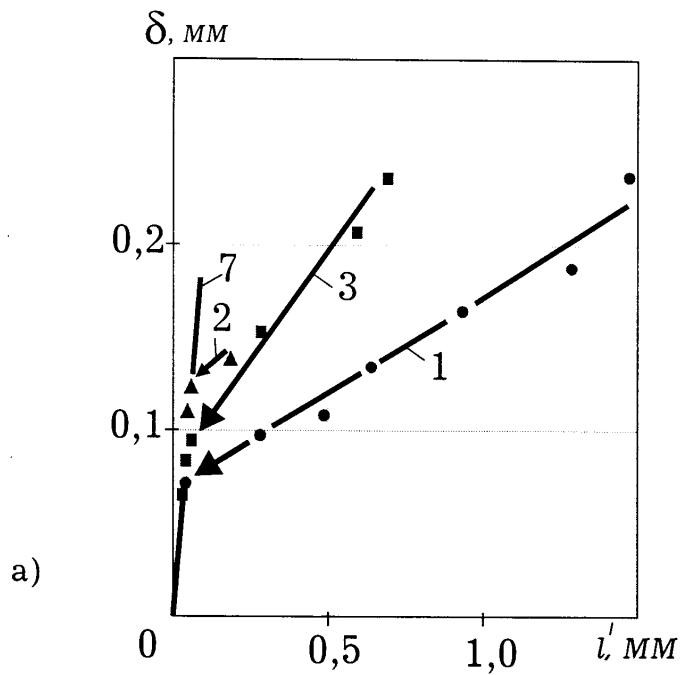


Рис. 3.15. Залежність розкриття тріщини δ від величини її підростання l' (δ_R -крива) для основного металу і різних зон зварного з'єднання: 1-6 – місця розташування фронту тріщини у відповідності з таблицею 3; 7 – лінія затуплення вершини тріщини $l' = 0,5\delta$;

а) заводський повздовжній стик;

б) монтажний кільцевий стик.

Для розглянутих стадій руйнування за визначеними значеннями критичного розкриття вершини тріщини δ_i та δ_m обчислювались величини коефіцієнтів інтенсивності напружень відповідно K_{Ci} та K_{Cm} , використовуючи співвідношення $K^2 = \delta E \sigma_{0,2} / 1,41$ (E - модуль пружності).

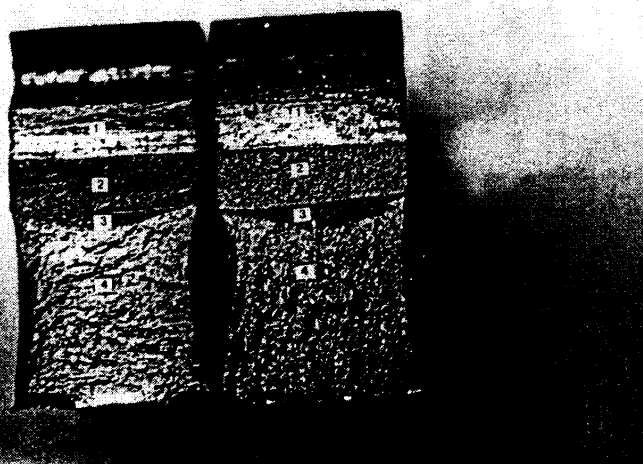


Рис. 3.16 Поверхні зламу зразків

1 – механічний надріз; 2 – тріщина втоми; 3 – зона стабільного розвитку в'язкої тріщини при навантаженні зразка до фіксованого рівня розкриття її вершини δ ; 4 – теж саме при доламуванні зразка після фіксації з допомогою термофарбування фронту тріщини, яка розвинулась в процесі випробування.

Отримані значення в'язкості руйнування (таблиця 3.5) показали, що основний матеріал труби і метал зварних з'єднань (повздовжнього, кільцевого) при розрахунковій температурі $+4^\circ\text{C}$ має значний запас пластичності. Величина критичного розкриття вершини тріщини δ_i в залежності від орієнтації її площини (уздовж і поперек утворюючої труби) і місця розташування вершини (основний метал, метал шва, зона термічного впливу) знаходиться в діапазоні $0,07 \dots 0,13$ мм, а δ_m - $0,13 \dots 0,22$ мм.

При мінімальних значеннях в'язкості руйнування $\delta_i = 0,07$ мм і $\delta_m = 0,13$ мм критичні розміри наскрізних повздовжніх тріщин досягають відповідно 37 і 59 мм в трубах діаметром 1020 мм (товщина стінки 10 мм,

напруження 28 кгс/мм² (280 МПа) (внутрішній тиск 5,5 МПа)).

Таким чином, досліджений метал труби діаметром 1020 мм і з ділянки №2 Бердичівської дільниці МГ КЗУ-1 (76,6...81,3) км по хімічному складу і стандартним механічним властивостям відповідає нормативним вимогам до сталі 17ГС.

Основний матеріал та метал зварних швів (повздожній, кільцевий) знаходяться при розрахунковій температурі (+4°C) у в'язкому стані. Це підтверджує, що метал труб, які експлуатувались в нормативних умовах (тобто при відсутності факторів, які спричиняють окрихчення і руйнування металу) має ще значний запас в'язкості руйнування.

Мінімальні значення опору металу труби (основний метал, метал шва, зона термічного впливу) руйнуванню на стадії ініціювання тріщини $\delta_i = 0,07$ мм, а при її переході в нестабільний стан $\delta_m = 0,13$ мм. Розраховані для цих значень в'язкості руйнування критичні розміри наскрізних повздожніх тріщин при напруженнях 28 кгс/мм² (280 МПа) (внутрішній тиск 5,5 МПа) дорівнюють відповідно 37 і 59 мм.

За показниками стандартних механічних властивостей та в'язкості руйнування термін експлуатації труб обстеженої дільниці після ремонту виявлених дефектів не обмежується при умові своєчасного виявлення в подальшому зон можливого пластичного деформування металу труб, яке може призводити до зниження в'язкості руйнування нижче мінімального допустимого рівня, та надійного захисту металу від пошкоджень, пов'язаних з впливом середовища.

3.3 Дослідження напружено-деформованого стану газопроводів при капітальному ремонті

Основним критерієм, що визначає надійність газопроводу при капітальному його ремонті є недопустимість зміни параметрів напружено-

деформованого стану матеріалу труб в порівнянні з тим, який був до початку виконання ремонтних робіт. В зв'язку з цим важливе значення при капітальному ремонті газопроводів має правильний вибір методів виконання ремонтно-відновлювальних робіт та схеми їх організації.

Відомо [] , що капітальний ремонт газопроводів великого діаметру може виконуватися по трьох основних схемах: 1 – ремонт газопроводу в траншеї з підкопом під трубу; 2 – ремонт газопроводу на бермі траншеї; 3 – ремонт газопроводу з прокладанням паралельно діючому новій нитки (лунінгу). Вибір схеми капітального ремонту, в значній мірі, залежить від ступеню корозійного пошкодження трубопроводу, гідрогеологічних умов регіону та важливості газопроводу для його газопостачання.

Основною схемою капітального ремонту газопроводу великого діаметру при неможливості його відключення на ділянці, що ремонтується від основної нитки є ремонт в траншеї з підкопом під трубу. За цією схемою ділянка газопроводу, що підлягає ремонту, виводиться з експлуатації, газопровід по всій довжині вскривається від насипного ґрунту, проводиться підкоп під трубопровід таким чином, щоб між ним і дном траншеї була віддаль в 0,3 – 0,5 м, що дозволяє провести нормальне обстеження стану трубопроводу знизу. При цьому довжина ділянки газопроводу, що вскривається для ремонту, буде залежати від діаметру, стану зовнішньої поверхні газопроводу, інженерно-геологічних особливостей регіону.

Були проведені дослідження напружено-деформованого стану газопроводу КЗУ-1 діаметром 1020 мм при його капітальному ремонті за схемою 1 (таблиця 3.6).

Таблиця 3.6 Результати розрахунку напружень на ділянці газопроводу КЗУ-1 Ду 1000 ПК 798-805

Номер перерізу	Номер точки в перерізі трубопроводу	Сумарні напруження, σ^Σ	$\sigma^\Sigma / \sigma_T 100\%$
1	2	3	4
i=0	1	83,6	
	5	83,6	23,2
	9	83,6	
	13	83,6	
i=12	1	-14,9	4,1
	5	2,0	0,5
	9	18,2	5,1
	13	2,0	0,5
i=24	1	106	29,4
	5	0	0
	9	-105	29,2
	13	0	0
i=36	1	124,7	34,6
	5	44,3	12,2
	9	-36,0	10,0
	13	44,3	12,2
i=48	1	27,2	9,1
	5	14,5	4,2
	9	2,0	0,5
	13	14,5	4,2
i=50	1	15,4	
	5	15,4	
	9	15,4	4,3
	13	15,4	

Дослідження проводилися шляхом безпосередніх вимірювань параметрів напружено-деформованого стану (НДС) трубопроводу неруйнівним методам контролю так і аналітичним за розробленою методикою оцінки НДС за даними просторового положення осі трубопроводу.

Для визначення напруженого стану матеріалу труб в характерних перерізах по довжині досліджуваної ділянки газопроводу використовували магнітоанізотропний та ультразвуковий вимірювачі. Характерні перерізи по довжині газопроводу були вибрані на основі аналізу його плану та профілю. Такими перерізами вважалися перерізи в місцях зміни кривизни трубопроводу при його поворотах в вертикальній або горизонтальній площині, переходу трубопроводу з однієї товщини труби на іншу.

Перерізи газопроводу по його довжині в місцях корозійних дефектів вважалися небезпечними, і в таких місцях в обов'язковому порядку проводилися вимірювання напружень в металі труб.

Використовуючи розроблену методику оцінки напружено-деформованого стану матеріалу труб за даними геодезичних досліджень, дані по відхиленню трубопроводу від його прямолінійного положення, отримані на основі аналізу проектної документації, вносилися в комп'ютер, оброблялися і, таким чином, отримували інформацію про перерізи по довжині газопроводу, на яких рівень напружень може бути вищим від розрахункового на стадії проектування.

На рис. 3.17 приведено схему ділянки газопроводу КЗУ-1 Ду 1000 ПК 798-805, на якій показано перерізи, в яких визначалися напруження в матеріалі труб за згадуваною вище методикою, а також показано розміщення точок по периметру труби, в яких визначалися напруження. Результати розрахунків на ПЕОМ приведені в табл. 3. (додаток).

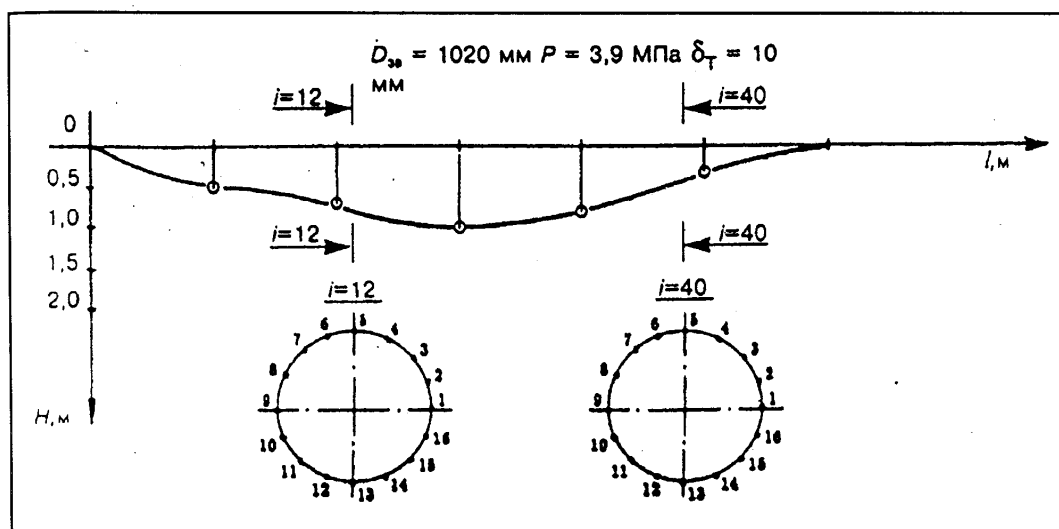


Рис.3.17 Схема ділянки газопроводу КЗУ-1 Ду 1000 ПК 798-805 з вказівкою перерізів, в яких оцінювався напружений стан трубопроводу

Разом з тим на досліджуваній ділянці газопроводу були проведені натурні дослідження напруженого стану в характерних перерізах, які були вибрані так: перший переріз на початку досліджуваної ділянки; другий – по середині; третій – в кінці досліджуваної ділянки газопроводу, результати натурних вимірювань приведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 - Результати визначення напруженого стану металу труб газопроводу КЗУ-1 за допомогою магнітоанізотропного вимірювача ІНІ-1

№ перерізу	Товщина стінки труби, мм	Напруження, МПа			$\frac{\sigma_{екв}}{\sigma_T} \cdot 100\%$	Примітка
		поздовж-ні	кільцеві	еквівалентні		
I	13,3	102,4	204,6	177,2	0,49	$\sigma_{екв}$ - еквівалентні напруження σ_T - напруження текучості
II	9,9	108,6	203,8	176,6	0,49	
III	9,5	100,4	203,2	176,0	0,488	

Як видно, напруження в газопроводі визначені від дії розрахункових навантажень (внутрішній тиск газу, температура стінки труби, пружний згин трубопроводу) аналітично (табл. 3.6) та за даними натурних вимірювань (табл. 3.7) добре узгоджуються між собою, що підтверджує практичну можливість використання згадуваної методики для прогнозної оцінки напружень ділянок газонафтопроводів, на яких мають місце відхилення повздовжньої осі від прямолінійного положення.

Аналогічні дослідження напружено-деформованого стану газопроводу при виконанні капітального ремонту за схемою 2 були проведені на ділянці газопроводу КЗУ-1 км 76,6-81,3. На рис. 3.18 приведено загальну схему ділянки газопроводу КЗУ-1, що підлягала капітальному ремонту, на якій показано точки вимірювання напружень у матеріалі труб .

Ремонтні роботи на газопроводі КЗУ-1 проводилися одночасно на двох ділянках 1 і 2 (рис.3.18). На ділянці 1 ремонтні роботи виконувалися з використанням ремонтного комплексу фірми "СРС-Еванс", а на ділянці 2 роботи виконувалися з використанням вітчизняної техніки.

Поскільки трубопровід на ділянці капітального ремонту неодноразово піднімався з траншеї на її берму і укладався у траншею, що приводило до його деформування як у вертикальній, так і горизонтальній площині, тому значний практичний інтерес мали дослідження зміни напружено-деформованого стану трубопроводу при виконанні операцій його піднімання і опускання у траншею. На рис. 3.19, а показано загальний вигляд трубопроводу на ділянці 1 після його піднімання з траншеї і проведення операції зняття старого ізоляційного покриття. На рис. 3.19, б показано загальний вид очисної машини по очистці трубопроводу від продуктів корозії.

На рис. 3.20, а показано ділянку трубопроводу, очищену від старого ізоляційного покриття і укладену на дерев'яні лежаки для

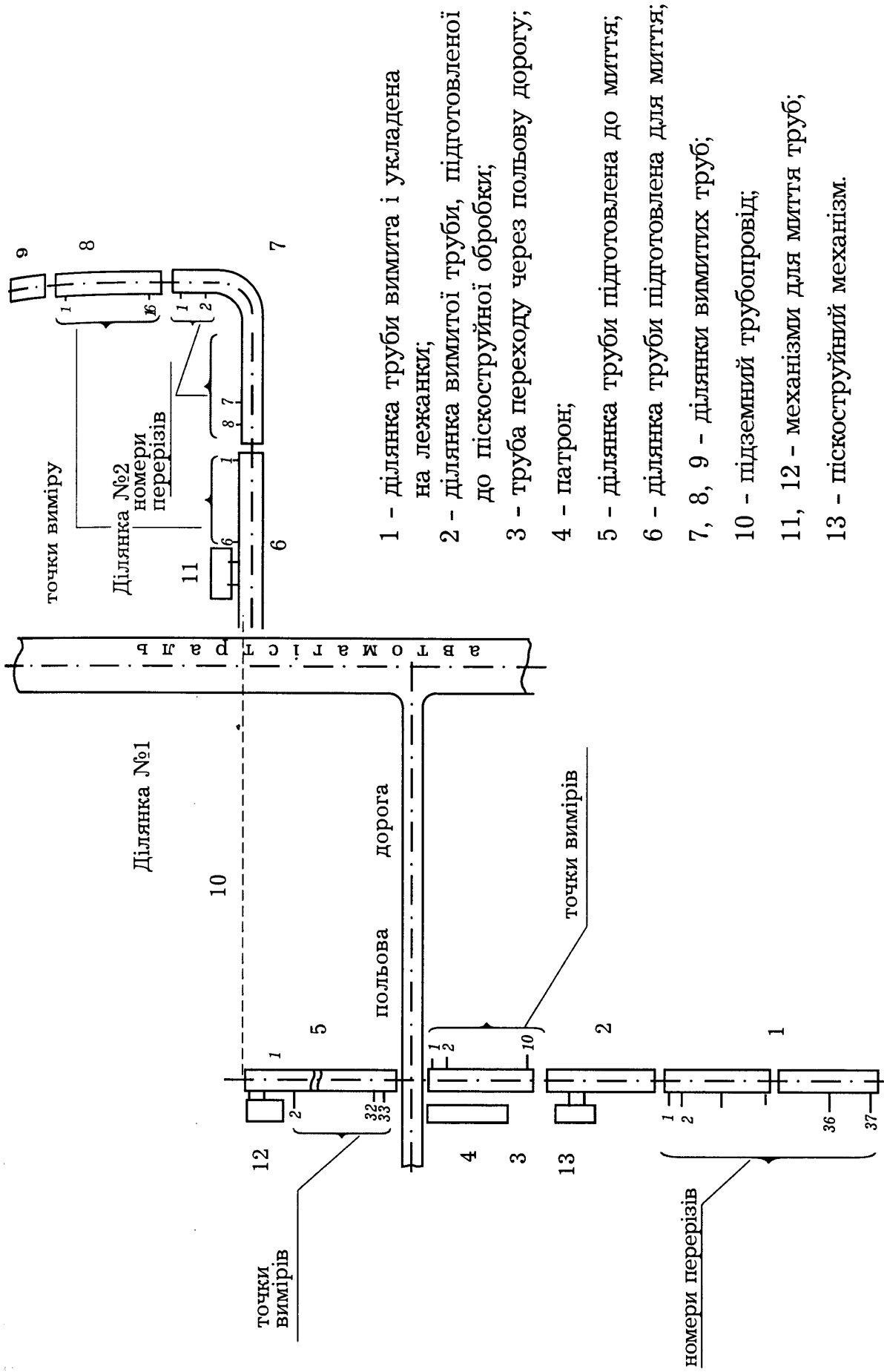
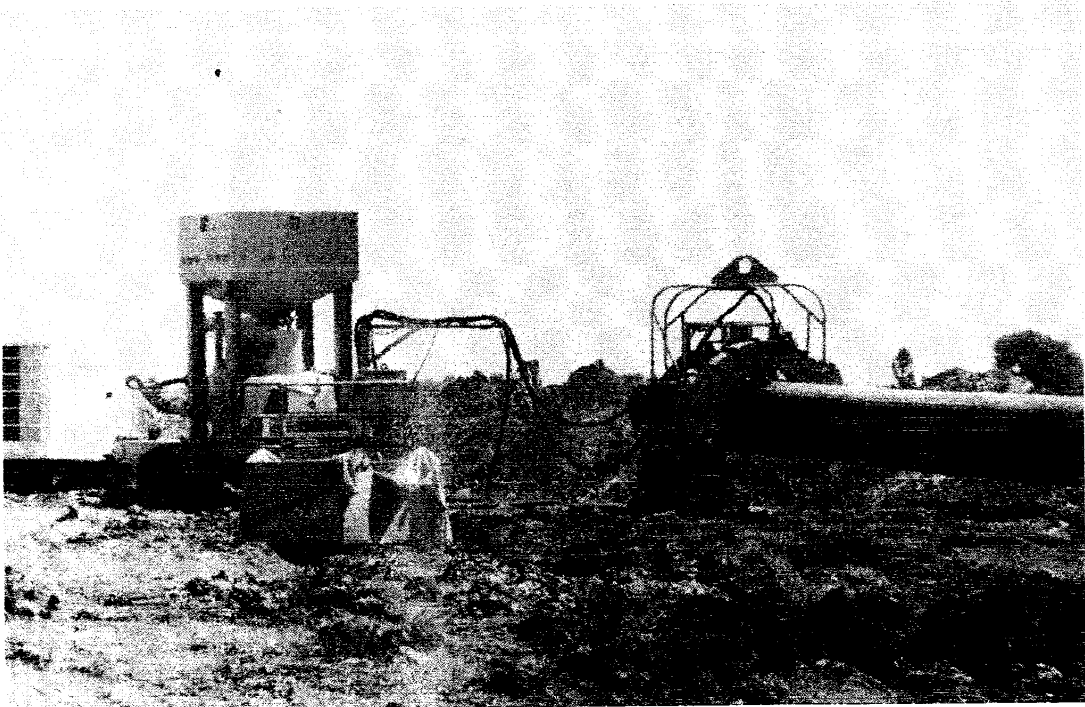


Рис. 3.18 - Схема газопроводу КЗУ-1 на ділянках капітального ремонту



а)



б)

Рис. 3.19 - Загальний вид ділянки газопроводу КЗУ-1 після піднімання з траншеї (а) і очисної машини (б)



a)



б)

Рис. 3.20 - Загальний вид очищеного від старого ізоляційного покриття трубопроводу (а) і вимірювача "Сигма-1" (б)

проведення діагностики технічного стану і вибраковки.

Визначення залишкових напружень на ділянках 1 і 2 після проведення вищезгаданих операцій проводилося з використанням методу магнітної анізотропії і акустичним. На рис. 3.20,6 показано загальний вид вимірювача "Сигма-1", що використовувався для визначення напружень у матеріалі труб акустичним методом.

Вимірювання проводилися у перерізах, розташованих у місцях опирання трубопроводу на лежачки, а також у перерізах між лежачками. В кожному перерізі вимірювання проводилися у восьми точках у поздовжньому і поперечному напрямках.

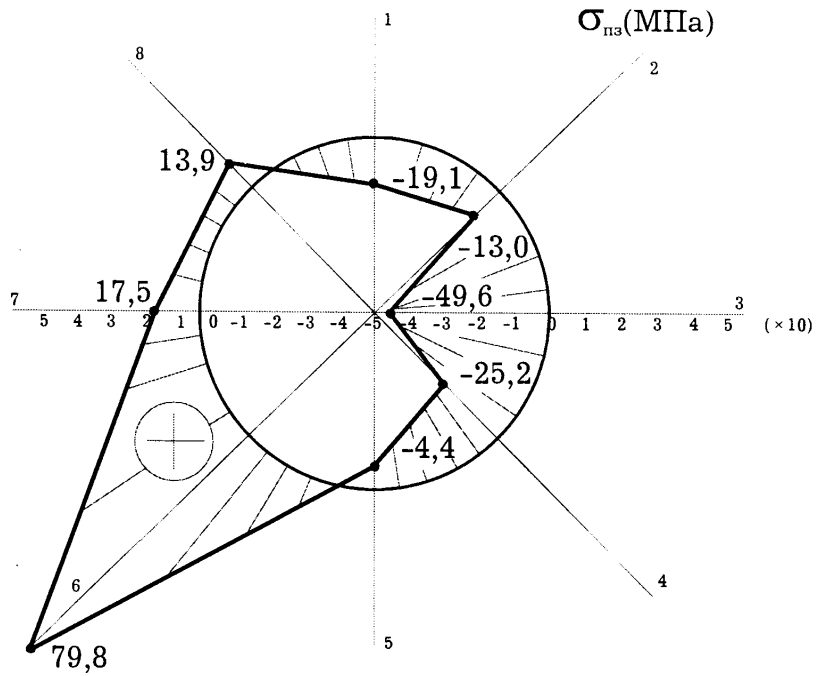
Результати проведених досліджень проходили первинну обробку на трасі, ґрунтувалися по об'єктах досліджень і обробленими на ПЕОМ по програмі, складеній для їх обробки. Результати проведених досліджень приведені в додатку 3, а на рис. 3.21- 3.23 показано епюри розподілу залишкових поздовжніх напружень в характерних перерізах.

Аналіз результатів дослідження напружено-деформованого стану дослідження напружено-деформованого стану газопроводу КЗУ-1 на ділянці капітального ремонту показав, що при ремонтних роботах на газопроводі за схемою 2 мають місце залишкові напруження в матеріалі труб, які обумовлені як підніманням трубопроводу при його переізоляції і згинанням у вертикальній та горизонтальній площині, так і його деформуванням у вертикальній площині на пересіченому рельєфі місцевості.

Рівень напружень у трубопроводі не перевищує 80-90 МПа, а їх середнє значення складає 20-40 МПа. В цих умовах суттєво зростає вплив зовнішніх факторів і зон термічного впливу зварних з'єднань.

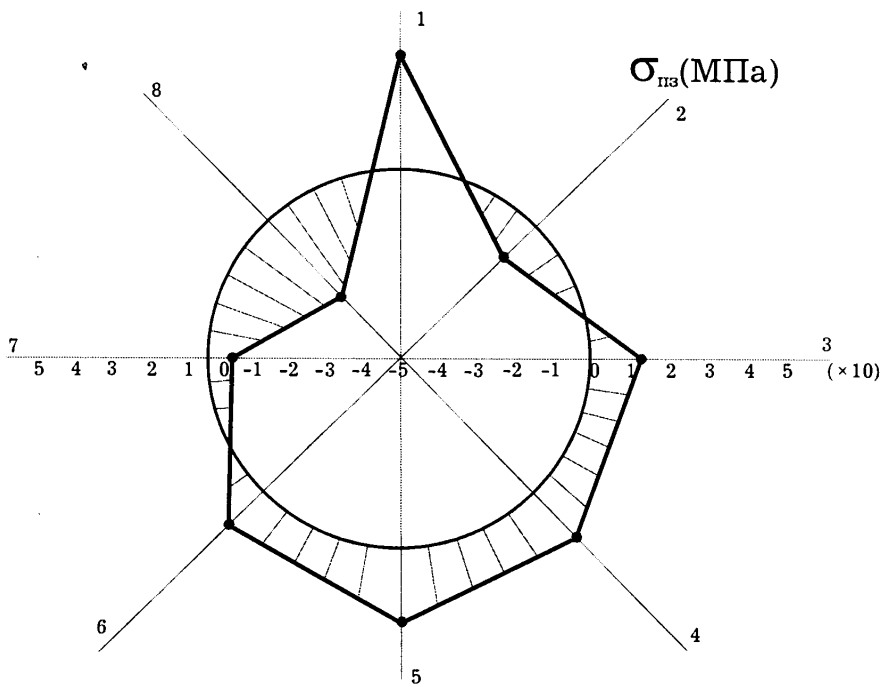
Таким чином, дослідження напружено-деформованого стану газопроводу при виконанні капітального ремонту, вперше виконані в трастових умовах дозволили спробувати розроблені методики та засоби

Переріз №22



а)

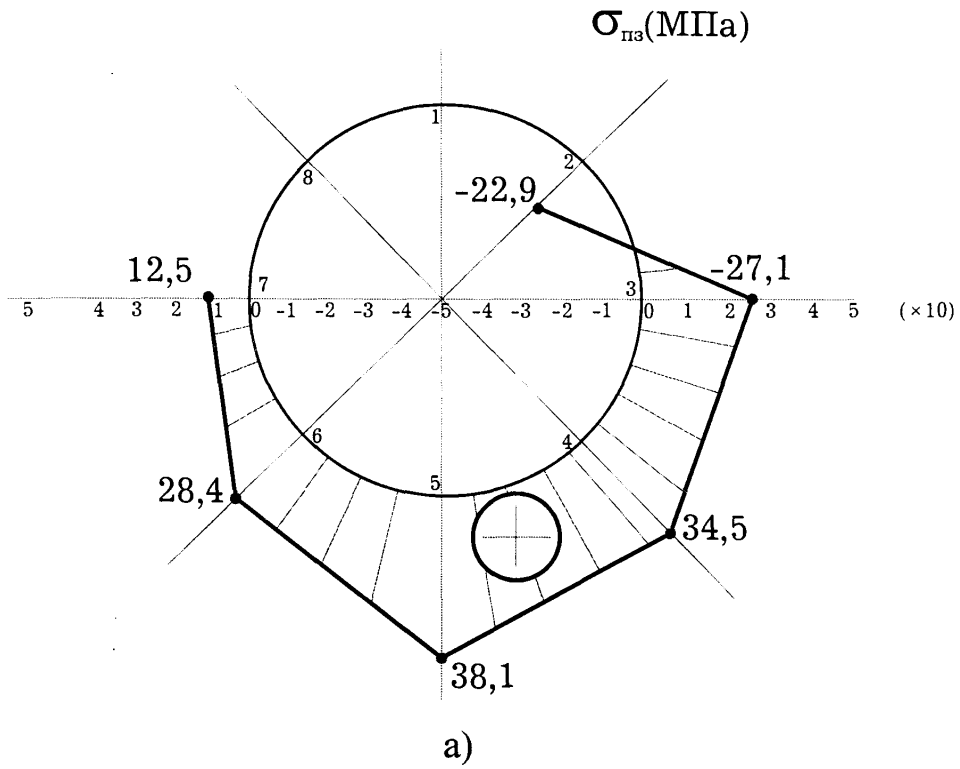
Переріз №24



б)

Рис. 3.21 - Епюри залишкових поздовжніх напружень в перерізах 22 (а) і 24 (б) газопроводу КЗУ-1 при виконанні капітального ремонту

Переріз №12



Переріз №17

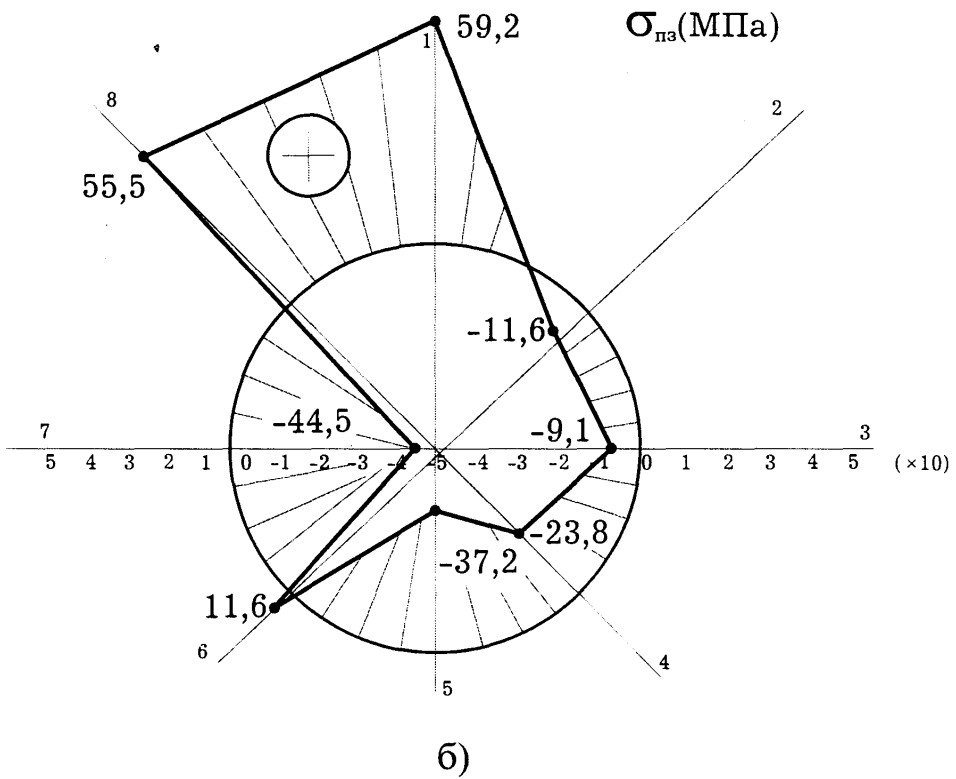
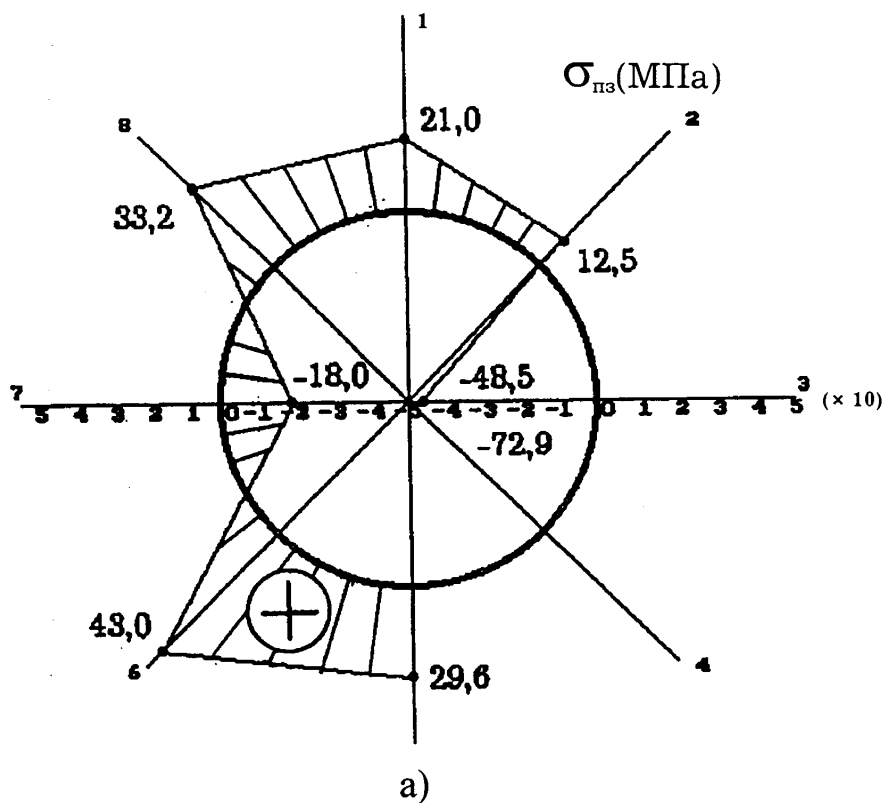


Рис. 3.22 - Розподіл залишкових поздовжніх напружень в перерізах 12 (а) і 17 (б) газопроводу КЗУ-1 при виконанні капітального ремонту

Переріз №4



Переріз №9

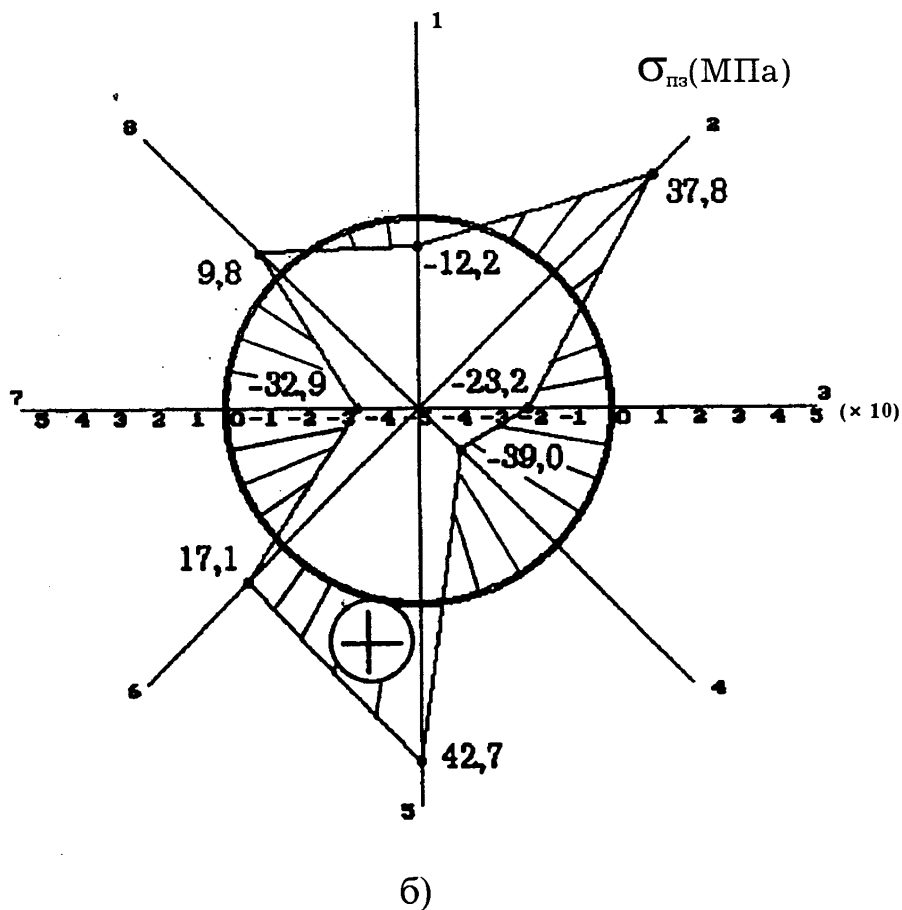


Рис. 3.23 - Розподіл залишкових поздовжніх напружень в перерізах 4 (а) і 9 (б) газопроводу КЗУ-1 при виконанні капітального ремонту

вимірювання і показали можливість їх використання для досліджень такого роду, а також отримати реальні дані про характер розподілу напружень в окремих перерізах трубопроводу при операціях спускання і піднімання в траншею, що може мати практичний інтерес при відпрацюванні оптимальних схем виконання капітального ремонту газопроводу на пересіченому рельєфі місцевості.

3.4 Вплив дефектів типу вмятин на розподіл напружень у трубопроводі на складних ділянках траси

Дослідження показують [], що зміни режиму експлуатації газопроводів (тип, температура газу) приводить до поздовжних переміщень трубопроводу на окремих ділянках, оцінити які в повній мірі практично неможливо []. В цих умовах теж практично неможливо наземними методами діагностування визначити ділянки, де внаслідок деформації трубопроводу мають місце зміни форми поперечного перерізу, що суттєво впливають на надійність експлуатації газопроводу, як лінійно-протяжного об'єкту в цілому. Складність такої оцінки значно зростає в тих випадках, коли в ході експлуатації в силу об'єктивних і суб'єктивних причин, коли дефекти форми поперечного перерізу трубопроводу мають місце на складних ділянках траси, що ускладнює виконання ремонтно-відновлювальних робіт в цих умовах.

Використання в останній час для діагностування стану газопроводів інтелектуальних поршнів дозволило виявити ділянки вздовж траси, на яких мають місце дефекти різного походження, в тому числі і дефекти типу вмятин.

Однак за результатами цих діагностувань не проводиться оцінка небезпечності цих дефектів для надійності експлуатації газопроводів, що суттєво утруднює прийняття експлуатуючими організаціями рішень про

вид ремонту і його пріоритет.

Тому практичне значення має проблема оцінки впливу дефектів типу вмятин на технічний стан газопроводів, вирішення якої дозволить оперативно проводити вибракування та науково обгрунтовано приймати рішення про періодичність та вид ремонту.

Були проведені дослідження напружено-деформованого стану газопроводу "Братерство" на гірських ділянках траси, на яких фірмою "Rosen" були виявлені вмятини різної форми і розмірів. Дослідження проводилися як безпосередньо на трасі, так і на базі, куди були доставлені вирізані з траси газопроводу труби з вмятинами.

На рис. 3.24 представлений загальний вигляд ділянок трубопроводів діаметром 1420 мм і товщиною 16,5 мм. На рис. 3.25, 3.26, 3.27 представлені види пошкоджень зразків труб № 1, № 2 і № 3.

Для визначення геометричних розмірів пошкоджень зроблено нанесення (графічно) координати в поздовжному і поперечному напрямках.

В результаті ретельного обстеження зразків труб було встановлено, що пошкодження трубопроводу відбувалось за рахунок деформації його під дією його ваги в результаті опирання трубопроводу на каміння. Це відбулось в районі гір, де трубопровід був побудований з відхиленням від проектних рішень. Схематично утворення пошкодження пояснюється на рис. 3.28. В звязку з тим, що трубопровід був розташований в траншеї таким чином, що під час довгої експлуатації зміг почати опиратись на камінь 2, то за рахунок ваги труби утворювалась вмятина. Розміри вмятини трубопроводу 1 визначались, на наш погляд, в залежності від кута нажиму β трубопроводу відносно горизонту. При $\beta=0$ рис. 3.8, а утворюється вмятина, яка симетрична відносно точки 0 або ОА приблизно дорівнює ОВ. При наявності кута α можливе утворення вмятини з параметрами коли $АО \neq ОВ$. Це можливо пояснити за рахунок виникнення

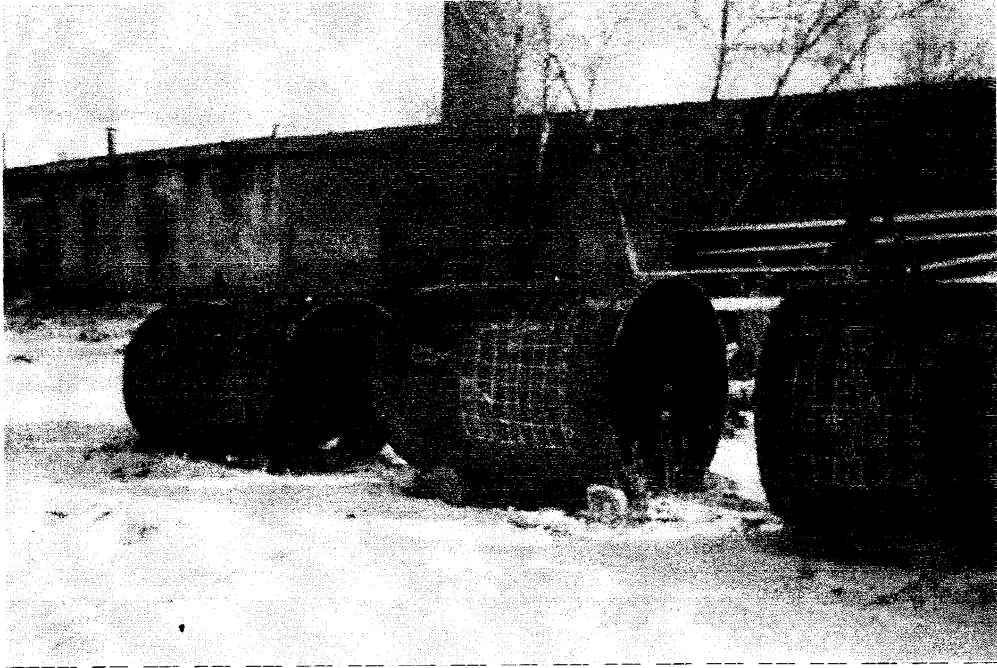
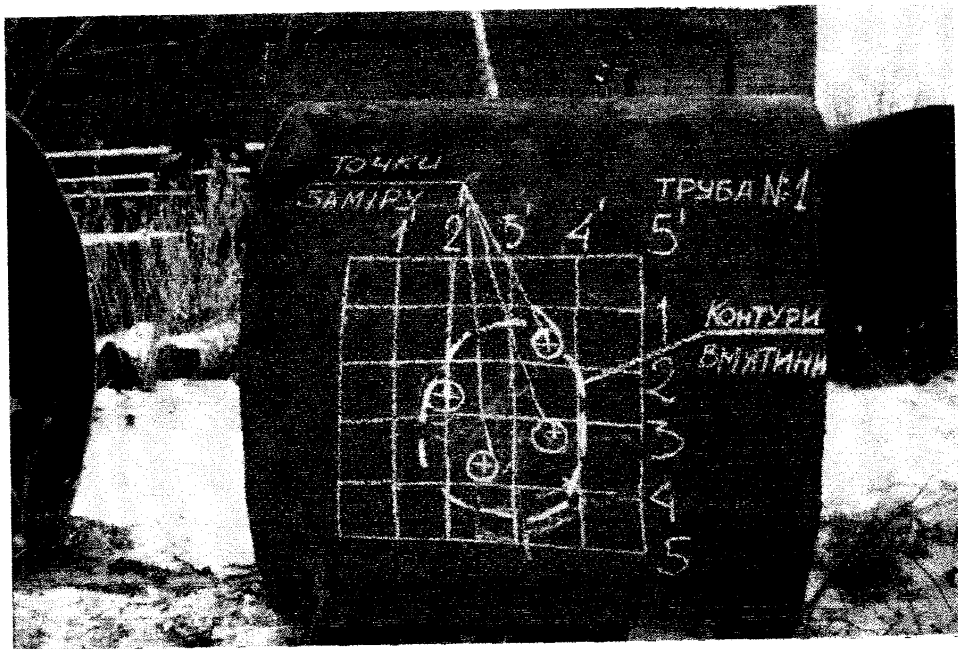


Рис. 3.24 - Загальний вид вмятин на газопроводі "Братство"



a)

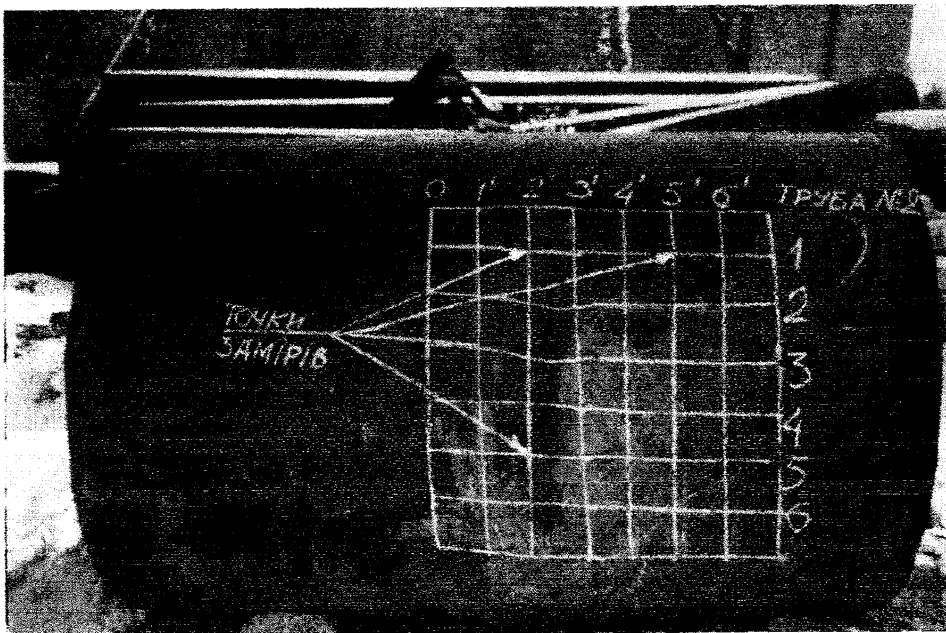


б)

Рис. 3.25 - Характер пошкодження газопроводу "Братство"
на км 4441 (труба №1)
а) - вид на трасі;
б) - вид на базі при проведенні досліджень.



а)

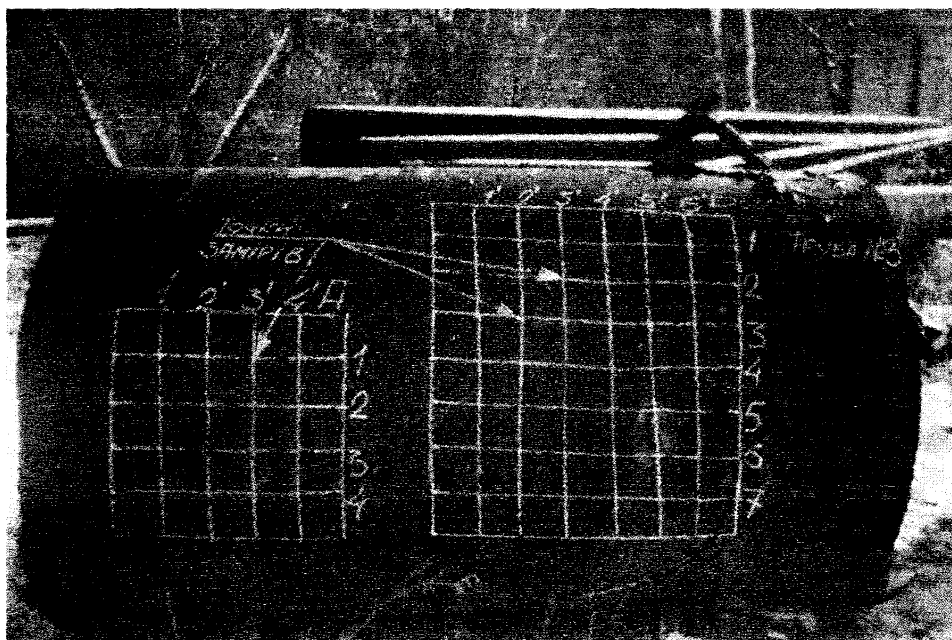


б)

Рис. 3.26 - Характер пошкодження газопроводу "Братство"
на км 20 799 (труба №2)
а) - вид на трасі;
б) - вид на базі при проведенні досліджень.



а)



б)

Рис. 3.27 - Характер пошкодження газопроводу "Братство"
на км 294476 (труба №3)
а) - вид на трасі;
б) - вид на базі при проведенні досліджень.

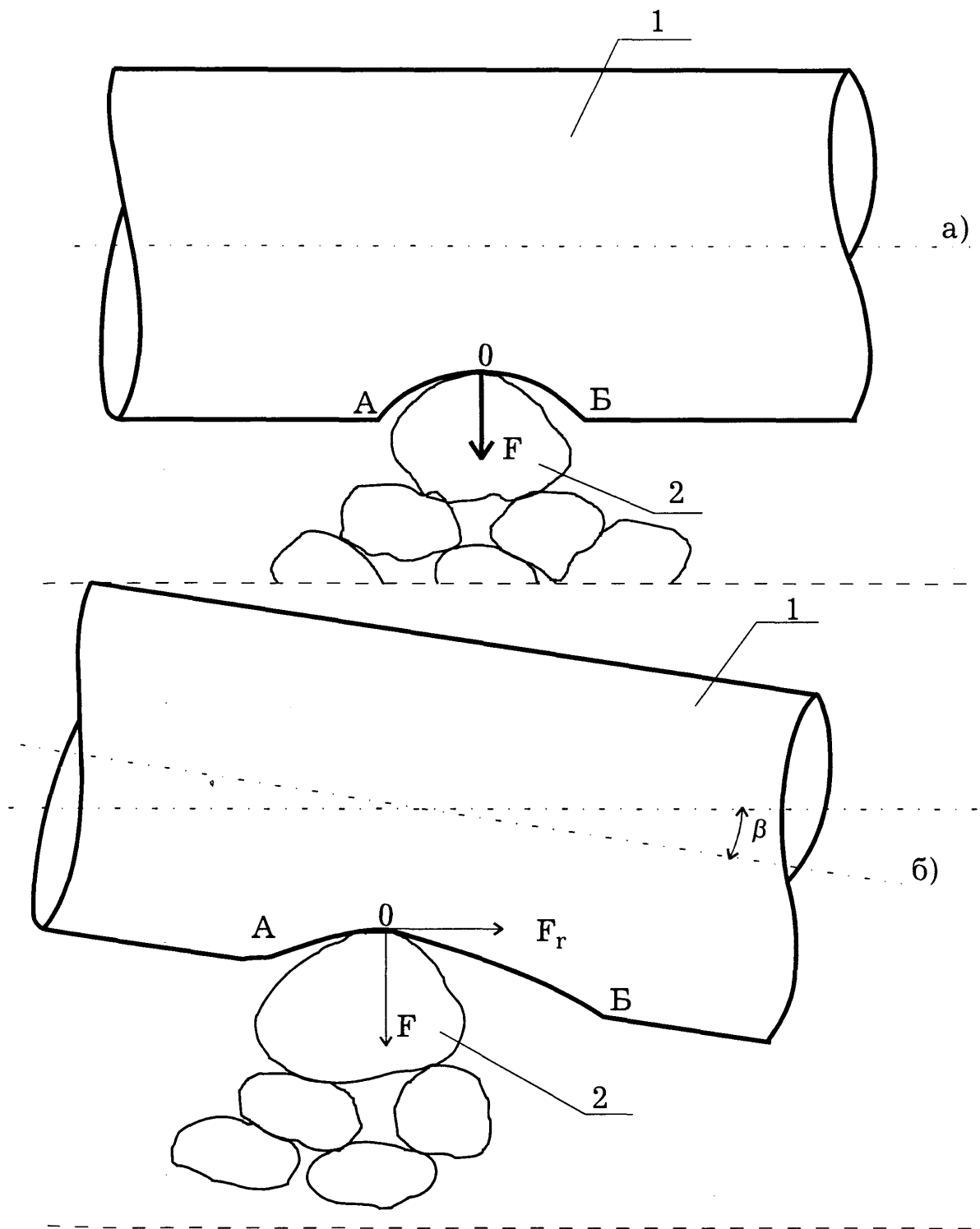


Рис. 3.28 - Можливі варіанти утворення вмятин трубопроводу в гірських умовах

горизонтальної сили F_r , яка може привести до утворення ділянки деформації трубопроводу ОБ значно більшого від ОА. Крім того, при розкопуванні трубопроводуна ділянці з нахилом $\beta \neq 0$ спостерігалась наявність ґрунтових вод, які сприяли виносу ґрунту в кам'янистій основі, що давало можливість переміщенню трубопроводу, за рахунок малого опору ґрунту.

Це підтверджується тим, що наприклад, зразки труб і 3 мали вигляд (див.рис. 3.26, 3.7) вмятини в кільцевому напрямку, що свідчить про наявність злому трубопроводу відносно площі на яку опирався трубопровід в точці О.

Зразок труби № 1, який показаний на рис. 3.26 як загальний вигляд та на рис.3.29 і 3.30 де показані розміри дефекту (вмятини) в поздовжному і поперечному розмірах. Аналіз виміряних розмірів дефекту свідчить, що трубопровід опирався на камінь і знаходився в горизонтальному положенні при $\alpha=0$. Розміри січень дефекту по осям, як в повздовжному напрямку так і, в поперечному практично однакові і дорівнюють приблизно 720 мм. Максимальний розмір прогину дефекту з зовнішньої сторони в координатах 2-3 і 2' – 3' становить ≈ 80 мм. В цьому районі з внутрішньої сторони на місці найбільшого прогину утворились тріщини, які показані на рис. 3.31 в масштабі 1:1.

Тріщина I загальною довжиною приблизно 50 мм розташована в кільцевому напрямку і має розміри, які приведені на рис.3.31. Перпендикулярно тріщині I утворилась тріщина II довжиною приблизно 20.

В точках 1, 2 і 3 були проведені виміри товщини матеріалу і напруження в продольному напрямку. Виміри товщини виконувалися товщиноміром типу MG-232M, а контроль напружень в місці дефектів типу вмятин проводився за допомогою магнітного вимірювача типу ІНІ-1. Результати вимірювань показані на рис. 3.31.

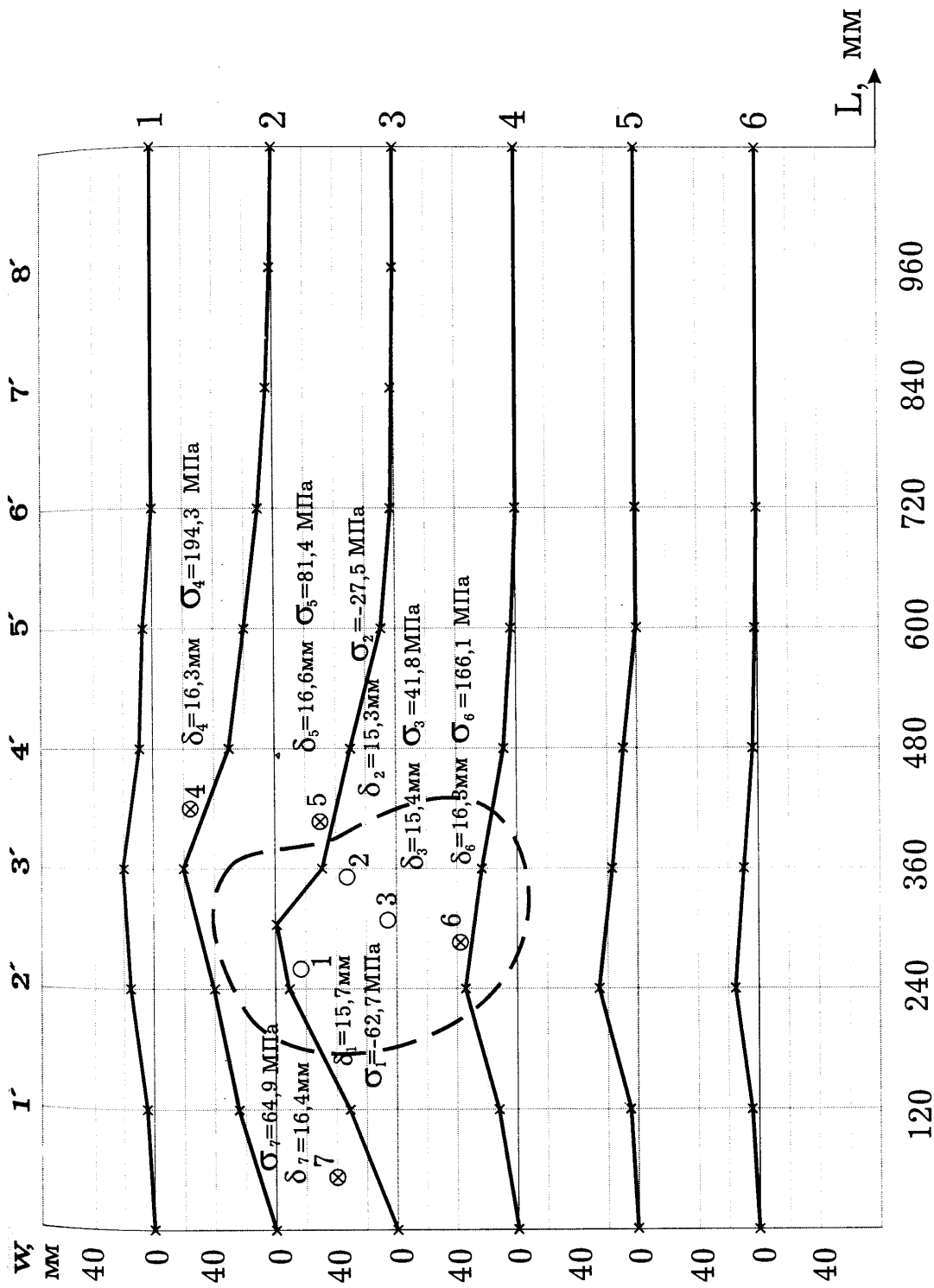


Рис. 3.29 - Результати дослідження ступені деформативності, товщини і напружень в трубі №1

— - виміри на внутрішній поверхні; x - точки вимірів на зовнішній поверхні;
 - - - - зона максимальних деформацій.

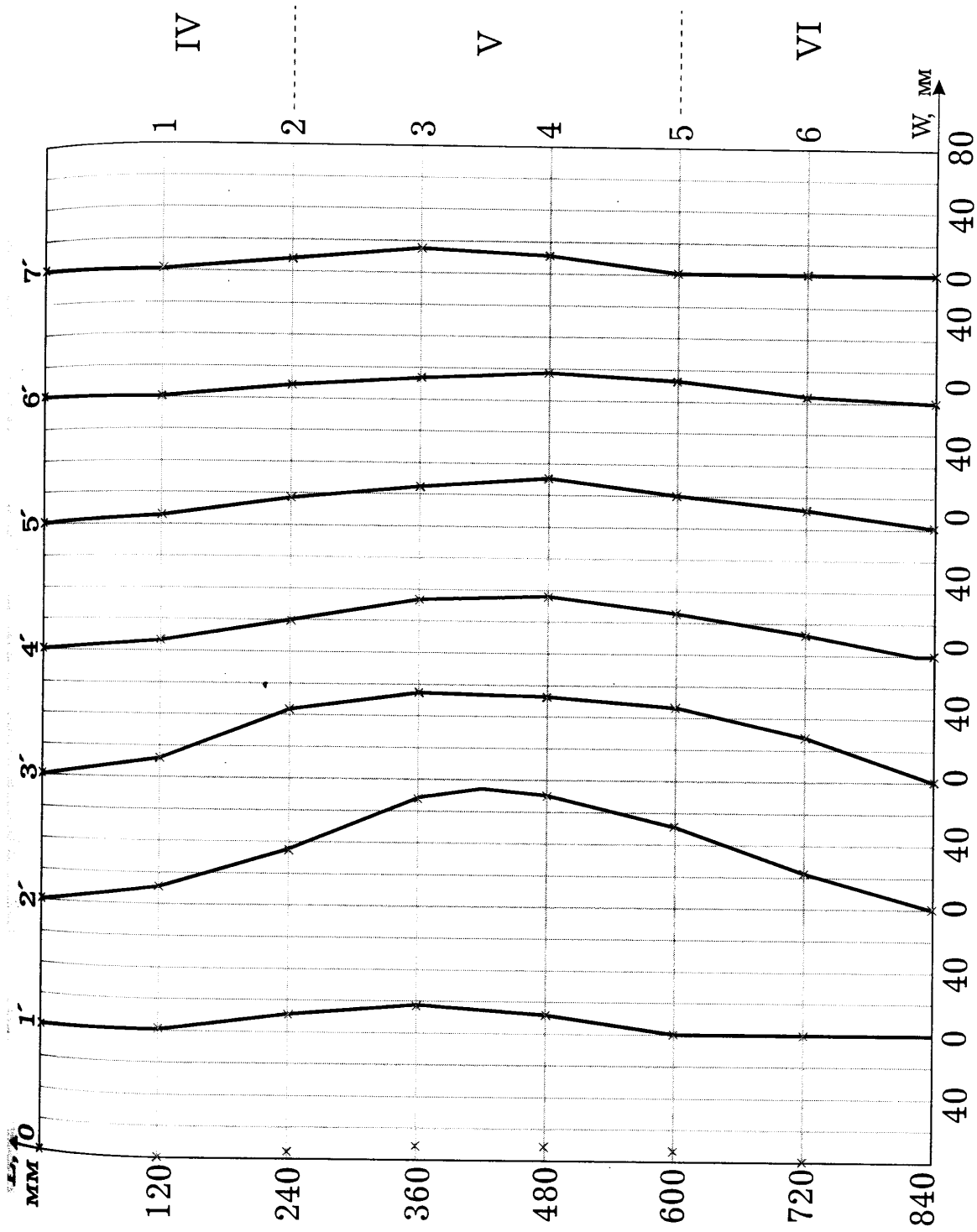


Рис. 3.30 - Результати вимірів деформацій труби №1 в кільцевому напрямку

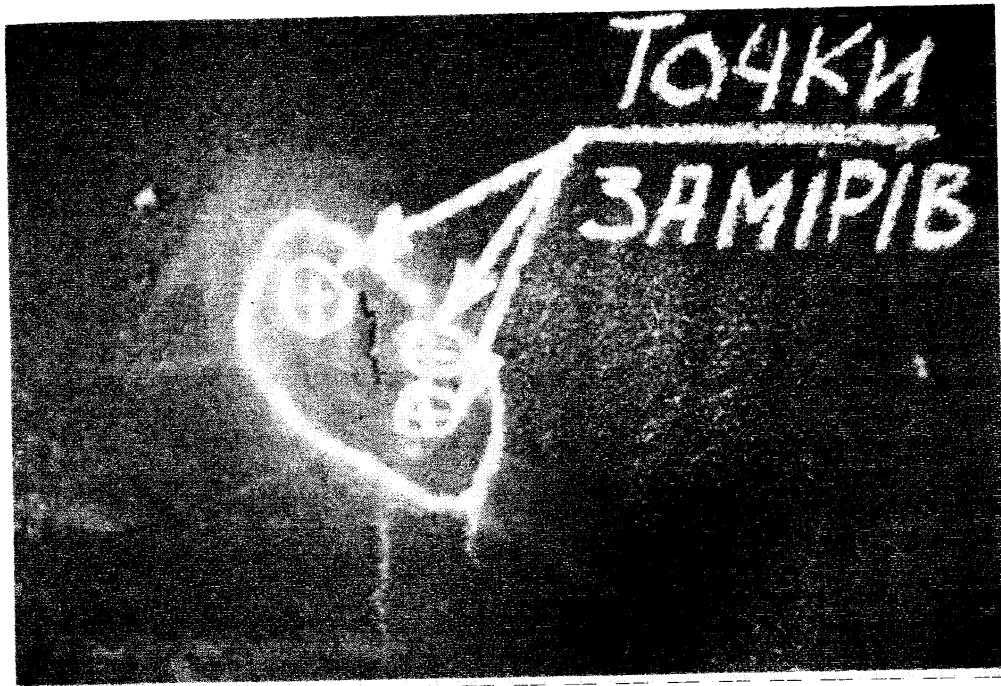


Рис. 3.31 - Загальний вигляд тріщин на внутрішній поверхні труби №2

Загальні результати вимірювань на трубі № 1 показані на рис.3.28.

Як свідчать результати вимірювань, приведених на рис.3.28 і 3.31 в зонах максимальних деформацій відбулася зміна товщини стінки труби (точки 1-3), що свідчить про те що в цьому районі напруження в трубопроводі значно перевищили межу плинності матеріалу труби.

Утворенню тріщини на внутрішній поверхні труби, очевидно сприяла значна концентрація напружень, що виникли за рахунок значних контактних напружень в місці опирання трубопроводу на камінь на дні траншеї.

По периметру зони максимальних деформацій зміни товщини стінки трубопроводу практично не відбулося, про що свідчать результати вимірів в цих місцях, в яких товщина стінки труби не відрізняється від початкових значень які складають, згідно проекту, значення 16,6-16,7 мм.

Напруження в точках виміру по зовнішній поверхні трубопроводу знаходяться в межах від 60 Мпа до 200 Мпа.

На рис. 3.32 представлена залежність коефіцієнту α для труби діаметром 1420x16,5 мм для діапазону прогину W , на якому показано межу змін залишкової несучої здатності трубопроводу з вмятиною для труби № 1.

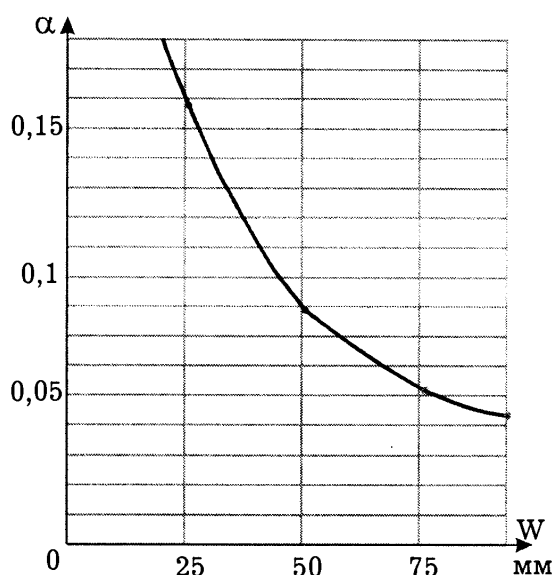


Рис. 3.32 - Графік залежності коефіцієнту α

Висновки по розділу 3

1 Запропонована методика визначення фізико-механічних властивостей трубних сталей методом акустичної емісії застосована для дослідження зразків трубної сталі з 17 регіонів України, що дозволило зробити достовірні висновки про технічний стан існуючих трубопроводів;

2 Запропонована методика оцінки ступені пошкодження матеріалу за критерієм інтенсивності пошкоджень A_i і R_i , які є результатом розрахунків параметрів акустичної емісії, що дозволяє зробити кількісну оцінку пошкодження відносно непошкодженого металу трубопроводу;

3 Результати дослідження металу труби діаметром 1020 мм трубопроводу КЗУ-1 свідчать, що за показниками стандартних механічних властивостей та в'язкості руйнування термін експлуатації труб на ділянці, яка була обстежена після ремонту виявлених дефектів не є обмеженим при умові своєчасного виявлення в подальшому зон можливого пластичного деформування металу труб, які можуть привести до зниження в'язкості руйнування нижче мінімального допустимого рівня;

4 Показано, що при капітальному ремонті МГ мають місце залишкові поздовжні напруження, величина і знак яких залежить від характеру деформування трубопроводу і схеми виконання капітального ремонту.

5 Проведені дослідження НДС газопроводу «Союз» на складних ділянках траси в місцях пластичного деформування металу труб показали, що між параметрами вмятин, визначеними за допомогою внутрішньотрубного дефектоскопа і натурними вимірюваннями є суттєві відмінності, а також дозволили встановити особливості утворення вмятин та характер НДС трубопроводу в зоні дефектів.

РОЗДІЛ 4

ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ (НДС) ГАЗОПРОВІДІВ ПРИ КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ

Особливістю ремонту лінійної частини магістральних трубопроводів є неоднаковість і змінність топографічних, ландшафтних, ґрунтових, гідрогеологічних, гідрологічних та кліматичних умов місцевості. Це вимагає застосування різних технологічних схем та технологій ремонту трубопроводу. При суттєвих відмінностях природних умов потрібно або повне технічне переоснащення ремонтної колони, або використання спеціалізованих підрозділів, що виконують певний вид робіт. Для ремонту трубопроводу в умовах різноперемінної місцевості необхідно застосування особливої технології та спеціальної техніки. В іншому випадку ремонт трубопроводу стає або неможливим, або зовсім не технологічним. Необхідно відмітити, що на заболочених ділянках в деяких випадках можливе застосування тих же технологічних систем, що і на рівнинній місцевості.

Ремонт трубопроводу в умовах різноперемінної місцевості, особливо в горах, - винятково складний процес в технологічному і організаційному відношеннях. Якщо ремонт трубопроводу в умовах рівнинної місцевості і навіть на заборонених ділянках (в зимовий період) може проводитися неперервним технологічним потоком, то в горах така технологія неприйнятна навіть в суху літню пору. Перш за все це пояснюється різко перемінною місцевістю, чергуванням рівнин, крутих підйомів і спусків, нестійким характером косогірних ділянок, на яких нарізані полиці, по яких не завжди можуть рухатися навіть машини на гусеничному ході. На таких ділянках доводиться практично повністю міняти технологічну схему робіт, складність яких значно зростає в зимовий період дощів. Зміна технологічної схеми виконання ремонту не може бути

проведена без оцінки її впливу на НДС трубопроводу, від якого, в першу чергу, залежить надійність та довговічність його експлуатації, а в окремих випадках, це один з основних факторів доцільності проведення капітального ремонту.

Тому розробка методів оцінки НДС трубопроводу при капітальному ремонті, які могли б стати основою для вибору технологічних схем його виконання, оцінка впливу рельєфу місцевості на параметри НДС трубопроводу, є не тільки важливою теоретичною задачею, але і явно виражений практичний інтерес.

4.1 Загальні положення

У процесі виконання ремонтних робіт виникає необхідність у підніманні певної ділянки трубопроводу з метою створення сприятливих умов для виконання різних технологічних операцій: очищення трубопроводу від старого ізоляційного покриття, зварювально-відновлювальних робіт, напилення ізоляційного покриття тощо. Часто разом з підніманням трубопроводу здійснюється його горизонтальне переміщення та укладання на бірму траншеї. У цьому випадку один із кінців піднятої ділянки трубопроводу по відношенню до його іншого кінця розташований на паралельних прямих. Піднімання та горизонтальне переміщення трубопроводу супроводжується його згинанням. Під час монтажних робіт має місце проба згинання трубопроводу, оскільки у трубопроводі відсутня осьова сила. Під час ремонту, коли його виконують без зупинки перекачки газу зі зменшенням тиску, трубопровід, переважно, зазнає дії осьової сили, яка спричиняється внутрішнім тиском та зміною температури трубопроводу в процесі експлуатації. У цьому разі реалізується поздовжньо-поперечне згинання трубопроводу.

Багато вчених [] досліджували способи піднімання трубопроводу. Головним у зазначених роботах є піднімання трубопроводу, завдяки якому досягається потрібне висотне положення його у певних перетинах. З останнім безпосередньо пов'язана довжина піднятої ділянки трубопроводу та навантаження на трубоукладачі. Горизонтальне переміщення трубопроводу підпорядковано підніманню, оскільки воно не впливає на розташування трубопроводів у ремонтній колоні. Потрібне переміщення досягається передачею на трубоукладачі горизонтальних сил від окремих машин.

Основне завдання оцінки НДС трубопроводу під час монтажних та ремонтних робіт полягає у досягненні потрібної висоти піднімання за мінімально можливих значень згинаючого моменту в найбільш навантажених перерізах при оптимальній довжині піднятої ділянки. За рахунок мінімізації згинального моменту обмежується значення згинальних напружень у трубопроводі, а мінімізація довжини піднятої ділянки призводить до зменшення навантажень на трубоукладачі.

В дослідженнях [] згинання трубопроводу під час монтажних та ремонтних робіт розглядається як балка зі сталою шорсткістю. Приймається, що переріз для якого задається потрібна висота піднімання трубопроводу, збігається з перерізом, у якому на трубопровід передається навантаження від трубоукладача, оскільки з останнім технологічно зв'язані механізми, що виконують ізоляційні та очисні роботи, для можливості роботи яких саме необхідно забезпечити відповідну висоту піднімання трубопроводу. Переважно технічним регламентом задається висота піднімання трубопроводу в перерізах, що відповідають місцю установки очисних чи ізоляційної машини. У поперечному перерізі, де трубопровід сприймає дію піднімальних сил, а число таких сил в реальних умовах може змінюватися від однієї до п'яти, кожна окрема сила може створюватися однією машиною або групою з двох машин. В останньому випадку дія на

трубопровід сил від окремих машин, що входять у групу, враховується через їх рівнодію.

Трубопровід, що піднімається розосередженими силами за характером навантаження нагадує багатопрогінну балку, для інтегрування диференційних рівнянь згинання якої деякі дослідники використовують метод А.Н. Крилова []. У цьому разі загальний інтеграл диференційного рівняння згинання для кожного прогону виражається через відомі функції від згинальних моментів, зосереджених та розподілених сил, прикладених у перетинах, що знаходяться з одного боку від перерізу, що розглядається.

Багато вчених [] досліджували способи піднімання трубопроводу в складних умовах. При цьому не враховували коефіцієнт пастелі ґрунту, повздовжні зусилля від розкладання вати трубопроводу на складові і його натяг при підніманні.

В роботах, які присвячені цьому питанню, розглядаються різні розрахункові схеми, а також використовуються різні методи аналітичного визначення напружень у трубопроводі.

Представляє інтерес метод аналітичного визначення напружень, запропонований І.П. Петровим [], в якому використовують схему з наперед заданим числом трубопроводів і відомими віддальми між ними. Крім того, необхідно знати відносне зміщення опор (або висоту піднімання трубопроводу кожними трубоукладачами). Ці дані задаються на основі попередніх спостережень за роботою колони. Розрахунок зводиться до визначення максимальних згинаючих напружень з використанням теореми про три моменти. Для кожної пари прогонів складаються рівняння, число яких повинно дорівнювати числу опорних моментів, які визначаються.

Розрахунок припіднятого трубопроводу за цим методом зводиться до розрахунку багатопрогінної нерозрізної балки з опорами, що зміщуються. За цим методом можна порівняно просто визначити згинаючі моменти в небезпечних перерізах трубопроводу. Однак через необхідність задавання

невеликої кількості параметрів, цей метод може бути використаний як перевірочний розрахунок на міцність існуючих технологічних схем укладання трубопроводу. Крім того, при виборі довжини крайніх прогонів вводиться припущення про можливість використання у всіх випадках формул, виведених для піднімання трубопроводу одними трубоукладачами. Це припущення може привести до помилки при визначенні напружень у місцях обпирання трубопроводу на останній трубоукладач. Таким чином, даний метод розрахунку має обмежене застосування.

Найбільший інтерес для виявлення взаємозв'язку між основними параметрами схем піднімання представляє метод Коши-Крилова. Рівняння прямої лінії трубопроводу дозволяє визначити напруження в трубопроводі при довільному виді і кількості діючих на трубопровід зовнішніх сил:

$$EIy(x) = \frac{x}{l} \left[\Phi(l) - \frac{l^3}{6} \Phi''(l) \right] + \frac{x^3}{l^3} \Phi''(l) - \Phi(x), \quad (4.1)$$

де $\Phi(l)$, $\Phi(x)$ – функції, які вираховуються в залежності від ділянки трубопроводу та навантаження; x , y – абсциса і ордината перерізу трубопроводу.

Максимальні згинаючі моменти передбачається визначати за формулою:

$$M_i = \frac{qa_i^2}{2} + \sum_{j=1}^i P_j (a_j - a_i) + \frac{x}{l} \Phi''(l) \quad (4.2)$$

Застосовуючи загальне рівняння пружної лінії трубопроводу, К.Е. Ращенкін [] дослідив ряд схем симетричного піднімання трубопроводу. Як допущення автор прийняв умову рівності навантажень на ці трубоукладачі та рівність всіх прогонів схеми. Ці початкові умови значно спростили розв'язок поставленої задачі і дозволили комплектувати колону із однотипних трубопроводів. Однак ці умови ніяк не узгоджуються із

задачею з граничного зменшення напружень згину в трубопроводі.

В своїх роботах Е.А. Анікін [] розглядає дві задачі:

1. За заданою розстановкою трубопроводів і машин розраховують напружений стан пружно зігнутого трубопроводу. Як вихідні дані вибирають висоту піднімання труби кожним із трубоукладачів і всі значення прогонів у розрахунковій схемі. На основі розрахунків визначають напруження згину в небезпечних перерізах трубопроводу.

Однак при розв'язку цієї задачі неможливо дати відповідь на питання: скільки потрібно трубоукладачів для піднімання трубопроводу, які віддалі між ними найбільш раціональні, які найменші напруження можуть бути досягнуті при його підніманні.

2. Визначають оптимальні параметри схеми піднімання і укладання трубопроводу. Як вихідні дані приймають ряд технологічних параметрів (висота піднімання машин, глибина траншеї та інші) і умову мінімізації згинаючих моментів в небезпечних перерізах трубопроводу. За розрахунками визначають навантаження на трубоукладачі і їх число, віддаль між ними, напруження у трубопроводі. При розв'язку цієї задачі не враховується шорсткість основи. Допускається, що трубопровід лежить на абсолютно шорсткій основі. В дійсності властивості реального ґрунту відрізняються від ідеально шорсткої моделі. Тому при розрахунку необхідно враховувати пружність ґрунту (коефіцієнт постелі).

В роботах В.Л. Березіна і К.С. Ращекіна [], для розв'язку задачі по визначенню НДС трубопроводу використовується метод інтегрування наближеного диференційного рівняння пружної лінії балки. Вважаючи, що похибка, яка вноситься в розрахунок через використання наближеного диференційного рівняння (а не повного), зникає, так як піднімання ділянки труби здійснюється на нескінченному трубопроводі.

Поставлена задача розв'язана у загальному виді, а кінцеві результати достатньо швидко дозволяють виконати числові розрахунки

напружень, що виникають у трубопроводі при різних схемах навантаження. При розв'язку цієї задачі автори допускали прямолінійність ділянки досліджуваного трубопроводу. Не враховувалися напруження, які виникають у трубопроводі на перемінній місцевості, а також коефіцієнт постелі ґрунту. Прийняті припущення приводить до похибки у визначенні напружень, що виникають у трубопроводі.

Аналіз існуючих методів і схем розрахунку НДС трубопроводу при ремонті показав, що у всіх приведених вище методиках розрахунку приймається припущення прямолінійності основи, на якій лежить трубопровід і її абсолютна шорсткість. Такі припущення спрощують складні обчислення при інтегруванні рівнянь четвертого порядку.

В реальних умовах профіль поверхні основи трубопроводу відрізняється від прямолінійного і абсолютно шорсткого. Траса трубопроводу пересікає яри і балки, впадини з різним радіусом кривизни, косогірні ділянки. Розрахунок НДС трубопроводу у цих випадках необхідно проводити з врахуванням пересіченості профілю траси, реального стану ґрунту, на який опирається трубопровід, а також із врахуванням поздовжніх сил, що виникають у ньому. Дослідження НДС трубопроводу із врахуванням пересіченості місцевості і шорсткості основи звичайними методами інтегрування диференціальних рівнянь приводить до складних обчислень при невисокій точності отриманих результатів.

В роботі [] зроблена спроба дослідити і розв'язати поставлену задачу чисельними методами диференціальних рівнянь, а саме, методом кінцевих різниць. Однак запропонована методика дослідження НДС трубопроводу при капітальному ремонті вимагає задавання великої кількості проміжних даних, точність задавання яких у значній мірі буде впливати на результат розрахунку.

З іншого боку, коли необхідно швидко визначити НДС трубопроводу при капітальному ремонті за заданою схемою його

піднімання і внести у неї необхідні корективи, та така методика стає громіздкою і малоефективною.

Тому нами, враховуючи перші результати по підніманню трубопроводу при капітальному ремонті, зроблена спроба розробки математичної моделі оцінки НДС за даними висоти його піднімання за умови мінімальних значень напружень з врахуванням реального технічного його стану.

4.2 Розробка алгоритму оцінки НДС трубопроводу при капітальному ремонті

Розглядається задача про оцінку НДС трубопроводу при капітальному ремонті. Піднімання трубопроводу здійснюється трубоукладачами, які працюють у складі механізованої колони. Аналіз НДС трубопроводу виконаний на основі диференційного рівняння поздовжньо-поперечного згину балки, що лежить на пружній основі, а також на основі розв'язку рівняння деформації статично визначеної балки, опертої по кінцях на опори із заданими значеннями згинаючого моменту та зосередженої сили на колони, що замінюють вплив відрізаних ділянок (рис. 4.1).

Розв'язок поставленої задачі проводиться у два етапи. На першому етапі визначають згинаючий момент та поперечну силу на кінцях балки на пружній основі, на другому етапі прийнявши ці значення за зовнішні навантаження, визначають навантаження на крани-трубоукладачі, а також максимальний згинаючий момент та напруження в тілі труби, що ним спричинений.

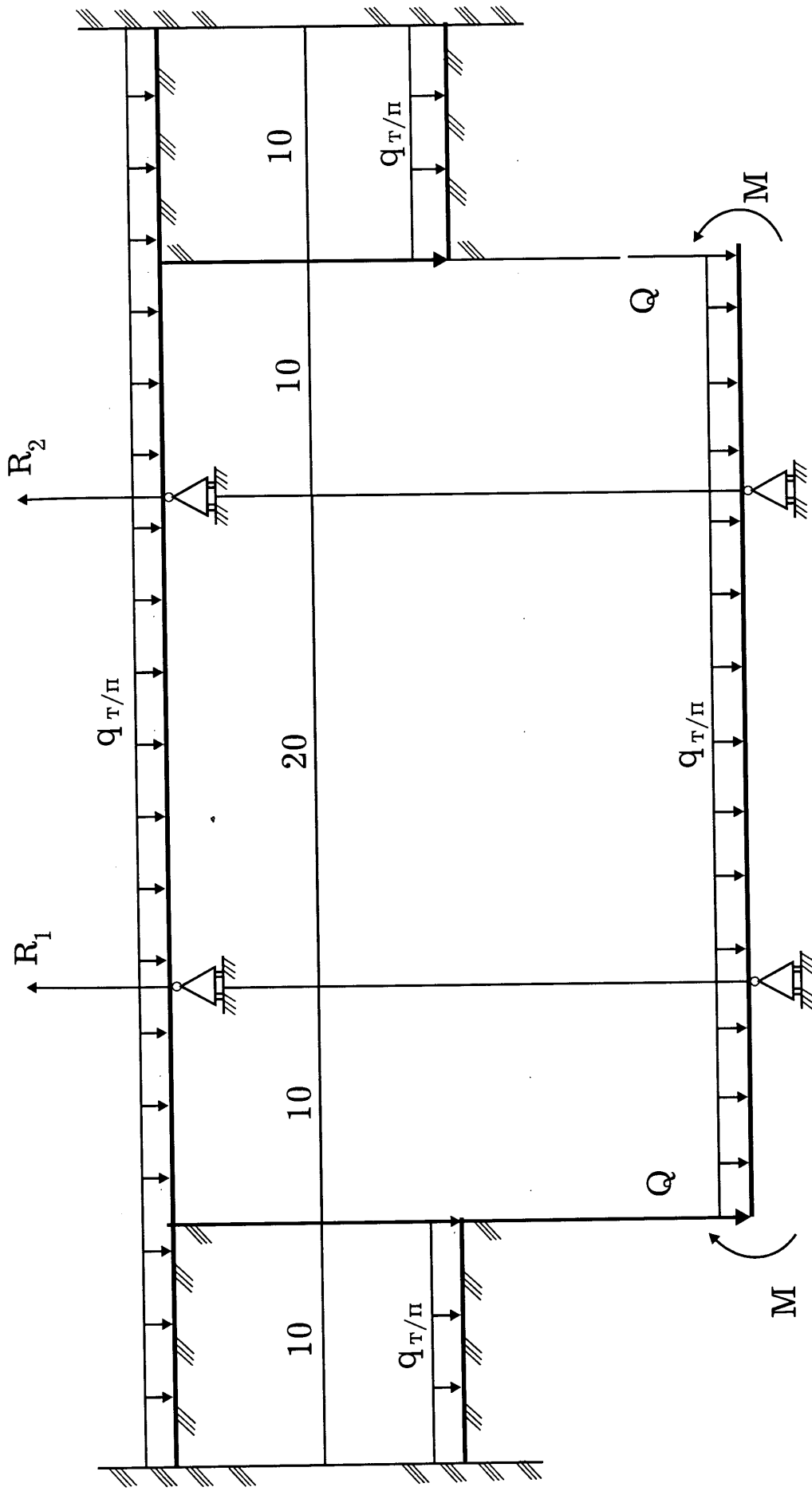


Рис. 4.1 - Розрахункова схема ізоляційної колони

4.2.1 Балка на пружній основі

Розглянемо балку, яка опирається на суцільну пружну основу, реакція якої на балку в кожній точці може бути з відомим наближенням прийнята пропорційною пружному прогину w в цій точці (рис. 4.2). Ця умова відповідає моделі, в якій пружна основа являє собою набір незв'язаних між собою пружних пружин.

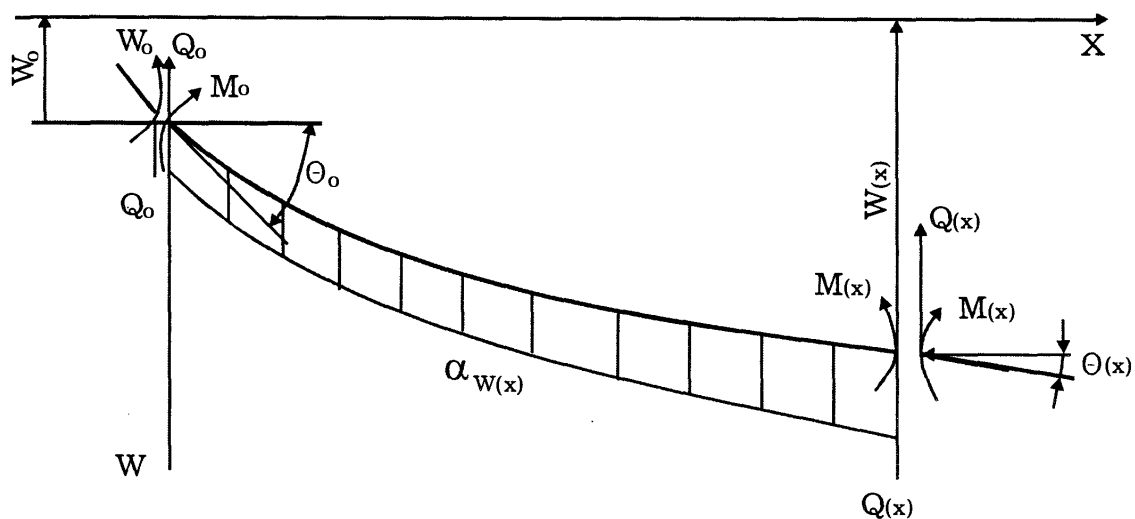


Рис. 4.2 Розрахункова схема балки на пружній основі при дії розподіленого зовнішнього навантаження

Позначивши коефіцієнт пропорційності буквою α та прийнявши, що пружна основа по всій довжині балки є однаковою за своїми характеристиками, одержимо, що інтенсивність реакції основи рівна - αw , де коефіцієнт α має розмірність Н/м².

Таким чином повне розподілене навантаження $p(x)$, яке діє на балку, буде складатися з заданого зовнішнього розподіленого навантаження $q(x)$ та невідомої реакції пружної основи $\alpha w(x)$:

$$p(x) = q(x) - \alpha w(x). \quad (4.3)$$

Для зручності додатній напрямок вісі прогинів та розподіленого

навантаження прийнято вниз.

Розрахунок балки на пружній основі є статично невизначеною задачею, оскільки тільки рівнянь рівноваги недостатньо для визначення закону зміни

інтенсивності реакції основи по довжині балки. Іntenсивність реакції основи пов'язана з деформацією балки, тому для рішення задачі спочатку потрібно знайти рівняння пружної лінії балки.

Диференціальне рівняння зігнутої вісі для балки постійного поперечного перерізу на пружній основі у відповідності з рівнянням пружної лінії можна, враховуючи прийняті напрямки прогинів та інтенсивності навантаження, записати так [5]:

$$\frac{d^4 \omega(x)}{dx^4} = \frac{1}{EI} (q(x) - \alpha \omega(x)). \quad (4.4)$$

Обмежившись розглядом ділянки балки, на якій відсутнє зовнішнє розподілене навантаження. Диференціальне рівняння для цього випадку спрощується. Одержимо

$$\frac{d^4 \omega(x)}{dx^4} = -\frac{\alpha}{EI} \omega(x). \quad (4.5)$$

Розташуємо початок координат в крайню ліву точку ділянки, що розглядається, спрямувавши вісь ω вниз та позначивши прогин, кут повороту, згинаючий момент, поперечну силу в цьому січенні відповідно як ω , θ , M , Q . Всі ці величини є початковими параметрами.

Приведемо рівняння (4.5) до вигляду, зручного до інтегрування, позначивши:

$$L = \sqrt[4]{\frac{4EI}{\alpha}}. \quad (4.6)$$

Характеристика L має розмірність одиниць довжини. В рівнянні (4.5) незалежну абсцису x замінимо безрозмірною абсцисою

$$\xi = \frac{x}{L}. \quad (4.7)$$

Тоді рівняння (4.5) з врахуванням виразів (4.4) та (4.5) зводиться до вигляду

$$\frac{d^4 \omega}{d\xi^4} + 4\omega = 0. \quad (4.8)$$

Про інтегрувавши, визначивши постійні інтегрування через початкові параметри та прийнявши до уваги диференційні залежності між ω , θ , M , Q отримаємо:

$$\omega(x) = \omega_0 Y_1(\xi) + L\theta_0 Y_2(\xi) - \frac{L^2 M_0}{EI} Y_3(\xi) - \frac{L^3 Q_0}{EI} Y_4(\xi); \quad (4.9)$$

$$\theta(x) = \theta_0 Y_1(\xi) - \frac{L^2 M_0}{EI} Y_2(\xi) - \frac{L^3 Q_0}{EI} Y_3(\xi) - \frac{4\omega_0}{L} Y_4(\xi); \quad (4.10)$$

$$M(x) = M_0 Y_1(\xi) + LQ_0 Y_2(\xi) + \alpha L^2 \omega_0 Y_3(\xi) + \alpha L^3 \theta_0 Y_4(\xi); \quad (4.11)$$

$$Q(x) = Q_0 Y_1(\xi) + \alpha L \omega_0 Y_2(\xi) + \alpha L^2 \theta_0 Y_3(\xi) - \frac{4}{L} M_0 Y_4(\xi). \quad (4.12)$$

Через Y_1 , Y_2 , Y_3 , Y_4 позначені функції Крилова:

$$Y_1(\xi) = ch\xi \cos \xi; \quad (4.13)$$

$$Y_2(\xi) = \frac{1}{2}(ch\xi \sin \xi + sh\xi \cos \xi); \quad (4.14)$$

$$Y_3(\xi) = \frac{1}{2}sh\xi \sin \xi; \quad (4.15)$$

$$Y_4(\xi) = \frac{1}{4}(ch\xi \sin \xi - sh\xi \cos \xi). \quad (4.16)$$

Для того, щоб вивести загальні рівняння для ω , θ , M , Q при дії довільних розподілених або зосереджених зовнішніх навантажень

використано принцип незалежності дії сил. Також прийнято переміщення малими. Нехай на відрізку x балки (рис.4.3) діють вертикальна зосереджена сила P_i в точці з абсцисою b_i , момент M_i в точці з абсцисою a_i та рівномірно розподілене навантаження інтенсивністю q_i на ділянці від $x=c$ до $x=d$.

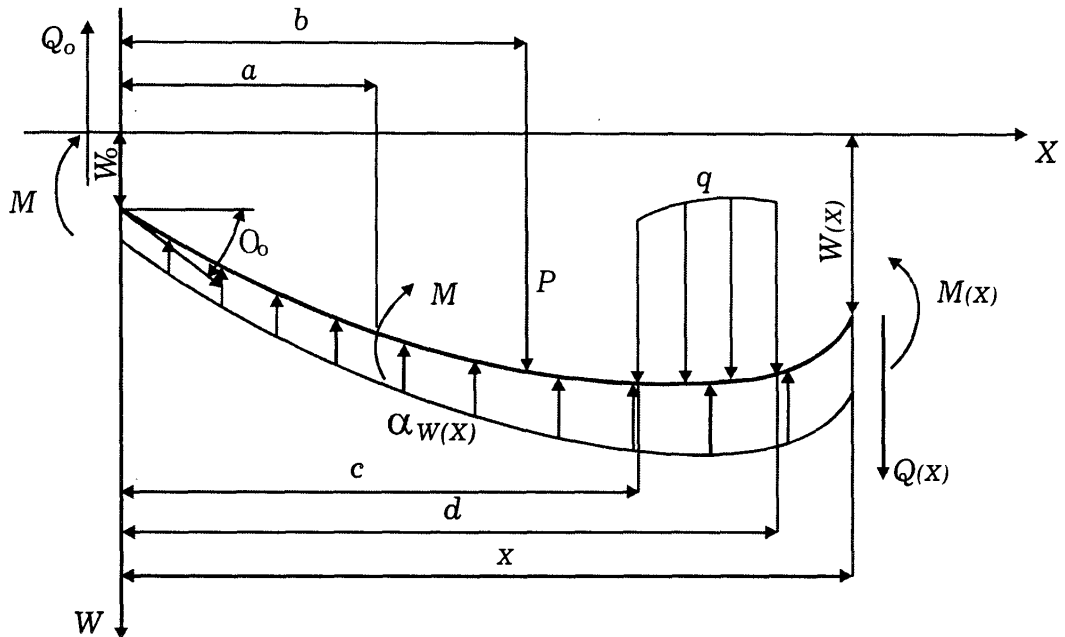


Рис. 4.3 Розрахункова схема балки на пружній основі при дії зовнішніх навантаження q, M, Q

В результаті одержимо універсальні рівняння методу початкових параметрів для балки на пружній основі:

$$\begin{aligned} \omega(x) = & \omega_0 Y_1\left(\frac{x}{L}\right) + \theta_0 L Y_2\left(\frac{x}{L}\right) + \frac{1}{EI} \left\{ M_0 L^2 Y_3\left(\frac{x}{L}\right) + Q_0 L^3 Y_4\left(\frac{x}{L}\right) + L^2 \sum M_i Y_3\left(\frac{x-a_i}{L}\right) - \right. \\ & \left. - L^3 \sum P_i Y_4\left(\frac{x-b_i}{L}\right) + \frac{L^4}{4} \sum q_i \left[Y_1\left(\frac{x-c_i}{L}\right) - Y_1\left(\frac{x-d_i}{L}\right) \right] \right\}; \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\begin{aligned} \theta(x) = & \theta_0 Y_1\left(\frac{x}{L}\right) + \frac{1}{EI} \left\{ M_0 L Y_2\left(\frac{x}{L}\right) + Q_0 L^2 Y_3\left(\frac{x}{L}\right) + \alpha L^3 \omega_0 Y_4\left(\frac{x}{L}\right) + L \sum M_i Y_2\left(\frac{x-a_i}{L}\right) - \right. \\ & \left. - L^2 \sum P_i Y_3\left(\frac{x-b_i}{L}\right) - L^3 \sum q_i \left[Y_4\left(\frac{x-c_i}{L}\right) - Y_4\left(\frac{x-d_i}{L}\right) \right] \right\}; \end{aligned} \quad (4.18)$$

$$M(x) = M_0 Y_1\left(\frac{x}{L}\right) + Q_0 L Y_2\left(\frac{x}{L}\right) + \alpha L^2 \omega_0 Y_3\left(\frac{x}{L}\right) + \alpha L^3 \theta_0 Y_4\left(\frac{x}{L}\right) + \sum M_i Y_1\left(\frac{x - a_i}{L}\right) - L \sum P_i Y_2\left(\frac{x - b_i}{L}\right) + L^2 \sum q_i \left[Y_3\left(\frac{x - c_i}{L}\right) - Y_3\left(\frac{x - d_i}{L}\right) \right]; \quad (4.19)$$

$$Q(x) = Q_0 Y_1\left(\frac{x}{L}\right) + \alpha L \omega_0 Y_2\left(\frac{x}{L}\right) + \alpha L^2 \theta_0 Y_3\left(\frac{x}{L}\right) - \frac{4M_0}{L} Y_4\left(\frac{x}{L}\right) - \frac{4}{L} \sum M_i Y_4\left(\frac{x - a_i}{L}\right) - \sum P_i Y_1\left(\frac{x - b_i}{L}\right) + L \sum q_i \left[Y_2\left(\frac{x - c_i}{L}\right) - Y_2\left(\frac{x - d_i}{L}\right) \right]; \quad (4.20)$$

За цими формулами можна вирахувати потрібні параметри в будь-якому січенні балки на пружній основі, якщо відомі початкові параметри. В нашому випадку початкові параметри визначаються з кінцевих умов балки. Оскільки маємо защемлені кінці балки, то початкові параметри $\omega(x) = 0$; $\theta(0) = 0$; $\omega(l) = 0$; $\theta(l) = 0$.

4.2.2 Статично визначена балка

Розглядаємо ізоляційну колону, як симетричну модель. Крайні ділянки є балками на пружній основі. Визначивши згинаючий момент та зосереджену силу на кінці балки на пружній основі приймаємо їх за зовнішні навантаження з двох кінців на статично визначену балку та розраховуємо її з цими навантаженнями. Оскільки вага ізоляційної та очисної машин незначна порівняно з вагою самого трубопроводу, то при розрахунку зосереджені сили, що створюють ці машини не враховуються.

Отже, маємо балку на двох опорах завантажену рівномірно розподіленим навантаженням (вага труби з продуктом) та зосередженими силами та моментами на кінцях. Для визначення реакцій в опорах

складаємо рівняння моментів відносно цих опор та розв'яжемо їх. Тоді реакція першої опори (перший трубоукладач) буде знаходитись за формулою:

$$R_1 = \left(-Q(l) \cdot (aa + bb - cc) + 0,5 \cdot q_T \cdot ((aa + bb)^2 - cc^2) \right) / bb; \quad (4.21)$$

де $Q(l)$ — поперечна сила на кінці балки, Н;

q_T — вага трубопроводу з продуктом, Н/м;

aa — відстань від ґрунтової опори до першого трубоукладача, м;

bb — відстань між трубоукладачами;

cc — відстань від другого трубоукладача до ґрунтової опори, м.

Реакція опори другої опори (другий трубоукладач) визначається за формулою:

$$R_2 = \left(0,5 \cdot q_T \cdot ((bb + cc)^2 - aa^2) - Q(l) \cdot (-aa + bb + cc) \right) / bb. \quad (4.22)$$

Для побудови епюр згинаючих моментів та поперечної сили на кожній ділянці балки знаходимо значення згинаючого моменту та поперечної сили з певним кроком.

На ділянці від 10 м до 20 м балки (між підкопуючою машиною та першим трубоукладачем) згинаючий момент знаходимо за формулою (приймавши додатній напрямок моменту за годинниковою стрілкою):

$$M(x) = M(l) + Q(l) \cdot x - q_T \cdot \frac{x^2}{2}; \quad (4.23)$$

де $Q(l)$ — поперечна сила, що діє на кінці статично визначеної балки, викликана впливом ділянки балки на пружній основі;

$M(l)$ — згинаючий момент на кінці балки;

x — координата, м;

q_T — вага трубопроводу з продуктом, Н/м.

Поперечна сила на тій же ділянці буде визначена за формулою

де W – момент опору труби;

M_{max} – максимальний згинаючий момент.

Визначаємо кільцеві напруження за формулою:

$$\sigma_K = \frac{p(D - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}, \quad (4.30)$$

де p — тиск в нафтопроводі (приймаємо максимально можливий тиск при якому проводяться ремонтні роботи – 2,5 МПа);

D — зовнішній діаметр трубопроводу;

δ — товщина стінки трубопроводу.

Стискуюча сила викликана температурним перепадом та внутрішнім тиском буде дорівнювати:

$$N = F(\alpha \cdot E \cdot \Delta t + 0,2 \cdot \sigma_K), \quad (4.31)$$

де F — площа поперечного перерізу труби;

E — модуль пружності сталі труби;

Δt — різниця температур при ремонті та будівництві трубопроводу;

σ_K — кільцеві напруження в трубі.

Осьові напруження в стиснутій і розтягнутій зоні знаходяться за формулою:

$$\sigma_{1,2} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \sigma_K \pm \sigma_u, \quad (4.32)$$

де μ_0 — коефіцієнт Пуасона.

Умова міцності трубопроводу при проведенні ізоляційних робіт записується у наступному вигляді:

$$\sigma_{1,2} \leq m_2 \cdot R_2, \quad (4.33)$$

де m_2 — коефіцієнт, що враховує двоосність напруженого стану труб;

R_2 — розрахунковий опір металу труби, МПа.

Розрахунковий опір металу труб знаходимо за формулою:

$$R_2 = 0,76 \cdot \sigma_T, \quad (4.34)$$

де σ_T — межа текучості металу труби, МПа.

Якщо умова міцності не виконується, то необхідно зміни вихідні параметри ізоляційної колони (зменшити віддалі в прольотах між трубоукладачами і ґрунтовою опорою, та між самими трубоукладачами) та провести розрахунок ще раз.

Таким чином, приведена методика дозволяє проводити оцінку НДС трубопроводу при виконанні капітального ремонту, коли до складу колони входять трубоукладачі, підбивочна, очисна та ізоляційна машини. В результаті розрахунку отримаємо значення навантажень на трубоукладачі, згинаючих моментів та поперечної сили по довжині трубопроводу, а також значення напружень в контрольних перерізах.

Реалізація запропонованого алгоритму оцінки НДС трубопроводу при капітальному ремонті здійснена на нафтопроводі діаметром 720 мм при його переізоляції. Блок-схема алгоритму розрахунку НДС нафтопроводу, програма розрахунку та основні результати приведені в додатку 1. На рис. 4.4-4.7 приведені графіки зміни параметрів $\omega(x)$, $\theta(x)$, $M(x)$, $Q(x)$ в параметрі на його довжині при виконанні капітального ремонту.

4.3 Визначення напружено-деформованого стану трубопроводів при ремонті в складних умовах

Розглядається випадок ремонту трубопроводу на пересіченій місцевості. Розроблено значну кількість методик, які дозволяють оцінити НДС ділянки, яка підлягає ремонту. В основі цих методик прямий підрахунок напружень та деформацій, що виникають в матеріалі труби під дією складного комплексу навантажень. Аналіз НДС виконується на основі диференціального рівняння повздовжньо-поперечного згину балки, що лежить на пружній основі з використанням залежностей для визначення

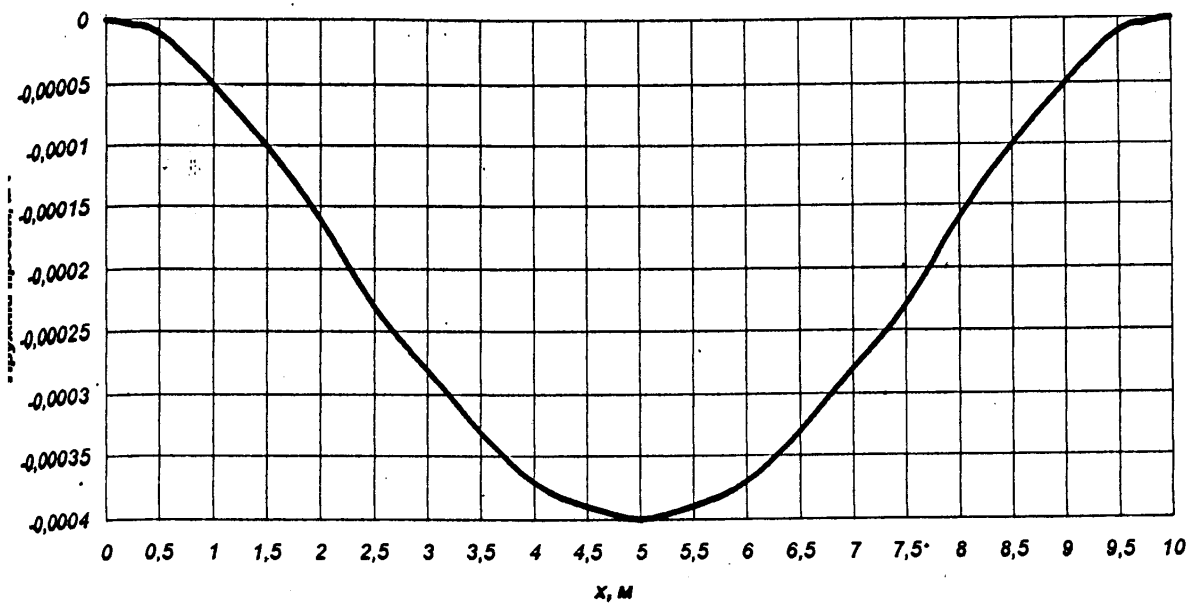


Рис. 4.4 Графік зміни прогину на балки на дільниці пружної основи

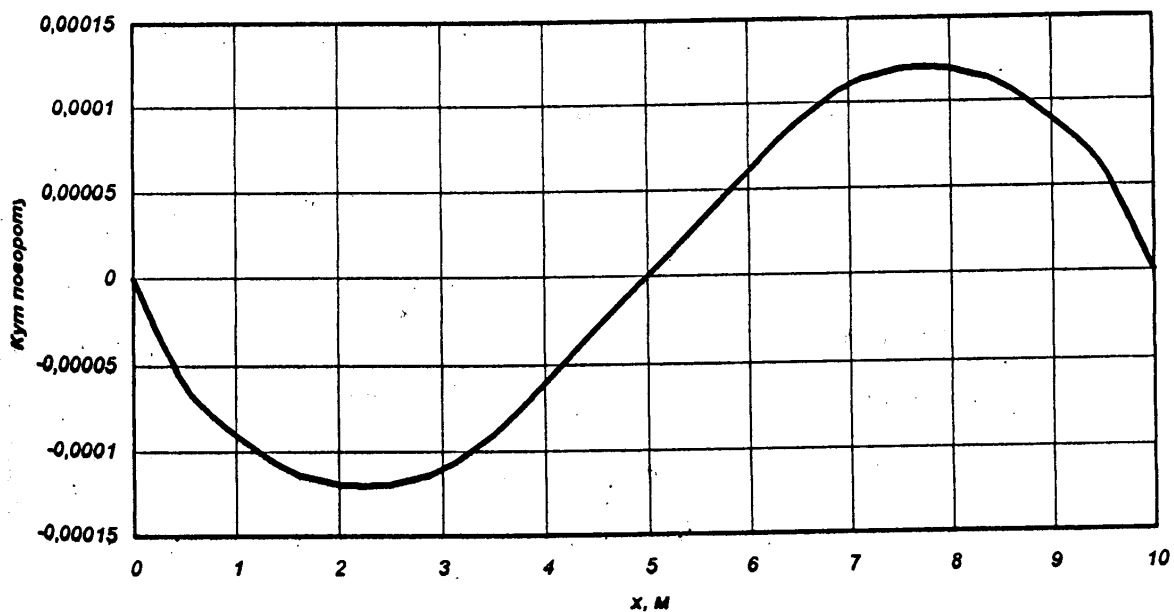


Рис. 4.5 Кут повороту Θ балки на дільниці пружної основи

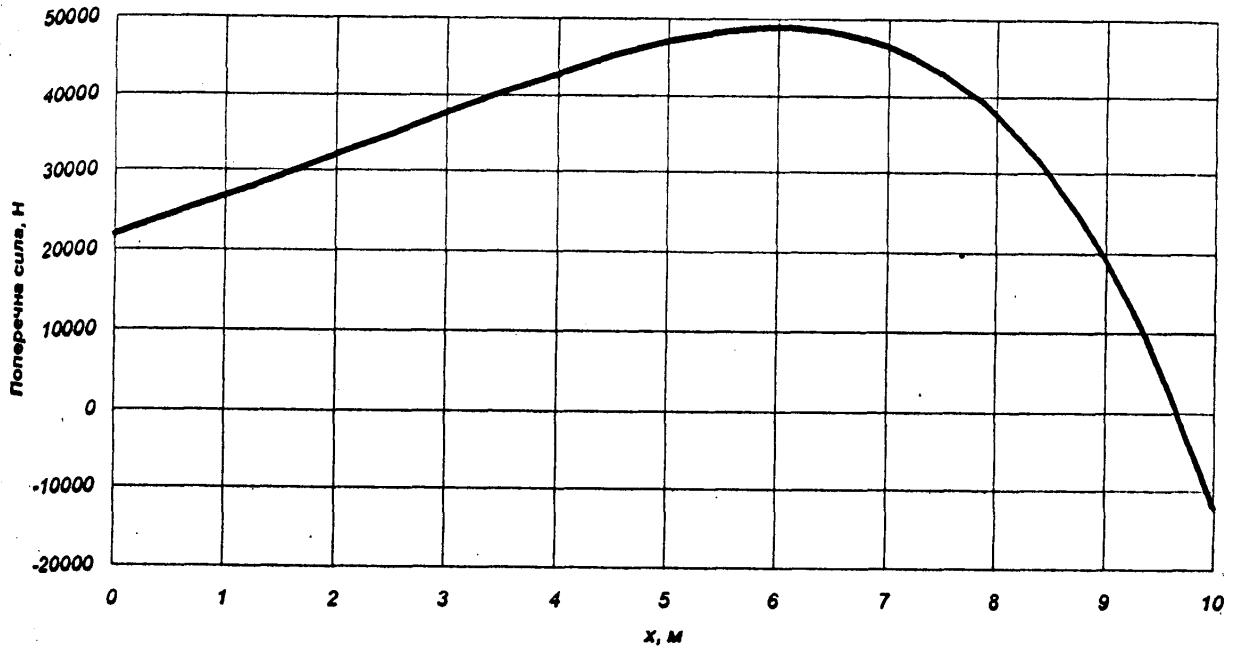


Рис. 4.6 Графік зміни поперечної сили Q на ділянці пружної основи

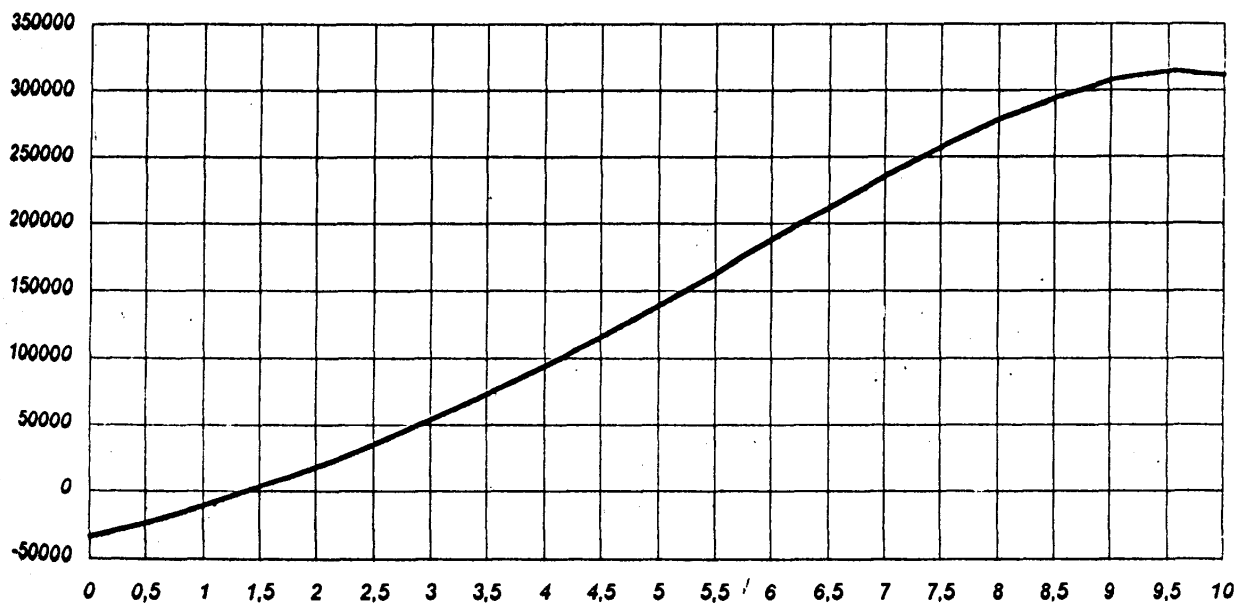


Рис. 4.7 Графік зміни згинаючого моменту M на ділянці пружної основи

віддачі основи, а також навантажень, що діють на трубопровід []:

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} - N \frac{d^2 y}{dx^2} + \sum_{j=1}^J \frac{G_j}{a_j} W_j(x, r_j) + K_n D (h - y) f_n(x, h, R) + \sum_{n=1}^M K_n L_n (y_m - y) \Psi_n =$$

$$= q_1 + \sum_{n=1}^{N_1} \frac{Q_n}{d_n} V_n(x, z_n) \quad (4.35)$$

де G_j — зусилля, що прикладається до трубопроводу підтримуючим пристроєм; d — ширина тройлерної підвіски (м'якого полотенця); W_j — кусочно-лінійна функція, яка враховує вплив j -ого підтримуючого пристрою на величину поперечного навантаження в січенні з абсцисою X_j ; K_n — коефіцієнт постелі ґрунту; D — діаметр трубопроводу; f_n — кусочно-лінійна функція, яка враховує вплив профілю дна траншеї на реакцію основи в січенні з абсцисою X_j ; L_n — довжина лежаків; Ψ_n — кусочно-лінійна функція, яка враховує вплив лежки на величину реакції; q_1 — маса одиниці довжини трубопроводу; $Q_n d_n$ — відповідно маса n -го механізму та ширина полоси опирання на трубопровід; EI — жорсткість трубопроводу; N — поздовжня сила; R — вектор (його компонентами являються абсциси r_j) перерізів трубопроводу, до яких прикладаються зусилля від перших підйомних пристроїв (трубоукладчиків), які підтримують трубопровід; Z_n — число центрів тяжіння механізмів, V_n — кусочно-лінійна функція, яка враховує вплив механізму на розподілене навантаження.

Слід зазначити, що рівняння (4.35) дозволяє враховувати практично всі діючі на трубопровід в процесі ремонту фактори. Складність виразів функцій, що входять в (4.35), а також непостійність деяких коефіцієнтів рівнянь вимагають використання апарату чисельних методів з метою одержання вільніших характеристик НДС. При цьому використовуються методи кінцевих різниць, скінчених елементів, методи послідовних наближень, інші методи.

Якщо позначити через P всі вертикальні, а через N — всі повздожні навантаження, що діють на трубопровід, то вказану систему (4.35) можна подати в наступному вигляді:

$$El \frac{d^4 y}{dx^4} + W \frac{d^2 y}{dx^2} - P(x, y, z_n, R) = 0 \quad (4.36)$$

Замінюючи похідні їх кінцеворізнцевими аналогами [11]:

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{y_{i-1} - 2y_i + y_{i+1}}{h^2} \quad (4.37)$$

$$\frac{d^4 y}{dx^4} = \frac{y_{i-2} - 4y_{i-1} + 6y_i - 4y_{i+1} + y_{i+2}}{h^4} \quad (4.38)$$

де h — горизонтальний крок сітки; y_i — висотна відмітка трубопроводу в i -тому січенні, можна записати систему (4.36) у вигляді:

$$El \frac{y_{i-2} - 4y_{i-1} + 6y_i - 4y_{i+1} + y_{i+2}}{h^4} + N \frac{y_{i-1} - 2y_i + y_{i+1}}{h^2} - P = 0, \quad (4.39)$$

$i = 3, \dots, N-2,$

або, розв'язавши їх відносно y_i одержати наступну систему рівнянь:

$$y_j = Ay_{j-2} + By_{j-1} + By_{j+1} + Ay_{j+2} + CP \quad (4.40)$$

де:

$$A = -\frac{1}{h^4} \left[\frac{6lE}{h^4} - \frac{N}{h^2} \right]^{-1} \quad (4.41)$$

$$B = \left[\frac{4}{h^4} + \frac{N}{h^2} \right] \left[\frac{6lE}{h^4} - \frac{2N}{h^2} \right]^{-1} \quad (4.42)$$

$$C = A(-h^4), j = 3, \dots, N-2 \quad (4.43)$$

де N — кількість січень сітки.

Одержану систему рівнянь доцільно розв'язувати за допомогою

ітераційних методів. Якщо повздовжня сила N є величиною, яка не залежить від Y , то дана система буде лінійною відносно висотних відміток Y_j , що і обумовлює вибір ітераційних методів, які є достатньо економічними при їх реалізації на ЕОМ. Швидкість збіжності ітераційного процесу буде залежати від вибору кроку h , а також від граничних умов задачі (1). Формули ітераційного процесу одержуються з (4.40) введенням індексів:

$$y_j^{n+1} = Ay_{j-2}^n + By_{j-1}^n + By_{j+1}^n + Ay_{j-2}^n + CP \quad (4.44)$$

при цьому схема процесу набуває наступного вигляду:

1. Визначається значення повздовжньої сили, яка існує в трубопроводі до його підйому, формується перше наближення:

$$y_i^{n_0} = H_i, i=1, \dots, N \quad (4.45)$$

2. За формулами (4.43) визначаються $y_j^{n_0+1}$ з урахуванням (4.45).

3. Проводиться перевірка виконання умови збіжності ітераційного процесу, яка вибирається із співвідношення:

$$\left| y_j^{n+1} - y_j^n \right| < \delta y, \quad (4.46)$$

де δy — задана точність збіжності ітераційного процесу. Якщо при цьому (4.46) виконується для всіх $y_j^{n+1}, j=3, \dots, N=2$, то необхідно визначити величини $y_1^{n+1}, y_2^{n+1}, y_{N-1}^{n+1}, y_N^{n+1}$ — з граничних умов, після чого при виконанні умов (4.46) для всіх $y_j^{n+1}, j=1, \dots, N$ розрахунок вважається закінченим, в противному ж випадку виконується наступний пункт.

4. Визначають видовження дії при підйомі трубопроводу, знаходять результуючу силу N і повертаються до етапу 2.

Після розв'язання чисельним методом основного рівняння задачі (4.35) визначаються величини згинаючих моментів, напружень згину та

перерізуючої сили в січеннях з абсцисами y_i ($i = 2, \dots, N-2$) за формулами:

$$M_i \approx EI \frac{y_{i-1} - 2y_i + y_{i+1}}{h^2} \quad (4.47)$$

$$\Theta_i = \frac{M_i}{W} \quad (4.48)$$

$$P_i = EI^{y_{i-1} - 3y_i + 3y_{i+1} - y_{i+2}} \quad (4.49)$$

Значення даних величин для $i=1, N-1, N$ визначається з конкретного типу умов закріплення кінців ділянки трубопроводу або з інших граничних умов.

Слід зазначити, що дана розрахункова схема є точною з точки зору урахування всіх діючих на трубопровід параметрів і факторів. Вона дозволяє описати НДС трубопроводу при зміні цих параметрів, розв'язуючи при цьому задачу визначення найбільш ймовірного напруженого стану при тій чи іншій схемі підйому. Проте задача вибору оптимальної стратегії ремонту з точки зору мінімуму зміни НДС ділянки, яка зазнає ремонту, з використанням вказаної методики розв'язується з використанням значного часу розрахунку на ЕОМ з метою виявлення такого розміщення висотних відміток y_j які б дозволяли при підйомі трубопроводу одержати мінімальне значення потенціальної енергії пружної деформації і значення якої визначається за формулою (в загальному випадку тривимірних деформацій) []:

$$U = G \left[E_{11}^2 + E_{22}^2 + E_{33}^2 + \frac{\mu}{1-2\mu} \Delta^2 + \frac{1}{2} \left(E_{12}^2 + E_{13}^2 + E_{23}^2 \right) \right] \quad (4.50)$$

де E_{ij} — компоненти тензора деформацій;

G — модуль пружності другого роду;

Δ — об'ємна деформація:

$$\Delta = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33}}{3\rho} \quad (4.51)$$

де σ_{ii} , $i = 1, 2, 3$ — компоненти тензора напружень, що відповідають осьовим напруженням; S — об'ємний модуль пружності:

$$S = \frac{E}{3(1-2\mu)} \quad (4.52)$$

E — модуль Юнга матеріалу труби; μ — коефіцієнт Пуасона. При цьому вважається, що матеріал труби підлягає закону Гука — тобто деформації та напруження зв'язані по лінійному закону. Залежність (4.52) можна подати при цьому у вигляді:

$$U = \frac{1}{2E} \left[\sigma_{11}^2 + \sigma_{22}^2 + \sigma_{33}^2 - 2\mu \left(\sigma_{11}\sigma_{22} + \sigma_{22}\sigma_{33} + \sigma_{33}\sigma_{11} \right) \right] + \frac{1}{2G} \left[\sigma_{12}^2 + \sigma_{23}^2 + \sigma_{31}^2 \right] \quad (4.53)$$

Що дозволяє оцінювати потенціальну енергію пружних деформацій за визначеними параметрами напруженого стану досліджуваної ділянки трубопроводу.

Одержаний спосіб розв'язання задачі (4.35) вимагає, як було встановлено вище, інформацію про сили та навантаження, конструктивні особливості та спосіб підйому трубопроводу. Проте, як правило, реальна фізична картина процесу характеризується тим, що відомим є початкове положення осі трубопроводу та її положення після підйому. Початкове положення є відомим з проектної документації, воно може бути визначене також засобами прямого вимірювання (геодезичні, голографічні, тензометричні засоби тощо). В останні роки вийшов ряд публікацій, присвячений методам оцінки НДС за даними неруйнівного контролю деяких параметрів трубопроводу. При цьому [] вдається оцінити переміщення точок осі за час між двома контрольними замірами координат, що дозволяє визначити напруження та деформації без

додаткового визначення факторів, що їх обумовили. За вказаних умов доцільним можна вважати наступну методику оцінки НДС трубопроводу при ремонті, що характеризується наступними етапами реалізації:

а) визначення координат точок на верхній твірній трубопроводу в початковий та контрольний моменти часу;

б) визначення компонент вектора переміщень контрольних точок;

в) визначення компонент вектора переміщень на довільній розрахунковій сітці з використанням інтерполяційного кубічного сплайну;

г) обчислення величини згинаючих моментів, напружень згину та перерізуючої сили в січеннях, які встановлюються при виборі розрахункової сітки за формулами (4.47)-(4.49);

д) проведення обчислень параметрів НДС за методикою [], та порівняння одержаних результатів з результатами визначення НДС контрольованої ділянки іншими експериментально-теоретичними методами.

Результат реалізації такої комплексної методики дозволяє встановити ступінь узгодженості результатів, одержаних за допомогою різних методик, вибрати для подальшого використання ту з методик, яка дозволяє одержувати вірогідні результати по оцінці НДС, при цьому весь комплекс затрат на її реалізацію є мінімальним серед інших методик, що вирішують проблему оцінки НДС.

4.4 Оптимізація схем ремонту трубопроводів за даними про просторове положення їх осі

Задача оптимізації параметрів будь-якої технічної системи вимагає встановлення критеріїв, по яких проводиться оптимізація. При цьому повинні враховуватись всі фактори, які діють на систему, накладаючи на

неї деякі додаткові зв'язки. Розглядаючи трубопровід, що підлягає ремонту, як технічну систему, можна встановити наступні критерії оптимізації та зв'язки-обмеження, якими характеризується система:

— проведення ремонту трубопроводу за умови збереження його несучої здатності шляхом забезпечення мінімальної зміни НДС ділянки при її необхідному переміщенні;

— врахування рельєфу місцевості в зоні траси та можливого характеру його змін з точки зору впливу останніх на НДС;

— дія на ділянку трубопроводу різноманітних силових факторів та складність їх моделювання та кількісної оцінки;

— обмеженість ресурсів, що виділяються на ремонт трубопроводу.

Вказані фактори побудові деякої функції стану досліджуваної системи. При цій умові задача оптимізації схеми капітального ремонту зводиться до задачі знаходження мінімуму деякого функціоналу $F(t, x_1(t))$; де $x_1(t)$ — функції, що характеризують стан системи. Така задача, як правило, може бути зведеною до задачі розв'язання системи диференціальних рівнянь (в загальному випадку), що вимагає задання широкого класу граничних та початкових умов. З математичної точки зору вказаний тип задач є некоректно поставленими задачами, оскільки умови коректності вимагають виконання умов:

а) існування;

б) єдиності;

в) неперервної залежності розв'язку від початкових умов (стійкості), а за умов реалізації вказаного алгоритму не вдається виділити єдиний розв'язок даної задачі, що веде до невиконання умови б) визначення коректності. Теорія розв'язання (регуляції) некоректних задач є добре розвиненою, вона передбачає побудову алгоритму регуляції, який дозволяє звузити клас можливих розв'язків задачі і одержати розв'язок, який задовільняє деяким додатковим умовам. В практиці розв'язання задач

оптимізації схем ремонту трубопроводу неєдність можливих розв'язків обумовлюється складністю (і деколи і неможливістю) врахування всіх діючих на трубопровід сил та навантажень. При оцінці параметрів НДС ділянка, яка підлягає ремонту, слід враховувати, що оптимальною може бути така схема підйому трубопроводу, яка обумовлювала б мінімум потенціальної енергії пружних деформацій ділянки або мінімізувала б максимальні значення напружень. За таких умов у випадку, коли приймається допущення про те, що переміщення трубопроводу в процесі ремонту здійснюється в одній площині, задача знаходження оптимального способу переміщення ділянки при ремонті зводиться до задачі знаходження мінімуму функціоналу:

$$L(t, x(t), x'(t), \dots, x^{(n)}(t)) = \int_a^b q(t, x(t), x'(t), \dots, x^{(n)}(t)) dt \quad (4.54)$$

за певних граничних та початкових умов.

При цьому вид залежності $q(t, x(t), \dots, x^{(n)}(t))$ залежить від того, яким чином враховуються в ній вплив факторів, що обумовлюють зміну НДС системи або особливості фізичної картини. При розв'язанні конкретних задач процедура знаходження виду залежності $q(t, x(t), \dots, x^{(n)}(t))$ за складністю реалізації порівняна з самою вихідною задачею, при встановленні її аналітичної структури необхідно враховувати всі відомі параметри, що характеризують процес деформування. При цьому слід зауважити, що надмірне спрощення проблеми призводить до побудови моделей, які не відповідають реальній фізичній картині досліджуваних явищ.

Проблема знаходження форми деформованої осі, при якій сумарна потенціальна енергія пружних деформацій піднятої ділянки була б мінімальною може бути розв'язана шляхом знаходження мінімуму деякого функціоналу. При цьому суттєвим моментом є те, що в розглянутому випадку деформації осі відбуваються в площині ОХУ. Це означає, що

згідно з означенням тензора деформацій, всі компоненти тензора деформацій будуть нульовими, за винятком компонента E_{22} :

$$E_{22} = \frac{l_0 - l_1}{l_0}, \quad (4.55)$$

де l_0, l_1 — довжина ділянки до та після підйому.

Це дозволяє поставити задачу знаходження мінімуму функціоналу [4]:

$$L(x, y, \dot{y}) = \int_a^b (\dot{y}^2 + F(x_1)y^2) dx \quad \checkmark \quad (4.56)$$

з граничними умовами:

$$y(a) = y_a, y(b) = y_b, y'(a) = 0; y'(b) = 0 \quad (4.57)$$

При цьому функція $F(x)$ набуває певного математичного змісту, який виявляється пізніше. Зауважимо, що $F(x) \neq 1$, оскільки при цьому розв'язок задачі (4.57) для реальних граничних умов дає фізично нездійснений спосіб деформування осі.

При цьому слід зауважити, що задача знаходження мінімуму (4.57) зводиться до знаходження розв'язку рівняння Ейлера:

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{dL}{dy} \right) - \frac{dL}{dy} = 0 \quad \checkmark \quad (4.58)$$

з граничними умовами (4.58). Проте, очевидно, що рівняння (4.58) для виділення єдиного розв'язку вимагає двох граничних умов, тоді як серед наведених в (4.57) умов є чотири співвідношення. Цю проблему можна розв'язати шляхом введення спеціального виду функції $F(x)$ в (4.56), який забезпечував би подання розв'язку у формі, якій деякі з умов (4.57) задовільняються автоматично. Доцільно розглянути функції виду

$$y = c_1 e^{-c_2(x-c_3)^2} \quad (4.59)$$

Щоб визначити вид функції $F(x)$, необхідно знайти такий вид рівняння (4.57), якого задовільняв би розв'язок (4.59) — рівняння другого порядку виду:

$$y''(x) - F(x)y = 0 \quad (4.60)$$

то, з урахуванням (4.59), будемо рівняння у виді:

$$\left(\begin{matrix} y(x) \\ c_1 e^{-c_2(x-c_3)^2} \end{matrix} \right)'' - 0 \left| y''(x)y(x) \right. \quad (4.61)$$

$$\left(c_1 e^{-c_2(x-c_3)^2} \right)'' - 0 \left| (c_1 e^{-c_2(x-c_3)^2})'' c_1 e^{-c_2(x-c_3)^2} = 0 \right. \quad (4.61)$$

$$y'' - 4c_2^2(x-c_3)^2 y + 2c_2 y = 0$$

Таким чином,

$$F(x) = 4c_2^2(x-c_3)^2 - 2c_2 \quad (4.62)$$

Визначимо величини констант в (4.59). Очевидно, $c_3 = 1$, де $x=1$ — точка, в якій досягається максимум висоти підйому (рис.4.8). Виходячи з (4.59), можна зробити висновок, що $c_1 = y_1$ — висотна відмітка в точці $x = 1$.

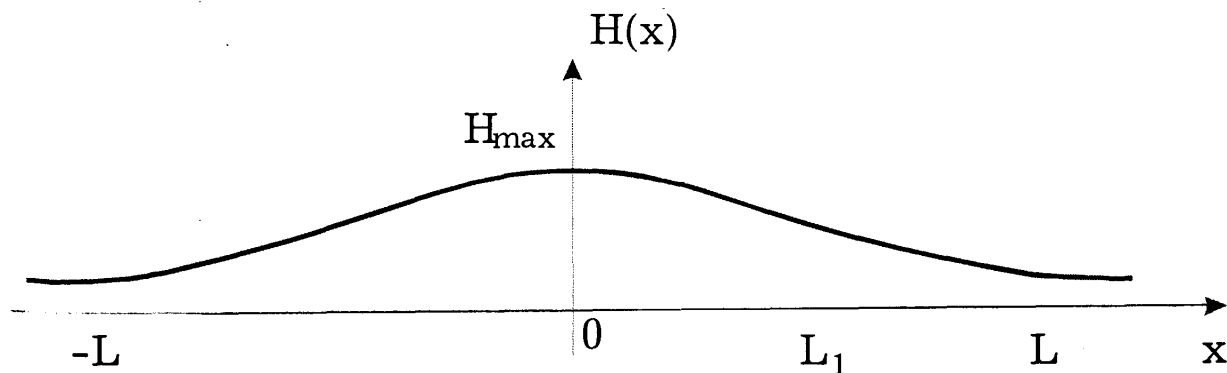


Рис. 4.8 Схема для визначення оптимального прогону трубопроводу

Таким чином, загальний вид розв'язку (4.60) з урахуванням подання $F(x)$, подається у виді:

$$y = y_e e^{-c_2(x-l)^2} \quad (4.63)$$

Очевидно, що похідна

$$\left. \frac{dy}{dx} \right|_{x=l} = -2c_2(x-l)y_l e^{-c_2(x-l)^2} = 0 \quad (4.64)$$

тобто, умова 4 в (4.57) виконується автоматично. Для визначення константи c_2 використовуються умови № 1 та № 3 в (4.57). Якщо, як в даному випадку $x = 0$, то

$$y_o = y_e e^{-c_2 l^2}$$

$$\left(\frac{dy}{dx} \right)_o = 2c_2 l y_e e^{-c_2 l^2} = 2c_2 l y_o \quad (4.65)$$

Таким чином, константа c_2 вибирається з метою одночасного задовільнення двох умов (4.65) в сенсі деякого рівня точності. Так, якщо прийняти, що умова № I може виконуватись з деяким рівнем точності (що відповідає реальній ситуації, при якій завжди існує певний допуск при підйомі ділянки), то:

$$y_o + E = y_e e^{-c_2 l^2} \quad (4.66)$$

$$c_2 = \frac{1}{l^2} \ln \frac{y_e}{y_o + E}; y_o + E \neq 0 \quad (4.67)$$

Оскільки величини $l \approx 100$ м, $y_e \approx 1$ м; $y_o \approx 0,01$ м, то величина c_2 має порядок:

$$c_2 \approx \frac{1}{100^2} \ln \frac{1}{0,01} = \frac{1}{10000} \ln 100 = \frac{\ln 10}{5000} \approx 5 \cdot 10^{-4} \quad (4.68)$$

При цьому:

$$\left(\frac{dy}{dx} \right)_{x=0} \approx 5 \cdot 10^{-4} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 10^{-2} \approx 10^{-3} \quad (4.69)$$

що відповідає майже горизонтальному положенню одного з кінців ділянки, яка піднімається. Таким чином, можна запропонувати (4.63) у вигляді:

$$y = y_e e^{-5 \cdot 10^{-4} (x-l)^2} \quad (4.70)$$

Таким чином, вибір розв'язку (4.56) у формі (4.59) дає задовільнення (4.56), де враховується малість деформацій та сумарного приросту ділянки, виконання умов (4.57). Аналогічно можна побудувати оптимальну форму деформованої осі для ділянки $x \in [l; l_1]$, тут в точці $x = l$ виконується умова неперервності першої похідної:

$$y_{[0,l]} = y_e e^{-c_2(x-l)^2} \quad (4.71)$$

$$y_{[l,l_1]} = y_e e^{-c_2^{\circ}(x-l)^2} \quad (4.72)$$

де c_2° вибирається з урахуванням граничних умов на кінці $y = l_1$. Оцінкою напружень, що виникають в трубопроводі при заданому способі ремонту, може служити величина

$$\sigma = E \epsilon = E \cdot \int_a^b \sqrt{1 + y'^2(x)} dx \quad (4.73)$$

де інтеграл розраховується за визначеними характеристиками кривої після підйому.

4.5 Оцінка залишкової міцності трубопроводів з дефектами форми типу вм'ятин

Мета запропонованого нижче аналізу полягає в розробці теоретичного методу оцінки граничного стану трубопровода з вм'ятиною. Враховуючи складність проблеми і відсутність аналогічних рішень в літературі проблема буде розглядатись в наближеній постановці.

Розглянемо нескінченну в основному напрямку симетричну вм'ятину в трубопроводі, поперечний переріз якого і відповідні геометричні розміри представлені на рис. 4.9, де кутова координата φ відраховується за годинниковою стрілкою, R — номінальний радіус серединної поверхні труби, $r(\varphi)$ — радіус вектора серединної поверхні вмятої частини труби,

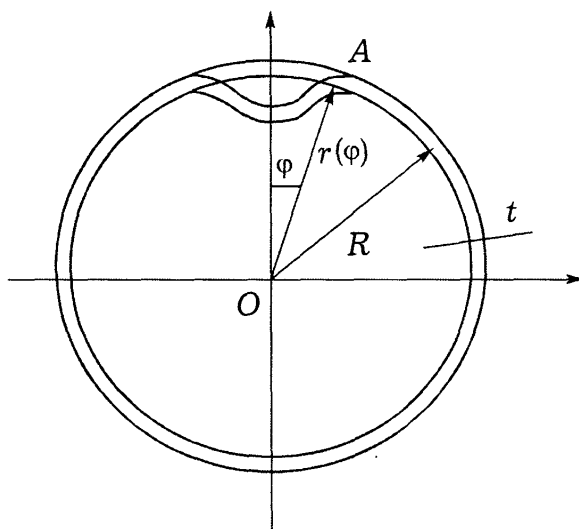


Рис. 4.9 Поперечний розріз труби із симетричною вмятиною

що відраховується від початкового центра труби (точки O), точка A — границя деформованої частини труби. Перш ніж перейти до аналізу, зробимо одне зауваження: будемо вимагати, щоб довжина деформованої ділянки BA , (рис. 4.10), дорівнювала його початковій недеформованій

довжині, тобто:

$$l = \int_0^{\varphi_0} \sqrt{r^2(\varphi) + r'^2(\varphi)} d\varphi = R\varphi_0. \quad (4.74)$$

Ця вимога і, крім того, веде до запрошення обчислень.

Очевидно, що задача є плоскою. Будемо рахувати, що в трубі діє деякий внутрішній тиск, P , перпендикулярно перетину труби, прикладені однорідні напруження, σ_z , інтегральна результуюча яких N_z , дорівнює:

$$2\pi R t \sigma_z = N_z. \quad (4.75)$$

Задача полягає в визначенні гранично допустимого тиску P при фіксованому зусиллі N_z . Для її рішення запишемо рівняння рівноваги сил і моментів елементарної частини деформованої ділянки труби. Проекція сил на вісь z перпендикулярна серединній поверхні деформованої ділянки має вигляд:

$$p \cdot dS = 2N_\varphi \sin \frac{dQ}{2} + \frac{dQ_\varphi}{dS} dS, \quad (4.76)$$

де dS — елемент довжини дуги; dQ — зміна кута дотичної під початку елемента dS до його кінця, причому $\frac{dS}{dQ} = p$, де p — миттєвий радіус кривизни елемента dS (зокрема, при $\varphi > \varphi_0$, $p = R$). Розділивши вираз (4.76) на dS отримаємо:

$$P = \frac{N_\varphi}{p(\varphi)} + \frac{dQ_\varphi}{dS}. \quad (4.77)$$

Аналогічно, розглядаючи рівновагу сил на вісь S і моментів, отримаємо ще два рівняння:

$$\frac{dN_\varphi}{dS} + \frac{Q_\varphi}{p(\varphi)} = 0. \quad (4.78)$$

$$Q_\varphi = \frac{dN_\varphi}{dS}. \quad (4.79)$$

Система рівнянь є замкненою і за заданих граничних умов допускає єдине рішення, яке в загальному випадку може бути реалізоване в вигляді чисельної процедури. А для якісного аналізу і розуміння впливу розмірів вм'ятини на граничний тиск бажано мати рішення в вигляді аналітичної формули. Покажемо, що при довжині вм'ятини $l \gg t$ можна з достатньою точністю покласти, що $N_\varphi = const$, а саме:

$$N_\varphi = PR. \quad (4.80)$$

Так інтегруючи рівняння (4.77) по dS від $S = 0$ до $S = R\varphi_0$ отримаємо з врахуванням (4.74) і (4.80):

$$PR\varphi_0 = \int_0^{R\varphi_0} PR \frac{dQ}{dS} dS + \int_0^{R\varphi_0} PR \frac{dQ_\kappa}{dS} dS. \quad (4.81)$$

$$PR\varphi_0 = PR(Q_1(\varphi = \varphi_1) - Q(\varphi = 0)) + Q_1(\varphi = \varphi_1) - Q(\varphi = 0). \quad (4.82)$$

З геометричного розгляду (рис. 4.10 та рис. 4.11) очевидно, що $Q_1(\varphi - \varphi_0) - Q_0(\varphi = 0) = \varphi_0$. В силу симетрії $Q_0(\varphi = 0) = 0$, тому очевидно $Q_1(\varphi - \varphi_1) = 0$. Це означає, що по-перше: рішення (4.80) повністю задовільняє умовам рівноваги за межами деформованої ділянки, оскільки на ній $Q_\varphi \equiv 0$, а по друге, для звичайних геометрій вм'ятин (не хвилеподібних, типу гофрів) значення Q_φ при $0 \leq \varphi \leq \varphi_0$ всюди одного знаку. Враховуючи цю останню обставину, інтегруючи (4.78) по dS в межах деформованої ділянки і використовуючи теорему про середнє інтегральне значення функції [] отримаємо:

$$\Delta N_{10} = N_\varphi(\varphi = \varphi_1) - N_\varphi(\varphi = 0) = Q_\varphi^{сеп.} \varphi_1,$$

$$(4.83)$$

де $Q_\varphi^{сеп.}$ якесь середнє значення Q_φ в межах деформованої ділянки.

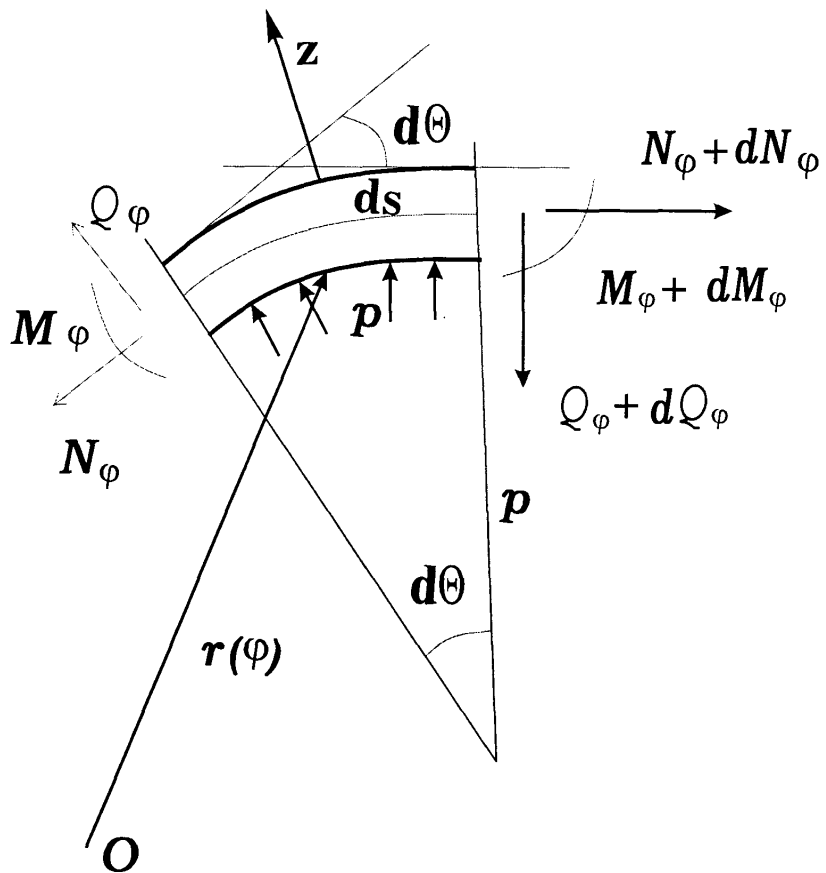


Рис.4.10 - Схема рівноваги сил для елементарної ділянки в зоні вм'ятини

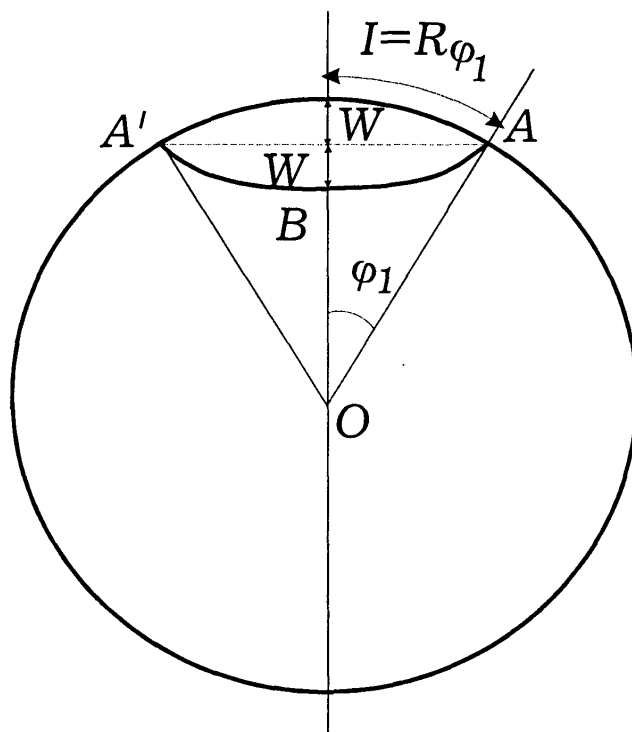


Рис. 4.11 - Схематичне зображення можливої форми вм'ятини

Приймаючи $Q_\varphi(\varphi) \equiv Q_\varphi^{cep}$ і інтегруючи (4.79) по dS в межах деформованої ділянки отримаємо

$$Q_\varphi \cdot R\varphi_1 \approx M_\varphi(\varphi=\varphi_1) - M_\varphi(\varphi=0) \leq 2 \cdot \frac{\sigma_B t^2}{\varphi} \quad (4.84)$$

$$Q_\varphi \leq \frac{\sigma_B t^2}{2R\varphi_1},$$

де $\pm \frac{\sigma_B t^2}{2R\varphi_1}$ — є екстремальними значеннями моменту M_φ в перерізі.

Підставляючи (4.85) в (4.83) отримаємо оцінку для:

$$\Delta N_{10} \leq \frac{\sigma_B t^2}{2R}. \quad (4.85)$$

Оскільки “нормальне” значення N_φ , в граничному стані є близьким до величини $[N] = \sigma_B t$, то очевидно, що приростом ΔN_{10} можна (4.85) знехтувати і наше припущення (4.80) є виправданим.

Таким чином, в наближеному аналізі використовуються рівняння (4.86), (4.79) і (4.80) інтегруючи (4.77) з врахуванням (4.80) по dS , отримаємо значення $Q_\varphi(\varphi)$, а інтегруючи отриманий вираз по dS від $\varphi = 0$ до $\varphi = \varphi_1$, в відповідності з рівнянням (4.79) отримаємо

$$\Delta M_{np} = \int_0^{\varphi_1} \varphi \int_0^\varphi \left(P - \frac{PR}{dS} d\alpha \right) dS dS = M_\varphi(\varphi = \varphi_1) - M_\varphi(\varphi = 0), \quad (4.87)$$

де ΔM_{np} — приріст прикладеного значення моменту на ділянці $0 \leq \varphi < \varphi_1$, що компенсується внутрішніми моментами в перерізах $\varphi = 0$ і $\varphi = \varphi_1$. Очевидно, що максимальне значення R внутрішнього тиску реалізується якщо внутрішні моменти приймуть свої екстремальні значення. В відповідності з теорією граничного стану []:

$$\left[M_{\varphi} \left(\varphi = \varphi_1 \right) \right] = \frac{\sigma_B t^2}{4} \left(1 - \mu^2 \right) \quad (4.88)$$

$$\left[M_{\varphi} \left(\varphi = 0 \right) \right] = - \frac{\sigma_B t^2}{4} \left(1 - \mu^2 \right)$$

$$\text{де } \mu = \max \left\{ \left| \frac{\sigma_x}{\sigma_B} \right|; \left| \frac{PR}{\sigma_B l} \right| = \left| \frac{\varpi_{\varphi}}{\sigma_B} \right| \right\}.$$

Підставляючи (4.88) в (4.83) отримаємо:

$$\int_0^{\varphi_1} \int_0^{\varphi_0} \left(P - \frac{PR d\alpha}{dS} \right) dS dS = \frac{\sigma_B t^2}{2} \left(1 - \mu^2 \right). \quad (4.89)$$

Рівняння (4.89) з очевидним рівнянням аналізу для визначення максимально допустимого значення P . Для отримання конкретних значень необхідно задатися формою вм'ятини.

Розглянемо можливий випадок вм'ятини, що задовільняє умові (4.85). Будемо вважати, що верхня ділянка труби Λ/Λ симетрично відображена відносно хорди AA' . В цьому очевидному випадку кривизна деформованої ділянки постійна u дорівнює початковій кривизні, але вже з іншим знаком:

$$\frac{dS}{d\alpha} = - R. \quad (4.90)$$

Підставляючи (4.90) в (4.89), отримаємо:

$$PR^2 \varphi_1^2 = \frac{\sigma_B t}{2} \left(1 - \mu^2 \right). \quad (4.91)$$

Якщо напруження σ_x незначні порівняно з σ_B , то рівняння (4.91)

прийме вид:

$$PR^2 \varphi_1^2 = \frac{\sigma_B t}{2} - \frac{\sigma_B t^2}{2} \left(\frac{PR}{\sigma_B t} \right)^2. \quad (4.92)$$

Його рішення легко знаходиться:

$$\alpha = \frac{PR}{\sigma_B t} = \sqrt{\frac{R^2}{t^2} \varphi_1^2 + 1} - \frac{R}{t} \varphi_1^2, \quad (4.93)$$

або

$$\alpha = \sqrt{\lambda^4 + 1} - \lambda^2, \quad (4.93)$$

де $\lambda = \frac{l}{\sqrt{Rt}}$ — безрозмірна довжина дефекту. Зауважимо, що для більшої

наочності ми ввели поняття α , яке представляє собою коефіцієнт зменшення реальної міцності труби, обумовлений наявністю дефекта форми в вигляді вм'ятини. Графік залежності α від половини повного кута дефекта представлений на рис. 4.13.

Безрозмірну залишкову міцність труби α можна також виразити через прогин W (рис. 4.12):

$$\frac{W}{R} = 1 - \cos \varphi_1 \Rightarrow \varphi_1 = \arccos \left(1 - \frac{W}{R} \right), \quad (4.94)$$

тобто

$$\alpha = \sqrt{\frac{R^2}{t^2} \arccos^4 \left(1 - \frac{W}{R} \right) + 1} - \frac{R}{t} \arccos^2 \left(1 - \frac{W}{R} \right). \quad (4.95)$$

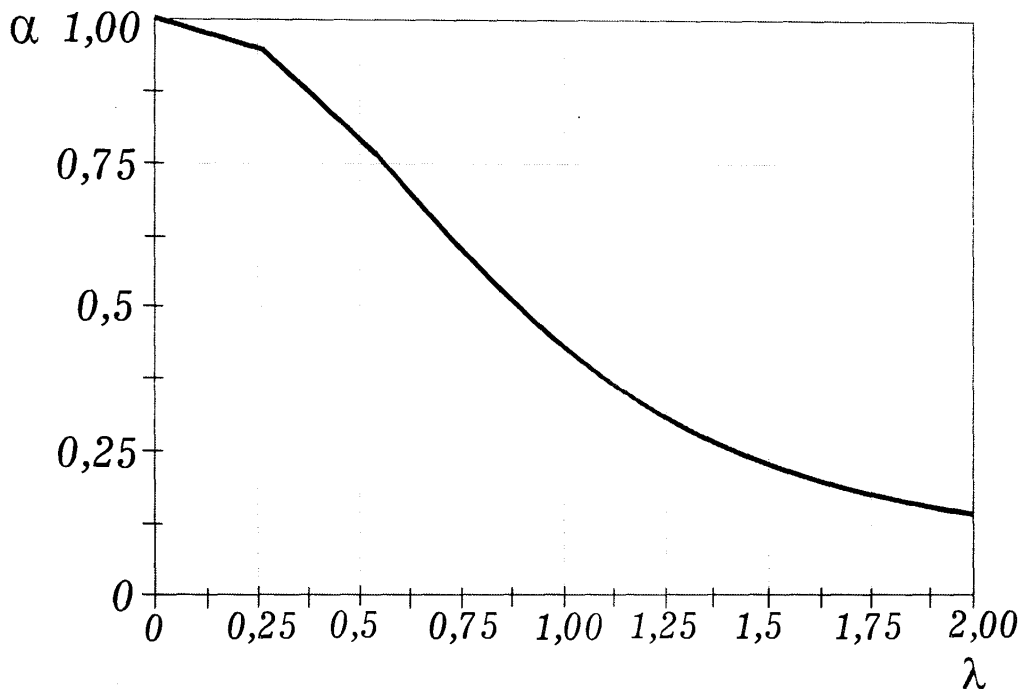


Рис. 4.12 Залежність приведеної потужності від відносної довжини дефекта

Формули (4.94÷4.95) дають пошукове значення залежно від геометричних розмірів вм'ятини.

Розглянемо інший можливий випадок вм'ятини, що задовільняє умові (I): тобто на одній симетричній половинці труба здеформувалась пластично у двох точках (а не в одній як у попередньому випадку). Радіус труби на ділянці BA також залишається постійним і дорівнює R . Із геометричних міркувань легко показати, що кут згину ψ , в точці B дорівнює $\psi = \varphi_1$. Тоді у відповідності з основним рівнянням (4.89)

отримаємо, що на ділянці BA $\frac{dS}{d\alpha} = R$ і підінтегральний вираз в лівій

частини дорівнює нулю. Але слід пам'ятати, що в точці B проходить

стрибок виразу $\frac{d\alpha}{dS} dS = \varphi_1$, тому отримуємо:

$$\int_0^{\varphi_1} PR\varphi_1 dS = \sigma_B t^2 (1 - \mu^2), \quad (4.96)$$

або

$$PR\varphi_1^2 = \frac{\sigma_B t^2}{2} (1 - \mu^2). \quad (4.97)$$

Таким чином для другого типу вм'ятини ми отримали таке ж саме рівняння (4.91), як і для вм'ятини (рис. 4.11). Якщо взяти до уваги, що зв'язок W з φ , і в цьому випадку буде таким самим як і для першої вм'ятини (4.94), то це означає, що всі результати отримані для першого випадку справедливі і для другого.

Висновки по розділу 4

Вибір технологічних схем капітального ремонту газопроводів неможливий без оцінки напружено-деформованого стану матеріалу труби при її підніманні з врахуванням характеру дефектів зовнішньої та внутрішньої поверхні, а також в зв'язку з впливом зовнішніх факторів.

1 Розглядаючи ізоляційно-укладальну колону як балку на пружній основі розроблено алгоритм оцінки НДС при капітальному ремонті, піднімання якого здійснюється двома трубоукладачами та проведена числова його реалізація на конкретному прикладі ремонту трубопроводу діаметром 720 мм.

2 Запропоновані нові розрахункові формули для визначення силових факторів, що діють на трубопровід. При цьому використовується інформація про переміщення точок осі труби та про фізико-механічні властивості матеріалу.

3 При використанні способу підйому, коли вісь труби займає просторове положення, яке аналітично задається у формі (4.56), вирішена проблема забезпечення мінімальних напружень у трубопроводі при його підйомі для ремонту. При цьому розв'язок задачі знаходження мінімуму функціоналу будується з врахуванням особливостей процесу деформування.

4 Показано, що при заданій окружній довжині вм'ятини її форма мало впливає на критичний стан в'язкого руйнування, що відкриває принципову можливість схематизації дефектів типу вм'ятин за ступенем їх небезпеки в нормативних документах.

5 Для зображення дефектів можуть використовуватися різні геометричні параметри: W — максимальний прогин (стріла вм'ятини); φ — кутова півдовжина вм'ятини; l — лінійна півдовжина вм'ятини. Всі ці параметри можуть незалежно використовуватися в аналізі. Проте на нашу

думку, саме лінійна безрозмірна півдовжина дефекту є найбільш характерним розміром дефекту, що визначає залишкову міцність трубопроводу.

6 Графік на рис.4.13 свідчить, що при $\lambda > 1$ спостерігається різке зменшення міцності. Оскільки $\lambda > 0$, тобто $l = \sqrt{Rt}$ не є, як звичайно для типових труб, значною величиною, то мусимо контактувати психологічну недооцінку небезпеки вм'ятин. Подібні результати для безрозмірної міцності α були отримані раніше для осьових майже наскрізних тріщин з безрозмірною довжиною $\bar{\lambda} = \frac{a}{\sqrt{Rt}}$, де a — напівдовжина осьового дефекту.

Проте осьова майже скрізна тріщина технологічно сприймається більш потенційно небезпечною.

РОЗДІЛ 5

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ГАЗОПРОВОДІВ ПРИ КАПІТАЛЬНОМУ РЕМОНТІ І ЇХ ОПРОБОВУВАННЯ В ТРАСОВИХ УМОВАХ

Відомо, що електрохімічний захист підземних металевих трубопроводів може бути здійснений методом катодної поляризації за рахунок зміщення потенціалу металу від його природного значення в сторону від'ємних значень до величин "захисного потенціалу", при якому швидкість розчину металу не перевищує деякого заданого значення.

Відомо, що для сталевих підземних трубопроводів мінімальний захисний потенціал, який вимірюється відносно мідносульфітного електроду порівняння, дорівнює $-0,85$ В.

Звичайними методами вимірів різниці потенціалів труба-земля отримати електронний потенціал трубопроводу не можна так як виміряний таким чином потенціал окрім електронного потенціалу містить і омичне падіння напруги.

Тільки електродний потенціал, що є стрибком потенціалу на фазовій границі метал електроліт, визначає характер і швидкість електрохімічних процесів. Цей стрибок потенціалу просторово локалізований в області подвійного електронного шару на границі "метал - електроліт".

За сучасним уявленням найбільш щільна частина дефекту складається з внутрішнього і зовнішнього шарів. Внутрішній шар утворений специфічними йонами, які частково або повністю є дегідратованими і складають диполі з металу. В зовнішньому шарі знаходяться гідратовані зони. Безпосередньо за внутрішнім шаром слідує дифузійна область

подвійного електричного шару, де концентрація йонів поступово падає і досягає концентрації, яка властива даному електроліту в цілому.

Враховуючи вищесказане стає ясным, що пошук та визначення параметрів пошкоджень ізоляційного шару та металу трубопроводу, враховуючи сучасні погляди на ці процеси, є актуальною задачею, рішення якої може значно прискорити процес ремонту трубопроводу з одної сторони, а з другого забезпечити надійну та безаварійну роботу ділянок трубопроводу при експлуатації.

5.1 Модернізація засобів оцінки стану ізоляційного покриття газопроводів в трасових умовах

5.1.1 Сучасні методи досліджень корозійного стану окремих ділянок магістральних трубопроводів.

Виміри різниці потенціалів при корозійних дослідженнях характеризуються особливостями, які обумовлені специфічними величинами та вимірювальними приладами.

При вимірах різниці потенціалів “труба-земля” внутрішній опір в колі, в якому вимірюється різниця потенціалів, може різнитися в значних межах.

В цьому випадку значну роль має середовище і якість ізоляційного покриття підземного трубопроводу.

Типовий опір повздовж траси трубопроводу може змінюватись багато разів. Відомо, що зустрічаються ґрунти з питомим опором від 0,5 до 5000 Ом. м. і вище.

Крім того, питомий опір залежить від вологості ґрунту. При замерзанні ґрунту питомий опір може збільшуватись в 3-10 разів.

Найбільш поширеним методом при корозійних дослідженнях різниці потенціалів “труба-земля” застосовують метод виносу електрода порівняння.

Це пов’язано з тим, що катодні виводи або контрольні-вимірювальні пункти (КВП) встановлюються, на певній відстані один від одного.

Тому, якщо виникає необхідність виявлення потенціального стану ділянки трубопроводу, який знаходиться між сусідніми катодними виводами, то, використовують виносний електрод порівняння.

При проведенні вимірів методом виносного електрода порівняння виникає систематична похибка, яка залежить від того, що трубопровід та земля являє собою струмопровідний провідник, і, тому падіння напруги на них є систематичною помилкою при вимірюванні.

Для визначення напруги “труба-земля” з врахуванням падіння напруг використовують різні методи реалізації.

До таких методів належить і релаксаційні методи вимірювання, які дозволяють оцінювати стан поверхні трубопроводів на основі вивчення поведінки напруги “трубопровід - земля” після виключення або включення струму.

Відомо, що час встановлення потенціалу в провідному середовищі за величиною не перевищує 10^{-6} с, це дозволяє вводити допущення проте, що потенціал в провідному середовищі і на трубопроводі змінюється одночасно зі зміною потенціального стану зовнішніх сторонніх джерел.

Для неоднорідного середовища такий висновок не може бути справедливим. Таким неоднорідним середовищем є область дифузійного шару в пошкодженнях. В дифузійному шарі пошкоджень електропровідність залежить від концентрації електроактивних йонів, і, як

наслідок, від відстані до поверхні електроду. Тому процес релаксації потенціалу в дифузійному шарі можна подати як процес вирівнювання електропровідності, що протікає дифузійним шляхом при одночасному відключенні електричного поля. Тому в області шару дифузії по зарядженим частинкам, де проходить перерозподіл струму не встигає встановлюватись рівновага напруг по відношенню до процесів, що протікають повільно. Час встановлення рівноваги процесів, що протікають повільно, може бути різним в залежності від стану поверхні, властивостей ґрунтів та сталей. Аналіз цього параметру дозволяє робити певні висновки щодо технічного стану досліджувальних об'єктів.

Для дослідження фізичної картини процесу розглядаємо модель, в якій задаються два аксіальних циліндра, виготовлених з металу, з радіусами r_1 та r_2 , простір між якими заповнений провідним середовищем з питомим опором ρ_0 . Довжина обох циліндрів l . Необхідно знайти розподіл потенціалу в такій системі з урахуванням різних типів граничних умов і визначити характер зміни цього розподілу при вимкненні накладеної Е.Р.С.

Основним рівнянням при цьому рівнянні Лапласа для знаходження потенціалу ϕ

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \phi}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = 0 \quad (5.1)$$

$$r_2 < r < r_1, \quad 0 < z < l$$

для якого встановлюють різні типи граничних умов.

В довільній точці середовища потенціал може бути визначений за формулами:

$$\phi_1(z) - \phi(r, z) = E_{\text{пол}}^+ \left[1 + \frac{\rho_0}{2\pi R n_1} \ln \frac{r_1}{r} \right] \quad (5.2)$$

$$\varphi_2(z) - \varphi(r, z) = E_{\text{пол}}^- \left[1 + \frac{\rho_o}{\pi R n_2} \ln \frac{r}{r_2} \right]$$

де $E_{\text{пол}}^+ = \frac{U_o R n_1}{R_o} \frac{ch(\alpha(z-l))}{chal}$ (5.3)

$$E_{\text{пол}}^- = \frac{U_o R n_2}{R_o} \frac{ch(z-l)\alpha}{chal}$$

де V_0 - різниця потенціалів між циліндрами,

π - поляризаційні,

$R n_1, R n_2$ - поляризаційні опори;

$$R_o = \frac{\rho_o}{2\pi} \ln \frac{r_1}{r_2} + R_{n_1} + R_{n_2} + R_{i_{31}} + R_{i_{32}} - \text{опір перехід}$$

$R_{i_{31}}, R_{i_{32}}$ - ефективні опори ізоляційного шару

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_1 + R_2}{R_o}} - \text{коефіцієнт втрати,}$$

R_1, R_2 - повздовжні опори циліндрів, Ом/мм.

Під дією накладеної сторонньої Е.Р.С. виникає падіння потенціалу на поляризаційному опорі $E_{\text{пол}}(z)$. При катодній поляризації трубопроводу в районі точки дренажу реалізується найбільша різниця потенціалу. Після виключення викладеної сторонньої Е.Р.С. відбувається швидке встановлення нового значення поляризаційної Е.Р.С. В результаті дифузійних процесів починається повільна зміна $E_{\text{кін}}$ до значення $\varphi_{\text{пр}}$ природного потенціалу між металом та даним середовищем, яка визначається лише властивостями металу та середовища

$$E_{\text{пол}}(z) = E_{\text{пол}}^+ + E_{\text{пол}}^- = \frac{U_o (R_{n_1} + R_{n_2})}{R_o} \frac{ch(z-l)\alpha}{chal} \quad (5.4)$$

$$E_{\text{кін}}(z) = \frac{1}{e} \int_0^l E_{\text{пол}}(z) dz = \frac{U_o (R_{n_1} + R_{n_2})}{R_o} \frac{th\alpha l}{\alpha l} = \text{const}$$

Після відключення V_0 і встановлення поляризаційних Е.Р.С. ми будемо вимірювати

$$U = E_{kin} \approx E_{поч} \frac{th \alpha l}{\alpha l} \quad (5.5)$$

При $\alpha L \ll 1$ $E_{кин} \approx E_{поч}$, $\alpha l \gg 1$ $E_{уст} \leq E_{поч}$

В трубопроводах, що експлуатуються тривалий час, поляризаційний потенціал при виключенні поляризаційного струму при певних умовах може зменшуватись дуже повільно. Однак така тривалість спаду буває не завжди. Як показано, за допомогою методу виключення [] можна вимірювати поляризаційний потенціал або на короткому трубопроводі, або на трубопроводі з дуже добрим станом ізоляційного покриття коли ($\alpha l \ll 1$). Швидкість встановлення $E_{кин(z)}$ може характеризувати стан ізоляційного покриття, якщо $\alpha \rightarrow 0$ - стан ізоляції добрий, якщо $\alpha \gg 0$ - стан ізоляції потребує контролю. Випадок $\alpha \rightarrow 0$ характеризується зростанням величин R_{a1} , R_{a2} , R_{i31} , R_{i32} .

Поляризаційний потенціал може визначитись із залежностей: відношення сили захисного струму I до приросту ΔI і дорівнює відношенню

$$I = \Delta I \frac{\Delta U_{e.e.}}{\Delta U_{т.е.}} \quad (5.6)$$

де $\Delta U_{e.e.}$ - різниця потенціалів між двома електродами;

$\Delta U_{т.е.}$ - різниця потенціалів в системі труба-електрод;

Омічний опір

$$R_{ом} = \frac{\Delta U_{т.з.}}{\Delta I} \quad (5.7)$$

де $\Delta U_{т.з.}$ - різниця потенціалів в системі труба-земля;

Оскільки поляризаційний потенціал:

$$U_n = U_{т.е.} - IR_{ом}, \text{ то}$$

$$U_n = U_{т.е.} - \frac{\Delta U_{тз.}}{\Delta U_{е.е.}} \quad (5.8)$$

Одним із таких методів, який реалізує спосіб вживання двох електродів порівняння, при вимиканні СКЗ представлений на рис. 5.1.

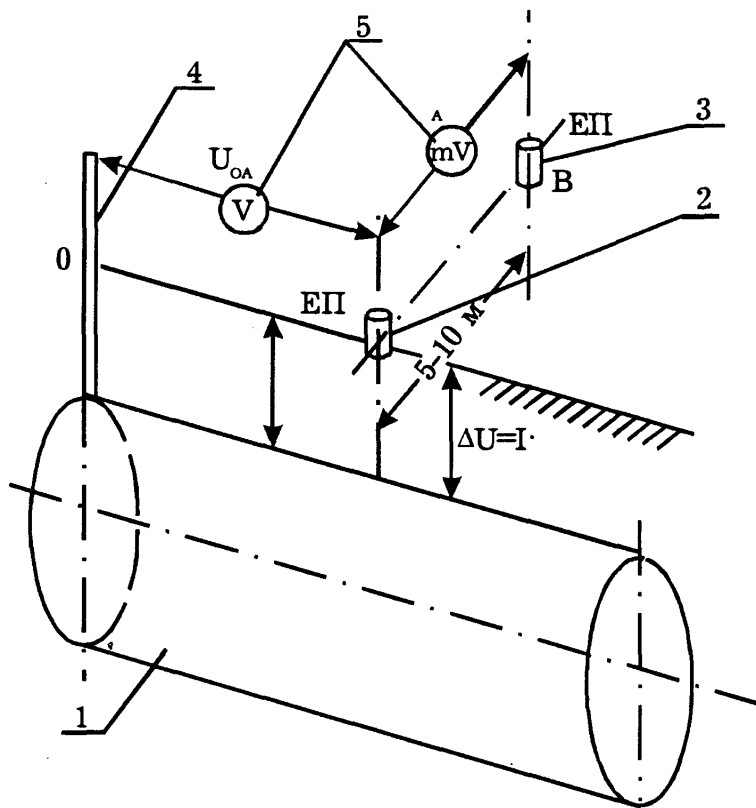


Рис. 5.1 Схема виміру напруги "труба-грунт"

- 1 - трубопровід;
- 2, 3 - вимірувальні мідносульфідні електроди;
- 4 - вивід труби;
- 5 - прилади для виміру напруги.

Методика вимірювання потенціалу "труба-грунт" полягає в використанні двох мідносульфідних електродів порівняння ЕП1 і ЕП2, які розташовуються згідно положення, які показані на рис. 5.1. Відстань між ЕП1 і ЕП2 встановлюється, як правило, в межах 5÷10 м. Вимірювання

потенціалів ведеться в точках А і В при включеному і виключеному струмі катодної станції захисту (СКЗ). Інтервали включення складають 12 с, включення 3 с. Така методика застосовуються відомими закордонними фірмами і є загальноприйнятою в Європі. Для розрахунку (визначення) напруги “труба-грунт” необхідно мати чотири значення напруг: $U_{OA}^{Вк л}, U_{OA}^{Вик л}, U_{OA}^{Вк л}, U_{AB}^{Вик л}$. Значення напруги “труба-грунт” знаходяться з виразу:

$$U_p = U_{OA}^{Вик л} - \frac{U_{AB}^{Вик л}}{U_{AB}^{Вк л} - U_{AB}^{Вик л}} (U_{OA}^{Вк л} - U_{OA}^{Вик л}) \quad (5.9)$$

Таким чином, щоб знайти U_p необхідно провести деякі арифметичні дії над вимірними величинами напруг, які вимірюються в різні відрізки часу і мають суттєві різниці в значеннях.

Цей метод покладений в основу методики дослідження корозійного стану фірмою “Рур-газ” (Німеччина), яка проводила дослідження деяких газопроводів на Україні. Вданий час цей метод починає впроваджуватись на деяких підприємствах АО “УКРГАЗПРОМ”.

Методика дослідження заключається в визначенні потенціалу “труба-земля” який є наслідком протікання захисного струму і створення падіння напруги в ґрунті (воронок напружень) при цьому катодні станції повинні переключатись в режим 12 секунд “включено” і 3 секунди “виключено”.

Для розрахунків і креслення результатів вимірів використовується спеціальна програма на ПЕОМ.

Вимірювання повинне вимірюватись через кожні 5 метрів і заноситись в протокол вимірів. На кожен ділянку, яка досліджується необхідно скласти два графіка потенціалів. Один з них є оглядовий графік в масштабі 1:5000 і детальний графік в масштабі 1:2000 і 1:1000. На цих графіках позначаються наступні потенціали:

при стадії з катодним захистом

- включеній СКЗ;
- виключеній СКЗ;

Графік будується в координаті U (вольти)

• довжина траси в метрах;
воронки напружень при

- включеній СКЗ;
- виключеній СКЗ;
- різниця між воронками напружень при включеній і виключеній установці.

Масштаб графіка вибирається як було зазначено вище. Координати мають розмірність mV і довгими в метрах.

Доцільно ці графіки побудувати сумісними по ординаті довжини трубопроводу.

Для проводки точок вимірювання до нерухомих об'єктів, які є на місцевості вони також заносяться в протокол вимірювання.

Окремо необхідно занести в протокол виміри воронки потенціалів напруга вища за $50 mV$, $\Delta U > 50 mV$.

Для цих точок приводяться значення потенціалів які виміряли , а також потенціал з вказуванням омичного падіння напруг (потенціал на межі фаз).

Для оцінки якості покриття ізоляції має значення кількість і величина воронок напруження.

Потенціал на межі фаз (при наявності дефектів покриття) вираховується на підставі вимірних потенціалів та воронок напружень.

Для оцінки якості покриття вираховується потенціали на межі фаз для дефектів з воронками напруг $\Delta U > 50 \text{ mV}$.

При проведенні розрахунків особливу увагу звертають лише на точки, які мають максимальне значення напруг.

Відомо, що критерієм оцінки стану ізоляційного покриття трубопроводу є перехідний опір покриття. Зміни його в часі дозволяє прогнозувати установку додаткових засобів електрохімічного захисту і визначити оптимальні терміни переізоляції або капітального ремонту. Перехідний опір залежить від опору ізоляції і опору дефектних місць.

В більшості випадків основну роль визначає опір дефектів, так як опір самоізоляції на декілька порядків перевищує опір дефектів. Відомо, що в малих дефектах поляризаційний потенціал вищий чим в великих, тому наявність великих дефектів може від'ємно вплинути на ступінь захисту трубопроводу в цілому. Перехідний опір "труба-земля" зменшується в процесі експлуатації трубопроводу під впливом великої кількості факторів, різниця по характеру і ступені дії. Основною причиною змін перехідного опору є погіршення захисних якостей ізоляційних покриттів, які виникають за рахунок збільшення числа і розмірів дефектів збільшення числа і розмірів дефектів в покритті з моменту його поширення на трубопровід і на протязі всього періоду експлуатації.

Відомо багато методів визначення перехідного опору труба-земля.

Так як кожний метод дає ту чи іншу ступінь наближення, мінімальна похибка, буде в тому випадку, коли розрахункова методика одна і та ж як при визначенні перехід або опору труба-земля по різниці потенціалів і силі струму так і (при оберненій задачі) при розрахунку струму - і потенціалорозподілення вздовж трубопроводу.

Однак відмітимо, що в останній час значення перехідного опору ізоляційного покриття використовують для критерій інтегральної оцінки

ізоляційного покриття визначення місць пошкодження ізоляції, а разом з використанням методу визначення методу визначення захисного потенціалу в місцях пошкоджень - прийняття рішення про переізоляцію або капітальний ремонт. В даний час визначення перехідного опору застосовується при дослідженні безконтактним методом змінному струмі такими сучасними приладами як C-SCAN(Англія), УДИП-2М (Росія) та інші.

Таким чином, існує два методи визначення перехідного опору ізоляційних покриттів: методи визначення на постійному струмі з використанням системи катодного захисту, визначення з застосуванням безпосереднього виміру опору ізоляції методом "мокрого контакту" [], та сучасні методи з застосуванням змінного струму [].

Метод дослідної катодної станції найбільш широко відомий в практиці експлуатації магістральних трубопроводів. Він може вживатися як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації трубопроводів [ГОСТ 25812-83].

Відомо, що методи ідентифікації параметрів систем електрохімічного захисту магістральних трубопроводів, в тому числі і перехідний опір [], будуються на ескопекціальному законі Роджерса і наближено відтворюють реальний процес. Так вони не охоплюють випадки коли максимальне значення захисного потенціалу зсувається відносно точки дренажу. Для підвищення ефективності ідентифікації пропонується враховувати дію анодного поля.

Тоді зазначена задача зводиться до пошуку таких параметрів R_t , α , ρ , у які б мінімізували функціонал F , що представляє собою суму квадратів різниці теоретично розрахованого та виміряного потенціалів. Анодне поле наближено розглядається таке, що викликане точковим джерелом струму. Наближення буде тим точніше, чим сумарні розміри електродів будуть більші, ніж віддаль від аноду до трубопроводу:

$$F = \sum_{i=1}^n \left(\frac{IR_T}{2\alpha} e^{-\alpha|x_i|} + \frac{I\rho}{2\pi\sqrt{x_i^2 + y^2}} + u_n - u_i \right)^2 \rightarrow \min \quad (5.10)$$

де I - струм катодної установки;

R_T - повздовжній опір трубопроводу;

α - коефіцієнт згасання;

ρ - питомий опір ґрунту;

y - віддаль до аноду;

u_i - виміряні потенціали;

u_n - природний потенціал;

x_i - віддаль від виміряного потенціалу до катодної установки;

i - номер виміряного потенціалу;

n - кількість вимірів.

З свого боку

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_t}{R_n}} \quad (5.11)$$

де R_t - повздовжній опір труби Ом/ м;

$R_{пер}$ - перехідний опір, Ом/ м.

Для розв'язання цієї задачі знаходяться похідні із зазначенням параметрів, прирівнюються до нуля, вилучаються невідомі $\frac{IR}{2\alpha}$ та $\frac{I\rho}{2\pi}$, що лінійно входять до системи. Отриману нелінійну систему двох рівнянь двома невідомими вирішують методом Ньютона.

В результаті рішень системи рівнянь можливо, якщо заданий струм катодної установки I та розподіл потенціалів навколо неї можна знайти значення параметрів R_T , α , ρ , y . Мінімальна кількість виміряних потенціалів

U_i не повинна бути менша чотирьох ($n \geq 4$), у відповідності з кількістю рівнем системи.

При мінімальній кількості вимірів потенціалів ($n=4$) функціональна F приймає нульове значення ($F=0$).

За запропонованою методикою знаходження параметрів R_T , α , ρ , у для персонального компютера Pentium 100 була розроблена програма у середовищі Windows 95 на мові Delphi 3. При налагоджені системи в якості тестового прикладу використовувалась 11 точок теоретичного розподілу потенціалів, взятих з інтервалом 1 км по обидва боки від розташованої в центрі установки катодного захисту. Використовувались такі параметри системи: $u_n = 0,55$, $I = 20A$, $R_T = 5 \cdot 10^{-5}$ Ом/м, $\alpha = 0,4 \cdot 10^{-3}$ 1/м, $\rho = 100$ Ом·м, $l = 500$ м та інші.

Дослідження збіжності рекурентної системи рівнянь показали, що програма впевнено знаходила задані параметри при нульових та близьких до нуля нульових наближеннях u_0 і α_0 .

При інших нульових наближеннях, наприклад $u_0=1000$ м, послідовності системи розбігались.

Досліджувалась також стійкість програми до перешкоджаючих сигналів, що викликали спотворення розподілу захисних потенціалів. Перешкоди задавались за допомогою стандартної програми Random. Для цього використовувалась така залежність:

$$u_i^* = u_i + \frac{R_i - 0,5}{k}, 0 \leq R_i \leq 1 \quad (5.12)$$

де u_i^* - спотворений потенціал:

R_i - випадкова величина потенціалу;

k - рівень спотворення.

В процесі експерименту k змінювалось від 100 до 5. Похибка в обчисленнях параметрів не перевищувала 20% а при $k=5$ послідовність системи розбігалась. Аналіз результатів досліджень показує, що похибки обчислення параметрів приблизно такі ж як і похибки вимірюваних потенціалів. Зазначимо, що програма виконує обчислення параметрів до тих пір, поки похибки вимірюваних потенціалів не досягнуть 20%.

Наводимо деякі розрахунки програми при:

$$k = 100 \quad \alpha = 0,378 \quad y = 468$$

$$k = 25 \quad \alpha = 0,461 \quad y = 565$$

$$k = 10 \quad \alpha = 0,333 \quad y = 460.$$

Все це говорить про можливість використання програми при обробці реальних даних.

Програма проходила апробацію на реальних даних взятих із ділянки газопроводу Дашава - Київ. Крім графіка розподілу потенціалів були приведені такі дані: $I=10\text{А}$, $y=300\text{м}$. Результати обробки програмою такі: $y=212\text{ м}$, $\alpha=0,16 \cdot 10^{-3}\text{ 1/м}$, $R_T=2,6 \cdot 10^{-5}\text{Ом/ м}$, $\rho=39,2\text{ Ом/ м}$. Побудований за знайденими параметрами теоретичний розподіл потенціалу розбігався від реального в середньому не більше ніж 2%. Для порівняння знаходили α без врахування дії анодного поля. У цьому випадку $\alpha=0,2 \cdot 10^{-3}\text{ 1/м}$, а середнє відхилення розподілів потенціалів досягало 4%.

Таким чином, розроблена програма показала доцільність врахування дії анодного поля. Вона спроможна обробляти результати сезонних вимірювань та інтенсивних вимірювань захисного поля.

Її слід використовувати в автоматизованих системах керування катодним захистом, в задачах контролю стану ізоляційного покриття, а також для оцінки питомого опору ґрунту.

5.1.2 Дослідження корозійного стану трубопроводів з використанням струмів змінної частоти

В останній час визначення інтегральної оцінки стану ізоляційних покриттів підземних трубопроводів на змінному струмі набуває широкого застосування []. Позитивними сторонами методу є підвищення точності оцінки за рахунок можливості вилучення завад від сторонніх джерел струмів, які можуть виникати, коли дослідження трубопроводу ведеться з використанням методик на постійному струмі та можливість проводити діагностику корозійного стану безконтактним методом.

Застосування апаратури на змінному струмі дає можливість підвищити вірогідність визначення дефектів ізоляції на трубопроводах за рахунок підвищення чутливості апаратури.

В останній час набуває все широкого застосування апаратура типу C-SCAN (Англія).

На базі цієї апаратури розроблена і успішно пройшла апробацію на трасах газопроводів України методика оцінки фактичного положення і стану підземних трубопроводів без їх вскриття.

Для оцінки стану підземних протяжних споруд необхідно підходити комплексно: треба визначити положення трубопроводу на місцевості, його кривизну, глибину, величину перехідного опору і місця його пошкодження.

В цій системі використовуються безконтактні індивідуальні перетворювачі, які налаштовані на частоту 937,5 Гц. Приймач дозволяє визначити осьову лінію підземного трубопроводу, виміряти глибину прокладки та виміряти величину змінного струму з частотою 937,5 Гц, який протікає по трубопроводі від генератора, а також вираховувати затухання змінного струму між двома точками виміру.

Існуючі практичні методи обстеження ізоляційного покриття підземних металічних трубопроводів зводиться до визначення якісної оцінки ізоляційного покриття і ступені пошкодження. При цьому використовують як контактні методи вимірювання так і безконтактні.

Ці методи дозволяють наближено оцінювати стан ізоляційного покриття і знайти місця пошкоджень ізоляційного покриття та визначити ділянки підземних трубопроводів для яких необхідно виконати більш детальне обстеження іншими методами.

За допомогою безконтактних методів вимірювань величин постійного струму, який протікає по трубопроводу, крім оцінки стану ізоляційних покриттів, додатково можна визначити витрату струму катодних станцій кожного плеча та виміряти величину постійного струму практично для всякої точки усієї зони дії катодної станції. При застосуванні безконтактних методів вимірювань величин змінного струму також оцінюється стан ізоляційного покриття на довжині всієї зони (два плеча) дії генератора змінного струму.

При дослідженні корозійного стану газопроводів на складних ділянках траси з метою визначення послідовності виводу ділянок в ремонт має свої особливості. В любых випадках, крім локалізації місць пошкодження ізоляції, необхідно зробити інтегральну оцінку окремих ділянок і на цій підставі визначити пріоритети виводу ділянок в ремонт. Для цієї мети застосовують метод затухань на змінному струмі, що дає найкращі результати з точки зору продуктивності і достовірності.

Теоретичні основи, які використовуються при розробці методики по інтегральній оцінці стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів заключаються в тому, що трубопровід представляється у вигляді довгої коаксіальної електричної лінії з витратою струму через ізоляційне покриття трубопроводу [].

Згідно теорії поширення сигналу вздовж лінії (трубопроводу) величину затухання α рівняння () можна записати

$$\alpha = 2000 \cdot \lg(U_p/U_k) / L_k = 2000 \lg(I_p/I_k) / L_k \text{ мВ/м} . \quad (5.13)$$

де U_p , U_k - виміряні напруження сигналу кола "труба-земля" відповідно в початку і кінці, який контролюється, В;

I_p , I_k - сила струму на початку та в кінці ділянки, який контролюється, А.

Таким чином вимір параметру α не викликає великих технічних труднощів. Постає питання визначення залежності параметру затухань α від якостей ізоляції.

Розв'язання цієї задачі можливе з використанням параметрів трубопроводу, оточуючого ґрунту, ізоляції та ін. Визначення функції

$\alpha = f(R_{\text{пер}})$, де $R_{\text{пер}}$ - перехідний опір ізоляції на ділянці, яка досліджується, виражена і представлена в літературі []. Крім того, нами запропонована методика оцінки корозійного стану ділянки трубопроводу по величині площі пошкоджень відносно площі ділянки у відсотках [].

На рис.5.2 представлена номограма для визначення перехідного опору ізоляційного покриття трубопроводу по коефіцієнту затухання α в залежності від діаметру трубопроводу при частоті сигналу $F_c = 937,5$ Гц.

Але практичне застосування апаратури C-SCAN на діючих трубопроводах виявило ряд факторів, які ускладнюють його використання. При дослідженні діючого трубопроводу спеціалістами "Прикарпаттрансгазу" були отримані результати вимірів з від'ємним коефіцієнтом затухань.

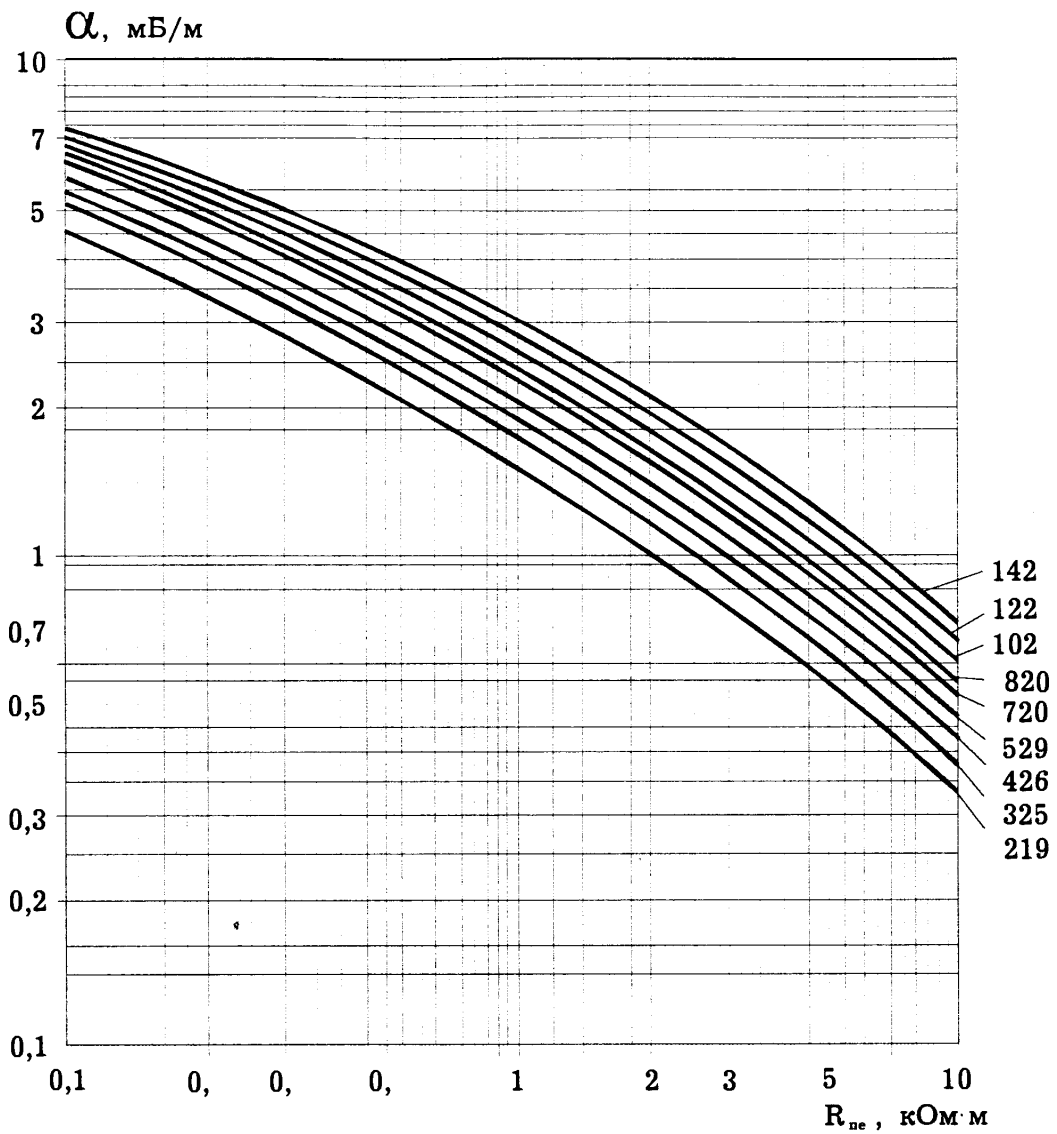


Рис. 5.2 Номограма для визначення перехідного опору ізоляційного покриття трубопроводів по знайденому коефіцієнту затухання сигналу α в залежності від діаметра трубопроводу при частоті сигналу $F_c = 937,5$ Гц [].

На рис. 5.3 приведені гістограми отриманих коефіцієнтів α на газопроводі ДУГ-2, діаметр трубопроводу 1420 мм.

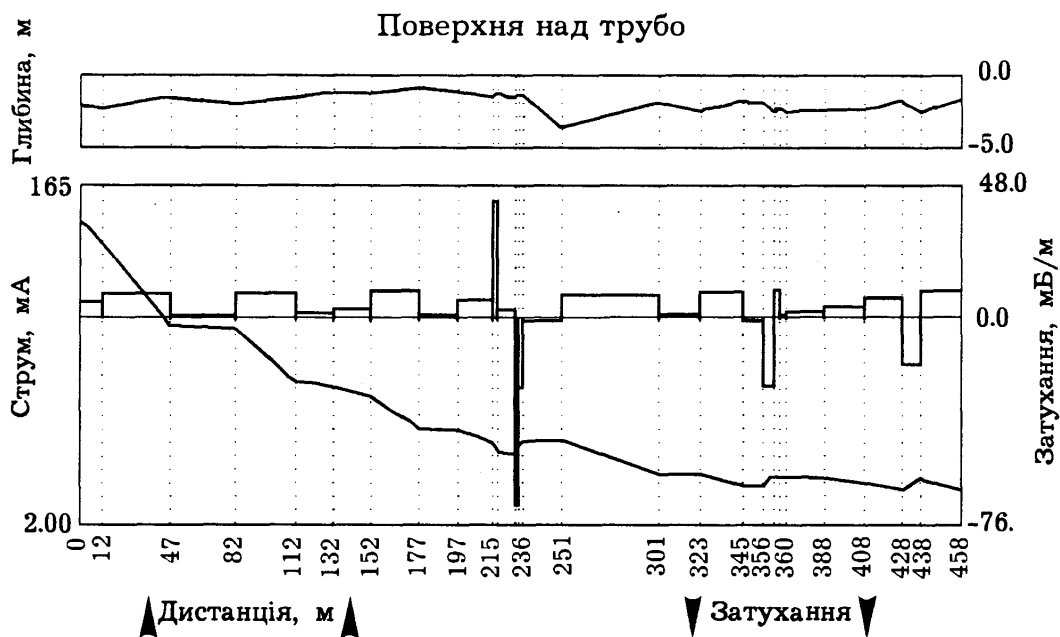


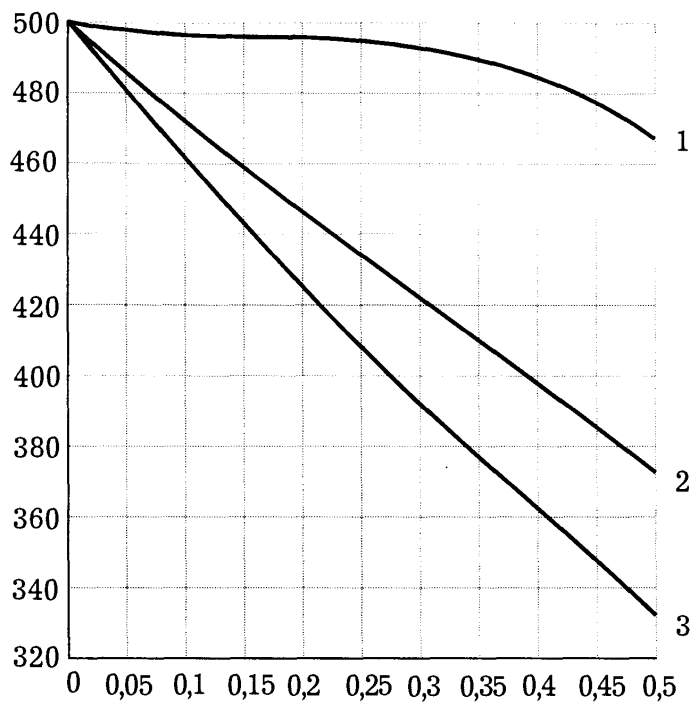
Рис. 5.3 Гістограма коефіцієнтів α для газопроводу ДУГ – 2
Ду 1400

Як видно з рисунку, на деяких ділянках відмічається поява ділянок з від'ємним коефіцієнтом затухань, що практично не відповідає теоретичним викладкам і суттєво утруднює інтерпретацію отриманих результатів.

З цією метою разом авторів [] було проведено теоретичне дослідження, яке дало можливість обійти цю проблему.

На рис. 5.4 і 5.5 представлені графіки розподілу струму і напруг на трубопроводі з різними характеристиками дефектів. На рис. 5.6 представлена отримана нами залежність затухань в залежності від пошкодження ізоляції.

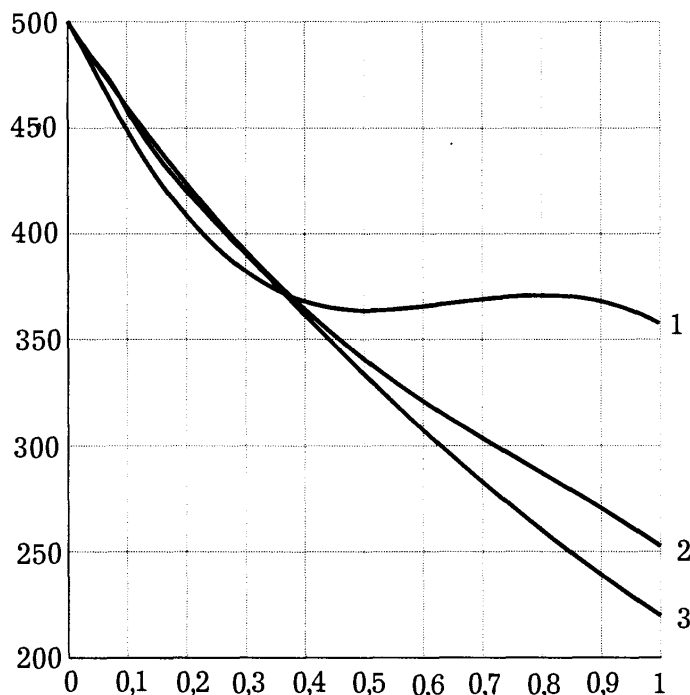
Розподіл струму вздовж трубопроводу $I(x)$, мА



а)

Відстань вздовж трубопроводу (x), км

Розподіл струму вздовж трубопроводу $I(x)$, мА



б)

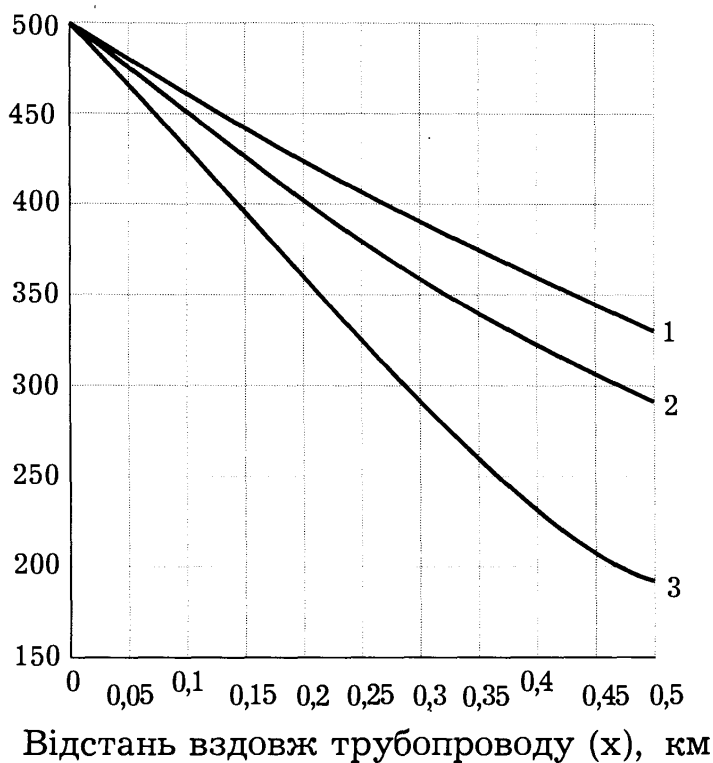
Відстань вздовж трубопроводу (x), км

Рис. 5.4 - Графіки розподілу напруження вздовж труби в залежності від величини пошкодження ізоляційного покриття трубопроводу:

$R_{\text{ши}}=10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$; $\rho_{\text{гр}}=20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $F_c=937,5 \text{ Гц}$; $D_{\text{тр}}=1420 \text{ мм}$;
 1 - $R_{\text{деф}}=2 \text{ Ом}$; 2 - $R_{\text{деф}}=10 \text{ Ом}$; 3 - без дефектів ізоляції.

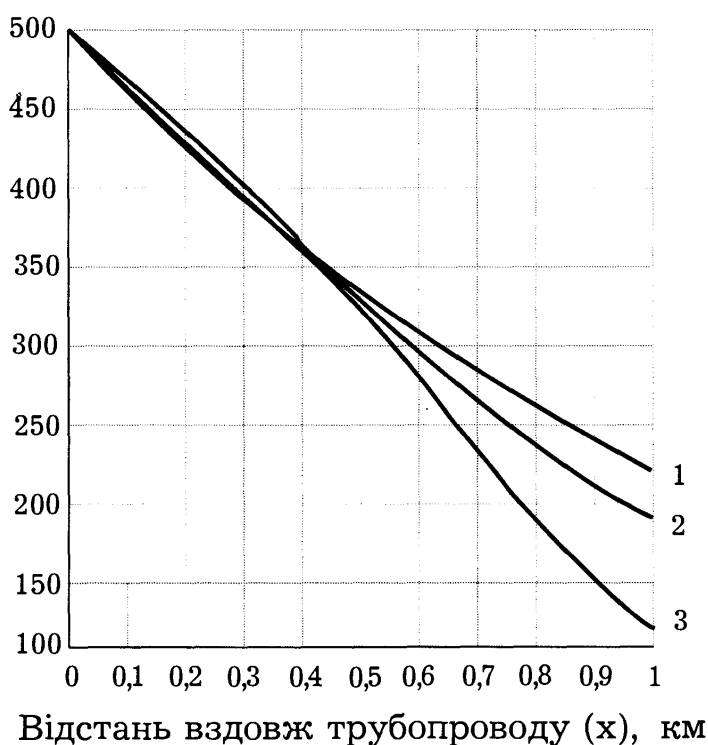
а - при відстані $L=0,5 \text{ км}$; б - при відстані $L=1 \text{ км}$

Розподіл напруги вздовж трубопроводу $U(x)$, мВ



а)

Розподіл напруги вздовж трубопроводу $U(x)$, мВ



б)

Рис. 5.5 - Графіки розподілу напруження вздовж труби в залежності від величини пошкодження ізоляційного покриття трубопроводу:

$R_{\text{ши}}=10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$; $\rho_{\text{гр}}=20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $F_c=937,5 \text{ Гц}$; $D_{\text{тр}}=1420 \text{ мм}$;
 1 - $R_{\text{деф}}=2 \text{ Ом}$; 2 - $R_{\text{деф}}=10 \text{ Ом}$; 3 - без дефектів ізоляції.

а - при відстані $L=0,5 \text{ км}$; б - при відстані $L=1 \text{ км}$.

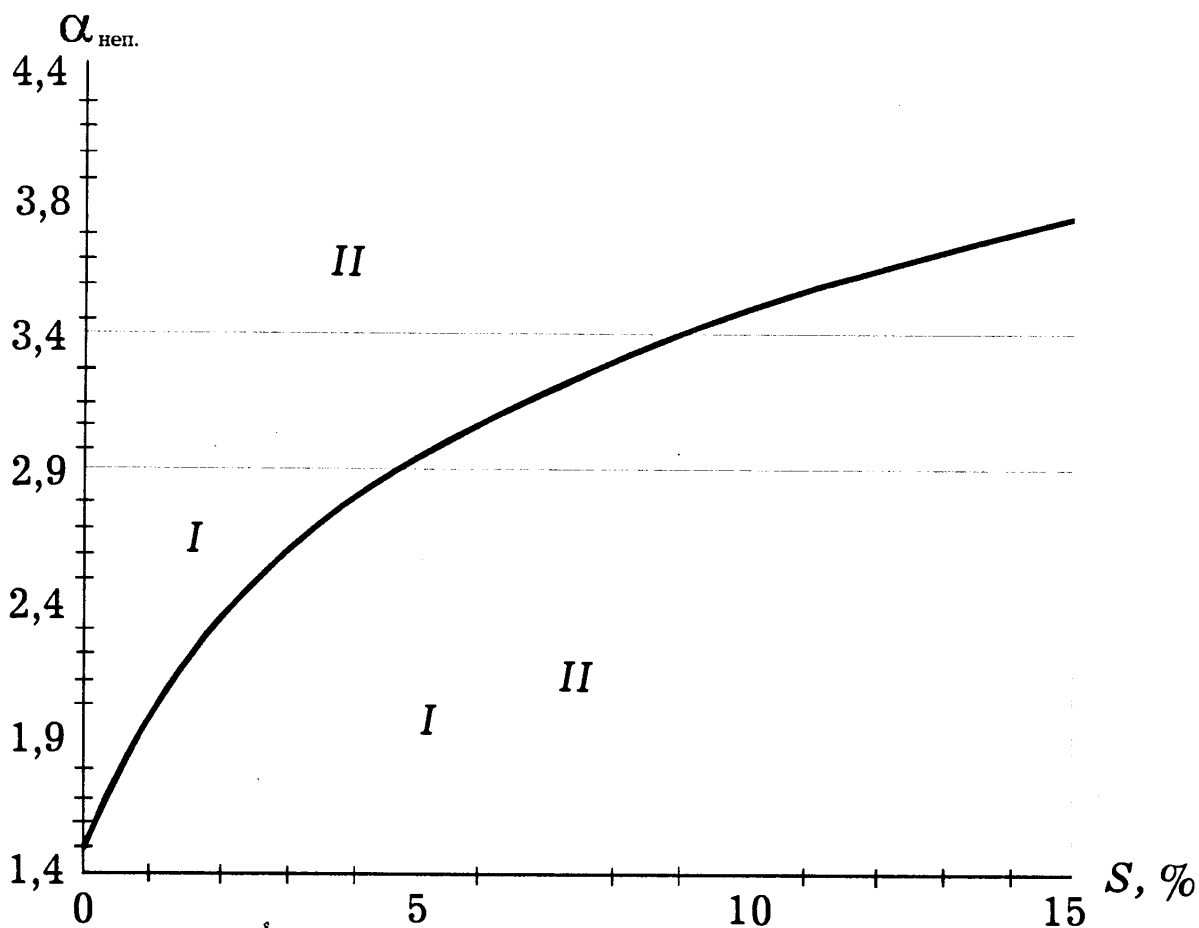


Рис. 5.6 Залежність ступеню пошкодження (в %) ізоляції від електричного затухання для трубопроводу $\varnothing 150$ мм $\delta = 7$ мм для частоти живлення $f = 1000$ Гц при поляризаційному опорі в дефектах ізоляції

$R = 5,0 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ та $\rho_{\text{гр}} = 10 \div 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

I дільниця ПК 16,5: $\lambda_{\text{I}} = 2,9 \text{ Неп}$, $S_{\text{I}} = 4,7\%$,

II дільниця ПК 23: $\lambda_{\text{II}} = 3,5 \text{ Неп}$, $S_{\text{II}} = 9,7\%$,

III дільниця ПК 28,5: $\lambda_{\text{III}} = 3,3 \text{ Неп}$, $S_{\text{III}} = 6,8\%$,

IV дільниця ПК 85: $\lambda_{\text{IV}} = 3,2 \text{ Неп}$, $S_{\text{IV}} = 5,3\%$.

Аналіз цих графіків свідчить, що характер розподілу струму вздовж трубопроводу суттєво залежить від відстані дефекту від джерела струму, так і від величини опору розтікання струму в дефекті ізоляції вздовж трубопроводу, що контролюється. Крім того виникають також ділянки

трубопроводу, де затухання є від'ємними. При більш якісному ізоляційному покритті цей ефект може проявлятися більш сильно. На рис. представлений графік розподілу напруг вздовж трубопроводу, який розрахований при тих же умовах. Аналіз цього графіку показує, що розподіл напруги вздовж трубопроводу також залежить від стану ізоляційного покриття і відстані між дефектом ізоляції і джерела струму, але не має від'ємного затухання.

5.2 Обґрунтування та вибір технічних засобів для визначення напруженого стану газопроводів

5.2.1 Вибір методики і апаратури для визначення напруженого стану газопроводу

Одним з об'єктивних методів технічної діагностики лінійної частини магістральних трубопроводів є контроль його напружено-деформованого стану на ділянках, на які діють різні фізичні фактори. До таких факторів можна віднести зсуви, ерозійну активність ґрунту, температурні перепади, дефекти будівництва та інші. Знання діючих механічних напруг на таких ділянках дозволяє приймати своєчасно дії по попередженню аварійних ситуацій. При проведенні ремонтних робіт контроль напружень на певних стадіях його виконання дозволяє контролювати якість проведення окремих операцій, пов'язаних з деформацією трубопроводу (підйом з траншеї, очистка, проведення ізоляційних покриттів та інші).

В даний час для вимірювання одно- і двоосних залишкових і діючих напружень в металоконструкціях найбільш сучасними методами є метод з використанням акустопружності (ультразвуковий метод), з використанням методу магнітної анізотропії (електромагнітний метод) та магнітний (по коерцітивній силі). Крім того, існують інші методи дослідження напруженого стану: тензометричний, електромагнітно-акустичний та інші.

Однак ці методи не набули широкого вжитку. Перший вимагає досить трудоемкого процесу установки перетворювача на об'єкт, який досліджується, другий - вимагає застосування дуже дорогого обладнання. Ці два метода вимагають створення змін напруженого стану об'єкту, що не завжди можливо.

Акустичний, електромагнітний та електромагнітний (по коерцітивній силі) вимагають попереднього дослідження матеріалу, що досліджується на об'єкті, тому ці методи вимагають високої кваліфікації спеціалістів і наявності експериментальної бази, яка повинна бути укомплектована певним набором дослідного обладнання.

Одним з основних експериментальних методів дослідження напружено-деформованого стану трубопроводів є ультразвуковий метод (УЗ) []. Цей метод передбачає можливість виміру часу поширення УЗ коливань в матеріалі трубопроводу одної поздовжньої і двох зсувних хвиль. За результатами вимірювань трьох часів поширення УЗ коливань в одній і тій самій точці можливо зробити висновок про напружено-деформований стан трубопроводу. Найбільш детально цей метод викладено в роботі []. Розроблені методики і апаратура дозволяють з достатньою точністю визначити напружено-деформований стан діляниць трубопроводу.

Для діляниці трубопроводу, як виходе з теоретичних розрахунків, найбільш небезпечним з точки зору впливу на безаварійну роботу трубопроводу є поздовжні і кільцеві напруження. Вони суттєво більші по абсолютній величині від радіальних, тому для практичних розрахунків можна припустити, що труба піддається двухвісним напруженням. Це дає можливість для розрахунків напруженого стану трубопроводу використати відомі співвідношення з теорії акустопружності, які зв'язують часи поширення УЗ хвиль в матеріалі з напруженням [].

$$\begin{cases} \frac{\tau_{xx} - \tau_{xxo}}{\tau_{xxo}} = \alpha_{xx} (\sigma_{yy} + \sigma_{zz}) \\ \frac{\tau_{xy} - \tau_{xyo}}{\tau_{xyo}} = \alpha_{xz} \sigma_{yy} + \alpha_{xy} \cdot \sigma_{zz} \\ \frac{\tau_{xz} - \tau_{xzo}}{\tau_{xzo}} = \alpha_{xy} \sigma_{yy} + \alpha_{xz} \cdot \sigma_{zz} \end{cases} \quad (5.14)$$

де $\tau_{xx}, \tau_{xy}, \tau_{xz}$ - часи поширення УЗ хвиль;

τ_{xx} - відповідає поширенню поздовжньої хвилі;

τ_{xy}, τ_{xz} - часи поширення зсувних хвиль;

$\tau_{xxo}, \tau_{xyo}, \tau_{xzo}$ - часи поширення УЗ хвиль в незавантаженому матеріалі об'єкту;

α_{ij} - експериментально визначені коефіцієнту зв'язку між напруженням і часом поширення УЗ хвиль;

τ_{yy}, τ_{zz} - напруження в даній точці труби.

Опираючись на те, що відома швидкість поширення УЗ хвиль в незавантаженому матеріалі трубопроводу, а також знаючи коефіцієнти α_{ij} можна отримати розрахункові формули для визначення напруг в даній точці.

$$\begin{aligned} \tau_{yy} &= \frac{1}{\det} \left[\alpha_{xy} (\tau_{xz} \cdot V_{xzo} - \tau_{xx} V_{xxo}) + \alpha_{xx} (\tau_{xy} \cdot V_{xyo} - \tau_{xz} V_{xzo}) + \right. \\ &\quad \left. + \alpha_{xz} (\tau_{xx} \cdot V_{xxo} - \tau_{xy} V_{xyo}) \right] \\ \tau_{zz} &= \frac{1}{\det} \left[\alpha_{xx} (\tau_{xz} \cdot V_{xzo} - \tau_{xy} V_{xyo}) + \alpha_{xy} (\tau_{xy} \cdot V_{xyo} - \tau_{xx} V_{xxo}) + \right. \\ &\quad \left. + \alpha_{xz} (\tau_{xx} \cdot V_{xxo} - \tau_{xz} V_{xzo}) \right] \\ \det &= \tau_{xx} \cdot V_{xxo} (\alpha_{xy}^2 - \alpha_{xz}^2) + \tau_{xy} \cdot V_{xyo} (\alpha_{xx} \cdot \alpha_{xz} - \alpha_{xx} \cdot \alpha_{xy}) + \\ &\quad + \tau_{xz} \cdot V_{xzo} (\alpha_{xx} - \alpha_{xz} - \alpha_{xx} \alpha_{xy}) \end{aligned} \quad (5.15)$$

Але не завжди є можливість визначення швидкості поширення УЗ хвиль в незавантаженому об'єкті V_{xzo} , V_{xyo} , V_{xzo} . В такому випадку можливі 2 підходи для вирішення цієї проблеми. Якщо є можливість зміни режиму роботи трубопроводу і визначення різниці напружень при цьому, рішення цієї проблеми виглядає наступним чином. Розрахункові формули для визначення напружень можуть бути отримані з використанням експериментальних даних. Ці формули для розрахунків напружень представляються в наступному вигляді:

$$\sigma_{zz} = \frac{\alpha_{xx} \frac{\tau_{xy} - \tau_{xyo}}{\tau_{xyo}} - \alpha_{xx} \frac{\tau_{xx} - \tau_{xxo}}{\tau_{xxo}}}{\alpha_{xx} (\alpha_{xy} - \alpha_{xz})} \quad (5.16)$$

$$\sigma_{yy} = \frac{\alpha_{xy} \frac{\tau_{xx} - \tau_{xxo}}{\tau_{xxo}} - \alpha_{xx} \frac{\tau_{xy} - \tau_{xyo}}{\tau_{xyo}}}{\alpha_{xx} (\alpha_{xy} - \alpha_{xz})}$$

При цьому часи поширення УЗ хвиль в незавантаженому матеріалі трубопроводу по відповідним напрямкам визначаються в відповідності:

$$\tau_{xxo} = \frac{\tau_{xx}^1 - \tau_{xx}^2}{\alpha_{xx} (\Delta\sigma_{yy} + \Delta\sigma_{zz})}$$

$$\tau_{xyo} = \frac{\tau_{xy}^1 - \tau_{xy}^2}{\alpha_{xz} \Delta\sigma_{yy} + \alpha_{xy} \Delta\sigma_{zz}} \quad (5.17)$$

$$\tau_{xzo} = \frac{\tau_{xy}^1 - \tau_{xz}^2}{\alpha_{xy} \Delta\sigma_{yy} + \alpha_{xz} \Delta\sigma_{zz}}$$

Тут $\Delta\sigma_{yy} = \sigma_{yy}^1 - \sigma_{yy}^2$, $\Delta\sigma_{zz} = \sigma_{zz}^1 - \sigma_{zz}^2$; верхні індекси 1 і 2 відповідають значенням напруг і часів в двох різних дослідах. Під час дослідження може бути визначена і товщина стінки трубопроводу, що досліджується в незавантаженому стані. Таким чином, знаючи тільки час поширення УЗ хвиль в матеріалі τ_{xx} , τ_{xy} , τ_{xz} можливо визначити напружено-деформований стан трубопроводу в точці, що досліджується. При практичних розрахунках було відмічено, що результати розрахунків залежать від похибки вимірів часу τ_{xx} , τ_{xy} , τ_{xz} і τ_{xko} , τ_{xyo} , τ_{xzo} . Це зробило необхідним провести дослідження впливу похибок вимірів часу на похибку виміру напружень. В результаті було встановлено, що модуль різниці між точним значенням τ_{yy} і τ_{zz} і відповідними значеннями, які вираховуються за формулами (5.38) з деякою похибкою у визначенні τ_{xko} , τ_{xyo} , τ_{xzo} характеризується відносною величиною

$$\tau_{xx}, \tau_{xy}, \tau_{xz} \bar{\Sigma} = \sum_i^3 \varepsilon_i / 3$$

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\tau_{xko \text{ ТОЧКА}} - \tau_{xko}^{екс}}{\tau_{xko \text{ ТОЧКА}}}$$

$$\varepsilon_{xy} = \frac{\tau_{xyo \text{ ТОЧКА}} - \tau_{xyo}^{екс}}{\tau_{xyo \text{ ТОЧКА}}}$$

(5.18)

$$\varepsilon_{xz} = \frac{\tau_{xzo \text{ ТОЧКА}} - \tau_{xzo}^{екс}}{\tau_{xzo \text{ ТОЧКА}}}$$

і може бути визначена наступним чином:

$$|\tau_{ууточн} - \tau_{ууекс}| \sim \frac{\varepsilon}{\alpha} \quad (5.19)$$

де α - коефіцієнт пропорційності між часом поширення УЗ хвиль і напруженням;

$\varepsilon \bar{\Sigma}$ - середня похибка виміру відповідних часів за формулою (5.18). Вираз (5.19) означає, що різниця напруг по абсолютній величині пропорційна ε/α . Залежність (5.19) визначає межі необхідної точності при вимірюванні часів поширення УЗ хвиль в незавантаженому стані. Ця багатопараметрична залежність дозволяє визначити товщини стінок, для яких точність виміру напружень буде достатньою для задоволення інженерних розрахунків і визначає з якою точністю необхідно проводити виміри часу або швидкості поширення УЗ хвиль в незавантаженому об'єкті для зафіксованої товщини стінки конкретного матеріалу, що досліджуються. Аналіз точності роботи апаратури і обчислень за формулою (5.19) дозволяє зробити висновок про те, що для трубопровідних сталей корисно буде створення банку даних, а також по постійним характеристикам матеріалу $\delta V_{xx}, \delta V_{xy}, \delta V_{xz}, \delta \tau_{xx}, \delta \tau_{xy}, \delta \tau_{xz}$ в функції відповідних напружень. Ці залежності визначаються як на об'єкті так і експериментально на зразках відповідних марок трубних сталей.

Інформація, яка отримана в результаті аналізу за вищоприведеною методикою, використовується при розробці приладів для контролю напружено-деформованого стану трубопроводів та інших об'єктів, які вимагають неруйнівних методів контролю технічного стану цих об'єктів.

Виходячи з вищеприведеної методики можна викласти загальні вимоги до параметрів УЗ апаратури, яка дає можливість реалізувати вимір

напружень в об'єкті. Відомо, що всі методи акустичної тензометрії можна розбити на 3 типи:

- вимір абсолютного значення параметру по якому визначається контрольований ($\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{xx}$);
- вимір змін або відносної зміни абсолютного значення параметру ($\tau_{xy}, \tau_{yy}, \Delta\tau_{xx}, \Delta\tau_{yy}$);
- вимір відносної різниці швидкості або часу двохполяризованих УЗ коливань з ортогональними площинами поляризації, що поширюються в одному напрямку по одному акустичному шляху ($\delta\tau_{xy}, \delta\tau_{xz}, \delta\tau_{xx}$).

Враховуючи напружений стан трубопроводу, а також його геометричні розміри для контролю напружень можна вибрати метод при якому визначається час поширення УЗ хвиль, при цьому використовуються виміри часу поширення поздовжних і зсувних орієнтованих в двох напрямках під кутом 90° між ними хвиль. Вище була отримана залежність, що визначає максимально допустиму похибку виміру часу поширення УЗ хвиль. Надамо оцінку цієї похибки для аргументованого вибору методу вимірювання.

Згідно технічних умов максимальна похибка визначення напружень в трубопроводі $\Delta\delta$ може складати 3 % від межі пропорційності матеріалу трубопроводу для сталі $\Delta\delta$ складає ± 5 МПа.

Мінімальне значення коефіцієнту α складає $2,5 \times 10^{-6}$ МПа⁻¹. Таким чином можна визначити максимально допустиму похибку виміру ε :

$\varepsilon = \Delta\sigma \cdot \alpha = 5 \cdot 2,5 \cdot 10^{-6} = 1,25 \cdot 10^{-5}$, тобто вимоги до точності виміру часу розповсюдження УЗ хвиль досить жорсткі.

В табл. 5.1 наведені відносна похибка і максимальний час виміру для різних методів вимірювань.

Таблиця 5.1 - Відносні похибки і часи виміру різних методів УЗ вимірювань

Метод вимірювання	Параметр	Відносна похибка	Час виміру, с
А. Абсолютних значень:			
частотно-імпульсний метод накладання	f_n, T_n	$\leq 10^{-4}$	≤ 20
синхроколо (автоциркуляція)	f_c, T_c	$\leq 10^{-5}$	≤ 1
подвійного зондуючого	f_n, T_n, t_z	$\leq 10^{-4}$	≤ 20
розрахунково-імпульсний	χ_u	$\leq 3 \times 10^{-4}$	≤ 1
Б. Величин акустичної анізотропії:			
метод нульової амплітуди	$f_{узк}$	$\leq 5 \times 10^{-4}$	≤ 30
модифікований резонансний	f_1 і f_2	$\leq 3 \times 10^{-3} \dots 2 \times 10^{-4}$	≤ 30

В таблиці прийняті наступні позначення:

f - частота; T - період; t - тривалість; n - частота синхронізації, при якій відбувається накладання; z - час затримки, при якому відбувається накладання; c - частота автоциркуляції запуску генератора УЗК; k - інтервал часу, що вимірюється; УЗК - несуча частота УЗ імпульсів при якій амплітуда луно-сигналу дорівнює нулю; 1, 2 - частоти першого і другого резонансних піків.

Як видно з таблиці, найменшу похибку мають методи виміру абсолютних значень параметрів, серед яких можна виділити метод синхрокола, що має найменшу похибку при досить невеликому часі виміру.

Значним фактором при виборі методу УЗ контролю є геометричні і лінійні розміри об'єкту в вибраному напрямку прозвучування. Це пояснюється тим, що відносну похибку акустичних вимірів необхідно відносити до абсолютної величини акустичного шляху, або часу

поширення, що вимірюється. В результаті чим більший акустичний шлях (час поширення, що може відповідати виміру між першим і g-м луно-сигналами, а це еквівалентно збільшенню бази в $2(n-2)$ разів), тим більше точність вимірювання, і тим простіший метод вимірювання можна застосувати.

При акустичній тензометрії трубопроводу достатньо просто отримати серію відбитих луно-сигналів, а це дає можливість додатково підвищити точність вимірів. Так, при використанні, наприклад, четвертого відбитого імпульсу, необхідно забезпечити наступну похибку вимірювання:

$$\varepsilon_{(4)} = \varepsilon_{(1)} 2^{(n-1)} = 1,25 \cdot 10^{-5} \cdot 2^{(4-1)} = 7,5 \cdot 10^{-5}$$

В таблиці 5.1. наведені методи УЗ вимірювань, що використовуються в залежності від геометричних характеристик об'єкту контролю. Як видно з таблиці, для контролю напружень в трубопроводі, товщина стінки якого змінюється в діапазоні 5 ... 20 мм, оптимальним є метод синхрокола.

Враховуючи все вищесказане, для дослідження напружено-деформованого стану трубопроводу необхідно застосувати ультразвуковий метод з використанням одної поздовжньої та двох поперечних орієнтовних під кутом 90° між собою, УЗ хвиль, при цьому вимір часу поширення УЗ хвиль проводився методом синхрокола. Цей метод вимірювання застосовується в приладах типу "Уренгой", "Сигма", розроблених в Україні, а також HUPETRON сумісна розробка Чехія-Україна. Ці прилади використовуються при дослідженні напруженого стану трубопроводів в Україні.

Одним із фізичних методів, що використовується для вимірів напружень в виробничих умовах є електромагнітний метод. Метод засновано на використанні характеристик ферромагнітних матеріалів під дією механічних напружень.

Остання модель [] типу - MESTP . розроблена на базі вимірювача ИНИ-1 з врахуванням робіт, що проведені розробниками на підприємствах газового комплексу країн СНД в тому числі і “Укргазпром”.

Вимірювач включає: електромагнітний перетворювач, блок живлення на хімічних елементах, електронний вимірювальний блок. Під дією механічних напружень відбувається зростання магнітних променів - ферромагнітів, що приводить до анізотропії магнітних властивостей.

При намагнічуванні зовнішнім магнітним полем відбувається зміна вектору намагніченості по напрямку і величині. Величина цієї зміни є інформативним параметром цього методу виміру механічних напружень.

Ця апаратура може застосовуватися як при дослідженні діючих так і при реконструкції магістральних трубопроводів в Україні, а також для оцінки технічного їх стану з врахуванням дефектів труб.

5.3 Вибір методів оцінки технічного стану газопроводів з врахуванням дефектів труб

Зі збільшенням термінів експлуатації все актуальнішою стає проблема забезпечення ефективної та безперервної роботи трубопровідного транспорту, в розв'язанні якої головна роль відводиться удосконаленню існуючих та створенню новітніх безпечних і надійних методів виконання робіт під час ремонту та технічного обслуговування магістральних трубопроводів []. Найбільш важливими серед них є роботи по врізуванню відводів в магістральні трубопроводи під тиском та поновленню несучої здатності лінійної частини трубопроводу з корозійно-механічними пошкодженнями.

Пошкодження труб підземних магістральних трубопроводів найчастіше мають корозійно-механічну природу, і їх можна поділити на такі групи.

- великі (за площею) корозійні пошкодження на зовнішній поверхні труб, які виникають в місцях порушення ізоляції труб в умовах значної корозійної активності ґрунту. Для таких пошкоджень характерний більш-менш рівномірний процес розвитку корозії як у просторі, так і в часі. В певній мірі цей процес прискорюється діючими на трубу навантаженнями (насамперед внутрішнім тиском). Головна небезпечність через такі пошкодження полягає у можливості недопустимого зниження товщини стінки внаслідок корозії і виникнення в зв'язку з цим загрози руйнування стінки;

- локалізовані корозійно-механічні пошкодження у вигляді поверхневих каверн (виразок) чи заглиблень з округлим дном. В зоні таких пошкоджень виникає значна концентрація напружень - до величин, які перевищують границю текучості матеріалу. Внаслідок цього при циклічному (повторно-статичному) навантаженні, характерному для магістральних нафтогазопроводів, відбувається процес реверсивного пластичного течіння матеріалу, що в сукупності із дією корозійного середовища може привести до виникнення тріщин біля такого концентратора та спричинити руйнування труби;

- тріщиноподібні дефекти в матеріалі труби при достатньо малих розмірах теж не викликають негайного руйнування трубопроводу від експлуатаційних навантажень. Проте під дією циклічних навантажень і агресивного середовища відбувається їх корозійно-втомлене підростання аж до досягнення розмірів, небезпечних для цілісності труби. В деяких випадках (зокрема, при підвищенні концентрації водню, який проникає в метал із транспортованого газу та з зовнішнього середовища, що оточує трубопровід) можливе корозійне розтріскування матеріалу, при цьому

процес зародження і росту тріщин відбувається і в умовах статичного навантаження.

Залишковий ресурс трубопроводу відповідає часу, протягом якого існуючі в тілі труби дефекти та пошкодження, розвиваючись, досягають критичних розмірів.

Згідно з Американським стандартом ANSI/ASME B.31G працездатність труб у випадку виникнення корозії визначається геометричними розмірами дефектів, орієнтованих уздовж їх осі. Визначення неприпустимих корозійних пошкоджень ведеться з урахуванням таких припущень:

- корозійне пошкодження стінок труби має параболічну форму;
- границя текучості металу труби перевищує ту ж характеристику цієї сталі в листовому прокаті на 11%;
- дефекти глибиною до 10% від товщини стінки труби не потребують ремонту;
- труби з дефектами глибиною, що перевищує 80% товщини стінки, вилучаються із експлуатації;
- труби з дефектами глибиною до 80% від товщини стінки повинні ремонтуватися.

Оцінка допустимого розміру дефекту, розташованого уздовж осі труби, виконується згідно залежності:

$$\sigma_p = 1,11\sigma_t \left[\frac{A_o - A}{A_o - A/M} \right], \quad (5.20)$$

де $A_o = Lt$ - площа наскрізного дефекту такої ж товщини, що й поверхневого дефекту стінки труби;

L - довжина дефекту;

t - товщина стінки труби;

$A = cdL$ - площа поверхневого дефекту;

M - коефіцієнт Фоліаса;

c - коефіцієнт відхилення перерізу дефекту від прямокутної форми;

d - максимальна глибина дефекту;

σ_p - руйнівні напруження;

σ_T - границя текучості сталі.

Тоді тиск, при якому виникає руйнування труби з поверхневим дефектом параболічної форми, можна визначити згідно з такою формулою:

$$P = 1,11\sigma_T \frac{t}{R} \times \frac{1 - 0,67d/t}{1 - 0,67d/tM}, \quad (5.21)$$

а для труби з дефектом прямокутної форми

$$P = 1,11\sigma_T \times \frac{1 - d/t}{1 - d/tM}. \quad (5.22)$$

Рівняння (5.31) і (5.32) можуть бути використані не тільки для визначення тиску, при якому виникає руйнування, але й для визначення допустимого розміру дефекту при заданому тиску. В цьому випадку довжина дефекту враховується тільки через фактор Фоліаса, значення якого можна розрахувати за спрощеною формулою:

$$M = \sqrt{1 + 0,8L^2/Dt}, \quad (5.23)$$

де t - товщина стінки труби;

D - діаметр труби;

L - довжина дефекту.

Труби повинні бути надійними в експлуатації при номінальному значенні робочих напружень, яке дорівнює σ_T (при рівні кільцевих напружень PR/t). При цьому максимальна протяжність дефекту L для даної глибини корозії буде складати:

$$L_{кр} = 1,12B\sqrt{Dt}, \quad (5.24)$$

де $B = \sqrt{M^2 - 1}$ - для дефектів, які мають глибину меншу за 80% від товщини стінки.

У цьому випадку:

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1,11d/t - 0,167}\right)^2 - 1}. \quad (5.25)$$

Згідно з приведеними формулами, були розраховані критичні розміри допустимих поверхневих корозійно-механічних пошкоджень для трубопроводів з різними геометричними параметрами труб. Отримані результати приведені на рис. 5.7 у вигляді графіків.

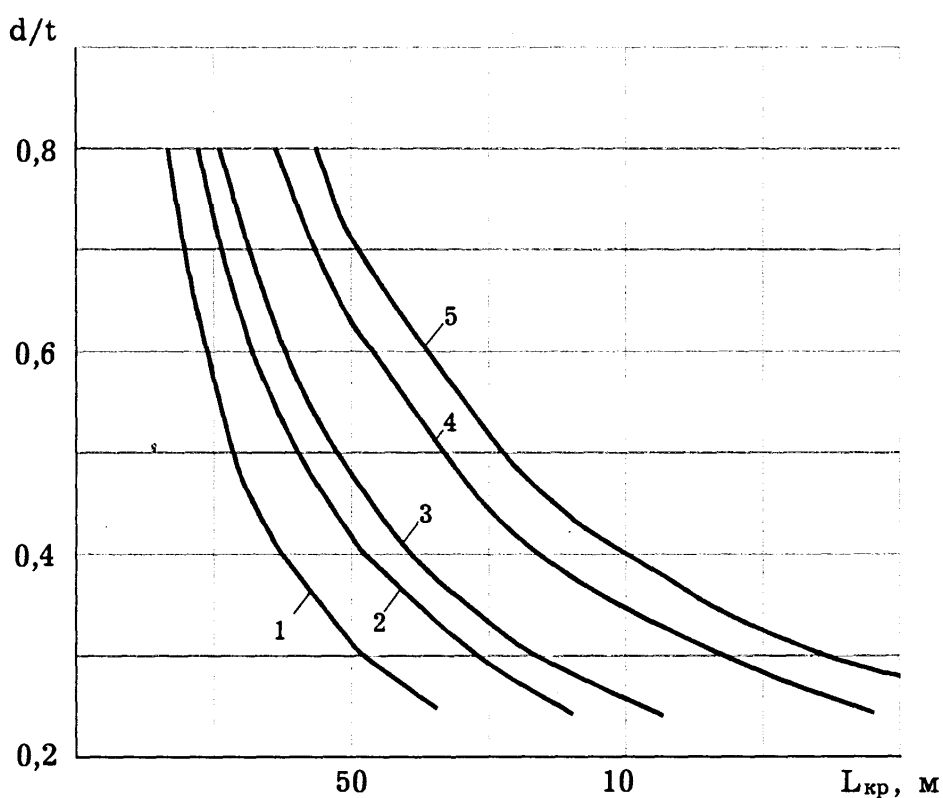


Рис. 5.7 Критичні розміри корозійно-механічних пошкоджень для труб з різними геометричними параметрами:

- 1 - Дзв = 325 x 8 мм; 2 - Дзв = 530 x 9 мм;
3 - Дзв = 720 x 9 мм; 4 - Дзв = 1020 x 12 мм;
5 - Дзв = 1220 x 14 мм

Вибір методу відновлення труб виконується залежно від виду, розмірів та взаємного розміщення корозійних пошкоджень, а також виходячи з критичних розмірів дефектів для конкретного трубопроводу. При цьому старіння металу труб за час експлуатації враховується через такі коефіцієнти: 0,9 - для трубопроводів, які експлуатовані на протязі 10-20 років, 0,7 - 20-30 років та 0,5 - більше ніж 30 років []. З урахуванням цих факторів метод відновлення неясної здатності трубопроводів пропонується вибирати з такого ряду методів:

- усунення концентраторів напружень з поверхні шліфуванням (“ШЛ”);
- встановлення підсилюючого бандажу (“ПБ”);
- застосування геометричної муфти з технологічними кільцями (“ГМ”);
- заварювання корозійних виразок (“ЗВ”);
- застосування заплат-муфт (“ЗМ”);
- заміна котушки або ділянки без припинення транспортування газу (“ЗК”);
- врізування відводів та лупінгів (“ВВ”).

5.4 Нормативно-технічне забезпечення капітального ремонту

Усунення концентраторів напружень з поверхні шліфуванням з наступним нанесенням ізоляційного покриття застосовується в тих випадках, коли глибина поодиноких корозійних пошкоджень не перевищує 20% від номінальної товщини стінки труби, а довжина пошкодження менша за половину критичної.

Поодинокими визнаються дефекти, відстань між якими перевищує довжину найбільшого дефекту. В іншому випадку сукупність дефектів буде

прийматися за один дефект, який має сумарну довжину всіх дефектів, що розташовані поряд.

Цей метод - єдиний з наведених вище, що не передбачає застосування зварювання. Всі інші пов'язані з особливостями процесу зварювання, серед яких важливе місце займає фактор локального розігріву дугою стінки труби, що знаходиться під внутрішнім тиском.

З метою підвищення безпечності виконання зварювальних робіт на діючих трубопроводах та надійності зварних з'єднань під час експлуатації Інститутом електрозварювання ім. Є.О Патона розроблені принципово нові конструктивно-технологічні рішення стосовно ремонту трубопроводів під тиском [], які розглядаються нижче .

Встановлення розрізного бандажу (рис.5.8) виконується в тому випадку, коли максимальна глибина поодиноких дефектів або групових корозійних ушкоджень не перевищує 40% від номінальної товщини стінки труби, а максимальна довжина - значно менша критичної для даної труби. Критична довжина розраховується за критеріями механіки руйнування.

У цьому разі ширина бандажу не повинна перевищувати половини зовнішнього діаметру труби з метою забезпечення щільного примикання оболонок. Якщо зазначених розмірів бандажу недостатньо для перекриття пошкоджених ділянок не менше, ніж на 50 мм з кожного боку, можна встановлювати кілька бандажів із технологічним зазором між ними 4-6 мм.

Зазори після зварювання поздовжніх швів заповнюються герметиком. В цьому випадку внутрішня проточка торців бандажів не виконується.

Застосування розрізних герметичних муфт із технологічними кільцями (5.8,б) пропонується в таких випадках:

- глибина корозійних пошкоджень труби перевищує 40% від номінальної товщини її стінки;

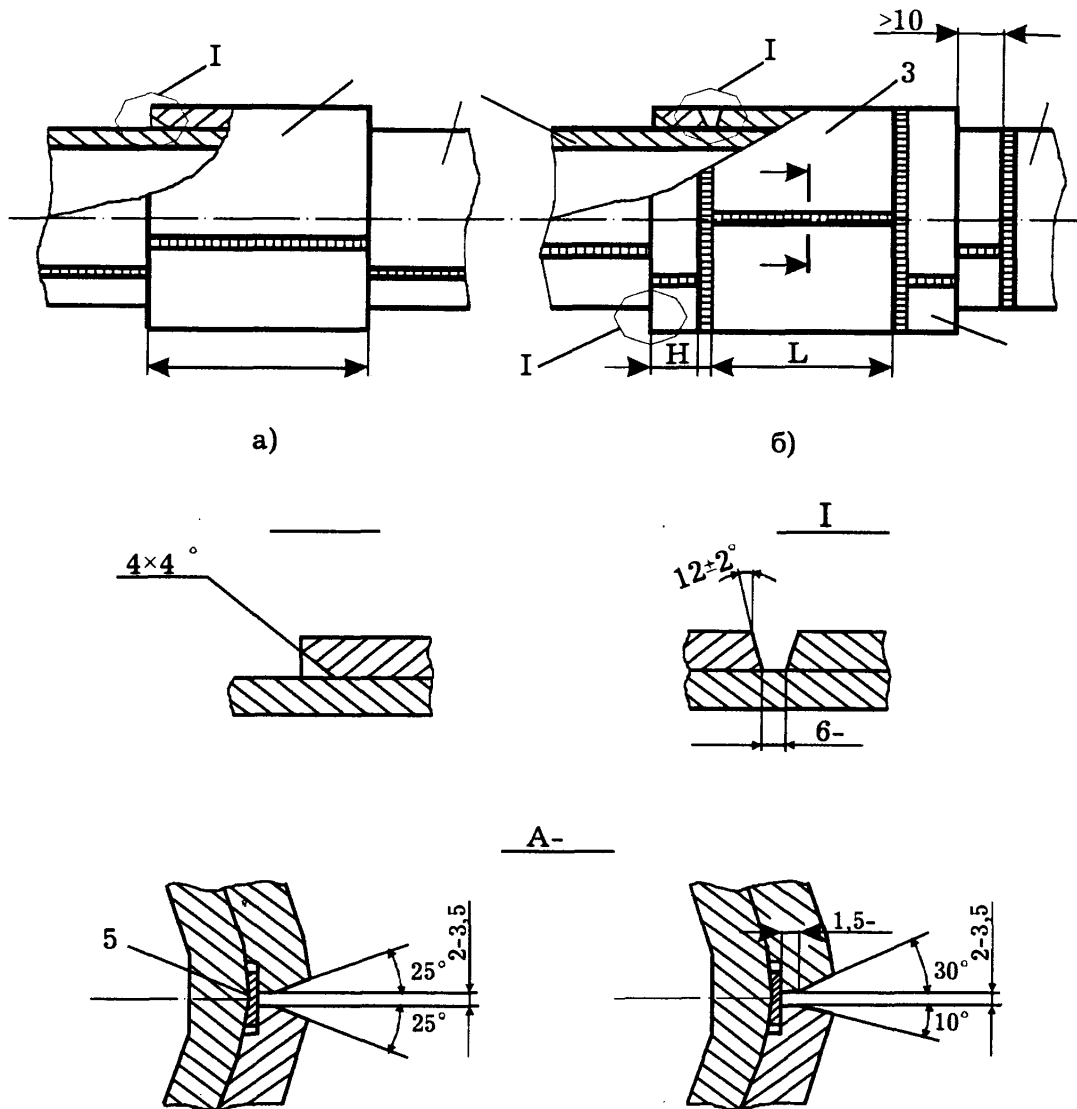


Рис. 5.8 Конструктивні схеми ремонту газопроводу під тиском
 а) - розрізний бандаж; б) - герметична муфта з технологічними кільцями;

1 - трубопровід; 2 - бандаж; 3 - муфта;
 4 - технологічне кільце; 5 - металева підкладка.

- дефекти мають меншу глибину, ніж у першому випадку, але їх довжина близька до критичного значення;

- розміщення множини дефектів має окружний характер.

Довжина муфт не повинна перевищувати зовнішній діаметр труби, а ширина технологічних кілець повинна дорівнювати 80...100 мм для труб діаметром до 630 мм і 120-140 мм - для труб $D_{\text{у}} \geq 700$ мм.

Зниження рівня кільцевих напружень в стінці трубопроводу при робочому тиску за рахунок підсилюючих оболонок буде прямопропорційно залежати від їх товщини і внутрішнього тиску під час ремонту (рис.5.9).

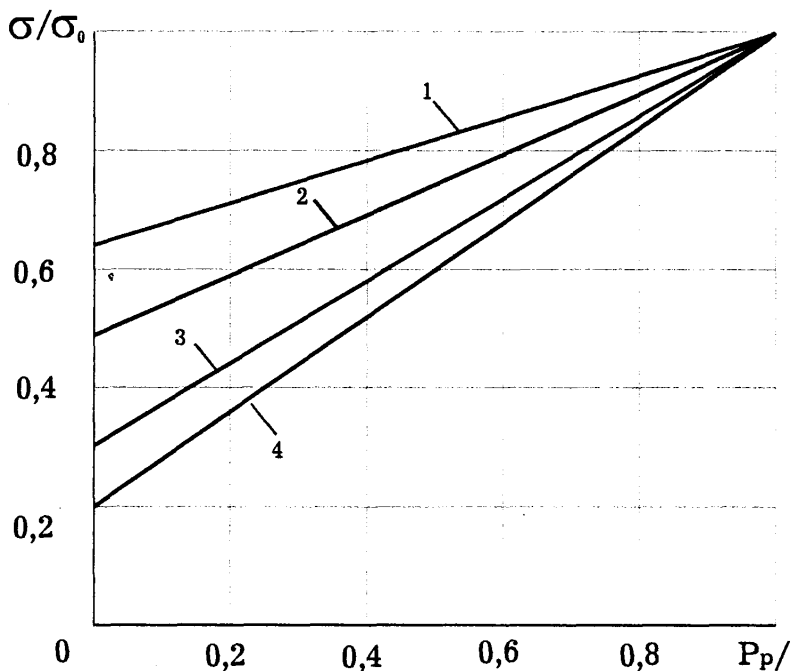


Рис. 5.9 Графік зміни напружень у стінці трубопроводу в залежності від рівня тиску під час встановлення підсилюючих кілець різної товщини, коли t_σ/t_r дорівнює: 1 - 0,5; 2 - 1,0; 3 - 2,0; 4 - 4,0, t_σ - товщина бандажного кільця; t_r - товщина стінки газопроводу; P_p - тиск в трубопроводі під час ремонту; P_0 - робочий тиск; σ/σ_0 - кільцеві напруження в трубопроводі при робочому тиску

Заварювання корозійних виразок на газопроводі під тиском виконується за таких умов:

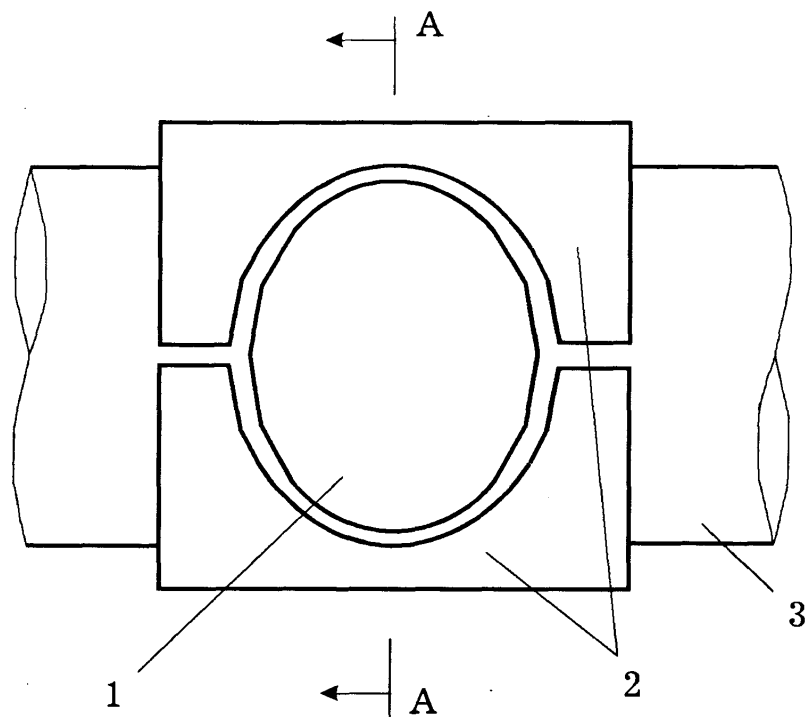
- максимальний розмір (діаметр, довжина) пошкодження не перевищує 20 мм;
- залишкова товщина стінки труби в місці пошкодження не менша за 5 мм;
- відстань між найближчими пошкодженнями та до зварних з'єднань трубопроводу не менша ніж 100 мм;
- внутрішній тиск в газопроводі під час ремонту не перевищує 3,5 МПа.

Для поодиноких дефектів з шириною або довжиною, що не перевищує 20 мм та глибиною пошкоджень, що перевищує 40% від номінальної товщини стінки труби, можливе застосування заплат-муфт з метою відновлення несучої здатності лінійної частини трубопроводу (рис.5.10). При цьому максимальний розмір заплати не повинен перевищувати 0,5 Дз (Дз - зовнішній діаметр) і бути більшим за 350 мм.

У випадку виявлення корозійних пошкоджень лінійної частини газопроводу на великому відрізку або знаходження тріщин, наскрізних дефектів, а також механічних пошкоджень, розміри яких перевищують допустимі будівельними нормами, доцільна заміна таких ділянок без зупинки транспорту газу за рахунок встановлення байпасної лінії, яка врізається у газопровід під тиском.

Під час реконструкції та спорудження нових газопровідних систем, газифікації сільських районів і поселень, приєднання побудованого лупінгу до діючого магістрального газопроводу можливе виконання врізок відводів у трубопроводі під тиском із застосуванням дугового зварювання та розрізних трійників (рис.5.11).

Розроблені нові конструктивно-технологічні схеми поки що з успіхом використовуються під час врізування відводів у магістральні нафтопроводи під тиском, встановлення засувки для перекриття магістралей та



A - A

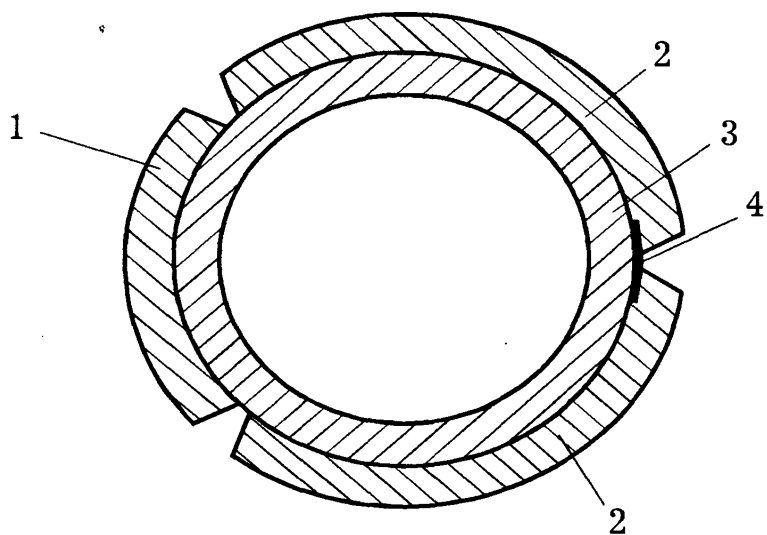


Рис. 5.10 - Схеми монтажу заплати-муфти

1 - заплата; 2 - технологічні сегменти;
3 - трубопровід; 4 - підкладка.

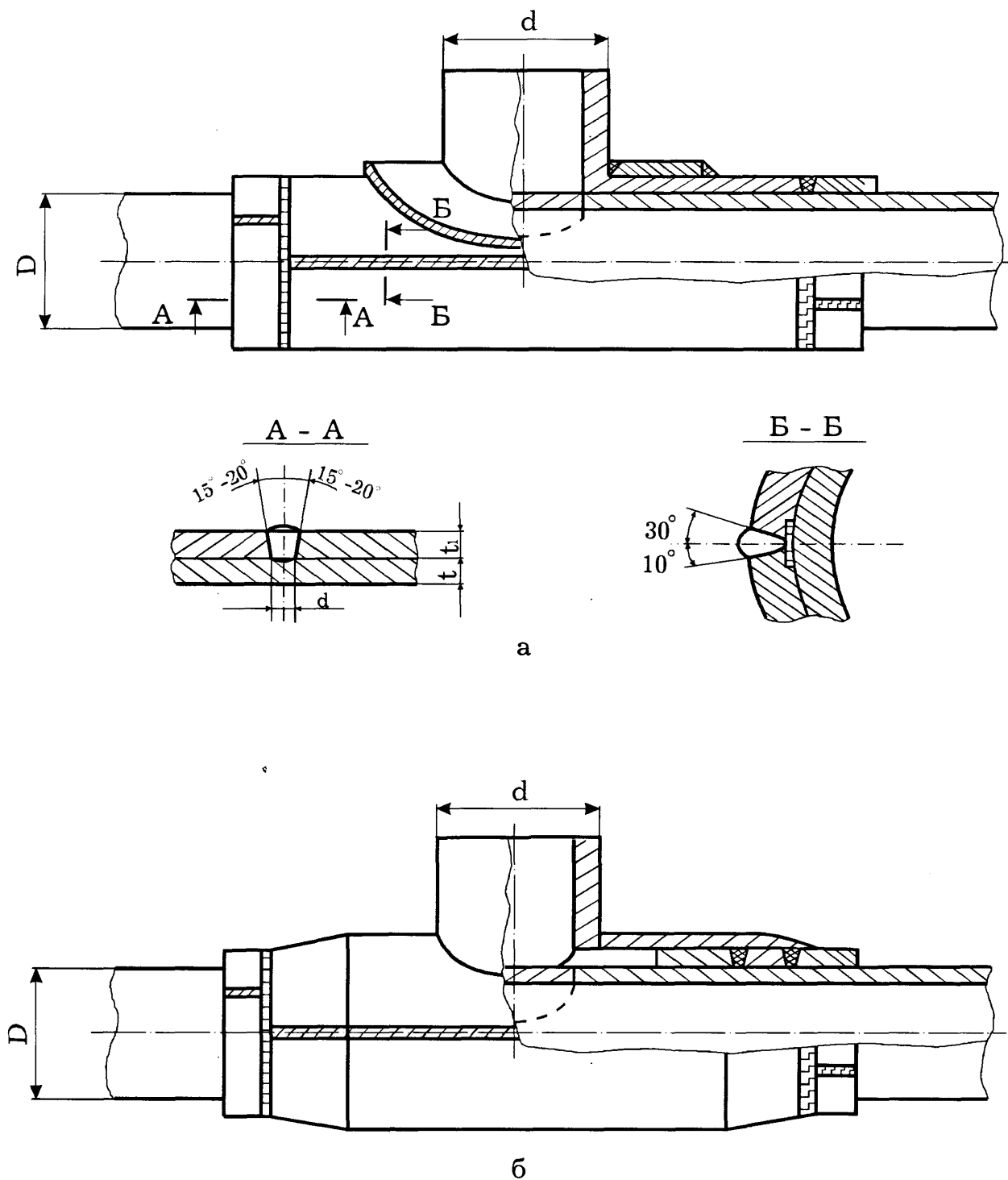


Рис. 5.11 - Конструктивні технологічні схеми дугового зварювання різних трійників на трубопроводі під тиском
 а - перехідних; б - рівнопрохідних.

відновлення пошкоджених корозією ділянок нафтопроводів без зупинки транспортування продукту [].

З метою спрощення вибору методу ремонту лінійної частини трубопроводу з різними дефектами співробітниками АТ “Інститут транспорту нафти” та ІЕЗ ім. Є.О. Патона була розроблена програма REMONT - “Аналіз даних внутрітрубного дефектоскопу та видача рекомендацій щодо ремонту дефектів трубопроводу”.

За допомогою цієї програми, спираючись на результати контролю технічного стану конкретної ділянки трубопроводу за допомогою внутрітрубного дефектоскопу фірми “Pipetronix” та на розрахунки максимального робочого тиску в залежності від режиму роботи нафтопроводу, були видані рекомендації стосовно ремонту ділянки нафтопроводу “Полоцьк-Вентспілс” на відрізьку 112 км.

На рис. 5.12 наводиться приклад зіставлення вихідних та розрахункових даних, на базі яких призначається спосіб ремонту. Кількісне розподілення видів ремонту на вказаній ділянці приведено на гістограмі (рис. 5.13). Видно, що найбільший обсяг ремонтних робіт складає заварювання виразок та підсилення бандажами і герметичними муфтами.

Ця програма, з деяким доопрацюванням, з успіхом може бути застосована і для магістральних газопроводів, після отримання даних щодо їх технічного стану за допомогою дефектоскопів фірм “Tuboscope”, “Pipetronix”, “H.Rosen”.

За теперішнього часу АТ “Інститут транспорту нафти” та Інститут електрозварювання ім.Є.О. Патона НАНУ разом з АТ «Укртрансгаз», проводять спільні роботи по створенню нормативно-технічної документації стосовно ремонту діючих магістральних трубопроводів під тиском із застосуванням конструктивних елементів і дугового зварювання.

Ведомость исходных и расчетных данных

16/01/2012 12:43 PM

Нефтепровод Палюк - Вентспилс
Участок Дижуксте - Вентспилс
Режим 2-2-2

Обозначение дефекта	Расчетное давление трубы, кг	Средний диаметр, мм	Толщина стенки трубы, мм		Значение дефекта % от толщины	Расстояние от начала трубы, м	Длина дефекта, мм	Коррозия, мм	Макс. допустимое давление для трубопровода, МПа		Разбег для монтажа, МПа	Рекомендация по ремонту дефекта
			проектная	фактическая					по проект. толщ.	по факт. толщ.		
Заданная	186.978	56.79	7.5	7.5					4.49	4.49	4.39	
Дефект 259	190.032	54.05	9	7.2	20	10	30	241.3	4.5	3.59	4.31	Блокж
Дефект 260	191.760	60.59	7.5	4.8	36	11	20	87.94	4.49	2.86	4.13	Муфта
Дефект 261	194.106	63.8	7.5	4.5	40	11	20	78.19	4.49	2.68	4.12	Муфта
Дефект 262	195.127	73.05	7.5	5.65	25	10	16	142.55	4.49	3.36	4.01	Защита
Дефект 263	195.394	71.69	7.5	5.7	24	3	28	152.47	4.49	3.41	3.99	Блокж
Дефект 264	195.489	71.17	7.5	5.63	25	1	22	142.55	4.49	3.36	3.99	Блокж
Дефект 265	193.557	72.41	7.5	5.91	26	4	14	134.1	4.49	3.32	3.99	Защита
Дефект 266	195.524	73	7.5	5.55	26	5	10	134.1	4.49	3.32	3.95	Защита
Дефект 267	196.364	73.42	7.5	5.63	25	10	12	142.55	4.49	3.36	3.94	Защита
Дефект 268	196.641	73.3	7.5	4.88	35	12	28	98.84	4.49	2.61	3.93	Муфта
Дефект 269	197.1	75.45	7.5	4.8	36	1	8	87.94	4.49	2.86	3.89	Муфта
Блокж	197.782	75.94	7.5	7.5					4.49	4.49	3.84	
Дефект 270	198.165	76.2	7.5	5.85	22	9	12	178.78	4.49	3.5	3.85	Блокж
Дефект 271	199.401	85.77	7.5	5.18	31	7	12	105.21	4.49	3.09	3.88	Защита
Дефект 272	199.489	85.55	7.5	4.8	36	8	12	87.94	4.49	2.86	3.88	Муфта
Дефект 273	199.525	84.46	7.5	6	20	10	52	220.24	4.49	3.59	3.88	Блокж

Рис. 5.12 - Приклади вихідних та розрахункових даних для вибору методу ремонту

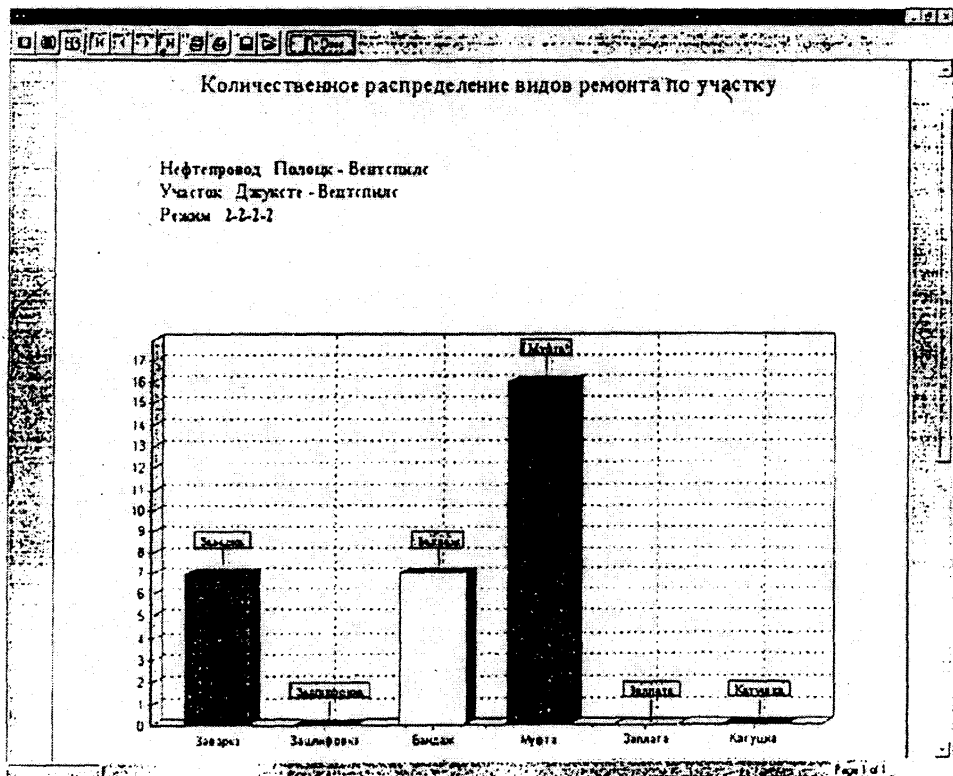


Рис. 5.13 - Кількісне розподілення видів ремонту на дільниці нафтопроводу

Висновки по розділу 5

1 Запропоновано новий метод ідентифікації параметрів системи електрохімзахисту магістральних газопроводів з врахуванням зони Роджерса з подальшою його модефікацією та врахуванням дії анодного поля;

2 Проведений аналіз застосування методу інтегральної оцінки корозійного стану трубопроводу з використанням струмів змінної чистоти на Україні і в інших державах, який свідчить про необхідність врахування можливості отримання від'ємних результатів. Пропонуються шляхи виходу з цієї ситуації за рахунок застосування методики виміру падіння змінної напруги вздовж трубопроводу;

3 Розглянуто питання застосування різних методів визначення напруженого стану газопроводів і запропонована методика його оцінки акустичним методом і методом магнітної анізотропії;

4 Показано, що застосування акустичного методу дозволяє поряд з визначенням напружень використовувати його для створення методики по ідентифікації марок сталі і пружних констант матеріалу трубопроводу;

5 Виконаний аналіз та запропонована методика визначення технічного стану трубопроводу з врахуванням дефектів труб, яка заснована на застосуванні теорії міцності з врахуванням досвіду і міжнародних стандартів;

6 Запропоновано для впровадження при ремонті газопроводів під тиском методи усунення дефектів в трубопроводі в залежності від розмірів дефектів і режимів роботи.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

1. В результаті теоретичних та експериментальних досліджень розв'язана важлива народно-господарська задача удосконалення діагностування технічного стану та способів ремонту магістральних газопроводів, підвищення темпів і ефективності його виконання.

2 Розроблена стратегія прогнозування міцності та договічності лінійної частини магістральних газопроводів дозволяє висвітлити та проаналізувати широке коло проблем, пов'язаних з їх функціонуванням. Стратегія включає побудову загальної ієрархії системи прогнозування міцності та договічності газопроводів з виділенням основних елементів, зазначенням їх місця та зв'язків, окресленням комплексу пов'язаних з ними методичних проблем.

3 Запропонована методика визначення фізико-механічних властивостей трубних сталей методом акустичної емісії за критерієм інтенсивності пошкоджень A_i і R_i , які є результатом розрахунків параметрів акустичної емісії, що дозволяє проводити кількісну оцінку пошкодженості матеріалу труб.

4 Розглядаючи ізоляційно-укладальну колону з розрахункової точки зору як балку на пружній основі, розроблено алгоритм оцінки НДС трубопроводу при капітальному ремонті, та проведена числова його реалізація на конкретному прикладі ремонту трубопроводу діаметром 700 мм.

5 Аналітично моделюючи форму деформації трубопроводу при його просторовому деформуванні, розв'язана задача забезпечення мінімальних напружень у трубопроводі шляхом знаходження мінімуму функціоналу з врахуванням особливостей процесу деформування.

6 Показано, що при заданій окружній довжині вмятини її форма мало впливає на критичний тиск в'язкого руйнування, що відкриває принципову

можливість схематизації дефектів типу вмятин за ступенем їх небезпеки в нормативних документах.

7 Розроблено алгоритм розрахунку залишкової міцності газопроводів з дефектами форми типу вмятин. Показано, що при $\lambda > 1$ спостерігається різке зменшення міцності матеріалу труб.

8 Проведений аналіз застосування методу інтегральної оцінки корозійного стану газопроводів з використанням струмів змінної частоти та запропоновані шляхи його удосконалення.

9 Розглянуто питання застосування різних методів визначення напруженого стану газопроводів у трасових умовах. Показано, що застосування акустичного методу поряд з визначенням напружень можна використовувати для ідентифікації марок сталей та визначення пружних констант матеріалу.

10 Запропоновані для впровадження при ремонті газопроводів під тиском нові методи в залежності від розмірів дефектів і режимів роботи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Акимов Г.В. Основы учения о коррозии и защите металлов. М: Металлургиздат, 1946, 463 с. с ил.
2. Акамов Г.В. Основы учения о коррозии и защите металлов. М: Металлургиздат, 1946, 463 с. с ил.
3. Антронов Л.И. Теоретическая электрохимия. М: Высшая школа, 510 с. с ил.
4. Андрианов В.Р. Некоторые закономерности отказов подводных переходов магистральных газонефтепроводов. Строительство трубопроводов. 1997, № 3. - с. 19-20.
5. Апплгейт Л.М. Катодная защита. М: Государственное научно-техническое издательство по черной и цветной металлургии, 1963, 256 с. с ил.
6. Апплгейт Л.М. Катодная защита. Пер.с англ. Под ред. Л.П. Акипфиева
7. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность: Справ. пособие.- М: Недра, 1991.- 2887 с.
8. Бабин Л.А. и др. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. М.: Недра, 1979.
9. Бекман В. Хейм Г. Критерии катодной защиты. Сб. "Катодная защита от коррозии" пер. с нем. Под ред. Б.А. Притулы. М.: Госэнергоиздат, 1962.
10. Берман А.Б., Нейма Б.Е. Оценка пористости песчаных коллекторов, насыщенных пресными водами. Сб. "Нефтегазовая геология и геофизика". М.: изд-во ЦНИИТЭНЕФТЕГАЗ, 1963.
11. Березин В.Л., Рощепкин К.И., Телегин Л.Г. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1978.
12. Боршов Г.И. Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов. М.: Недра, 19887, 126 с.
13. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов.- М.: Недра, 1977.

14. Борисов Б.И. Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов. - М.: Недра, 1987. - 126 с.
15. Борисов Б.И. Исследование процессов трещинообразования в покрытиях на трубах в грунтовой среде. - Физико-химическая механика материалов. 1973, № 4.
16. Белов В.М., Подлевских М.Н. Акустикоэмиссионная диагностика трубопроводов и сосудов, работающих под давлением // Безопасность труда в промышленности.- 1995.- № 9. - с.53-55.
17. Белов В.М. Дефектоскопия потенциально опасных участков трубопроводов методом акустической эмиссии// Безопасность труда в промышленности. - 1994.- № 7.- С.14-17.
18. Бобренко В.В., Вангели В.С., Куценко А.Н. Акустическая тензометрия (Теория и практика). Кишинев, "ШТИИНЦА", 1991 г.
19. Бессонов А.А. Теоретические основы электротехники.- "Высшая школа", 1984.
20. Бут В.С., Грецький Ю.Я. К проблеме присоединения отводов к магистральным трубопроводам в условиях эксплуатации. - "Автомат. сварка". - 1997.- № 6, с. 25-33.
21. Бут В.С. До проблеми ремонту магістральних газопроводів під тиском. - "Сварщик". - 1998. - № 1, с. 6-7.
22. Бут В.С. Присоединение отводов дуговой сваркой к магистральным нефтепроводам под давлением. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1991. - 91 с.
23. Ведомственные строительные нормы. Проектирование промысловых трубопроводов". ВСН 51-3-85. Мингазпром. М.: ВНИИЭгазпром. - 1985.
24. Вислобіцький П.А. Розрахунки граничних станів колон труб та трубопроводів. Київ: Логос, 1997.- 362 с.
25. Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов.- М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - 179 с.

26. Велиюлин И.И. Совершенствование методов ремонта газопроводов. М.: - 1997. - 223 с.
27. Вэнс Э.Р. Влияние электромагнитных полей на экранированных кабелях.- М.: - “Радио и связь”, 1992.
28. Вислобіцький П.А. Розрахунки граничних станів колон труб та трубопроводів. - К.: Логос, 1997.- 364 с.
29. Глазов Н.П., Притула В.В. Современное состояние защиты от подземной коррозии за рубежом. М.: изд-во ВНИИОЭНГ, 1972.- 152 с.
30. Глазов Н.П., Стрижевский И.В., Калашников А.М. и др. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии. М.: Недра, 1978. - 215 с.
31. Глазков В.И., Котик В.Г., Калашникова А.М. Способ определения переходного сопротивления подземных металлических сооружений. Авт. свид. № 202319 от 14 сентября 1967. - Бюллетень изобретений, 1967. - № 19.
32. Гузь А.Н. Упругие волны в телах с начальными напряжениями. Т.2: Киев, “Наукова думка”, 536 с.
33. Гумеров А.Г., Суслов А.С., Ирмяков Р.З. Вопросы нормирования надежности объектов магистральных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- 250 с.
34. Дахнов В.Н. Промысловая геофизика. М.: Гостоптехиздат, 1959.- 692 с.
35. Даффи Ф., Эйбер Р., Макси И. О поведении дефектов в сосудах давления/ Новые методы оценки сопротивления металлов хрупкому разрушению.- М.: Мир, 1973.-с. 301-332.
36. Диагностика напряженного состояния газопроводов. Фомичев С.К.: (НТИ, “КПИ”), Яременко М.А. (ИЭС им. Е.О. Патона), Лапчонов Г.А., Степаненко А.И.(Уренгойгазпром), Газовая промышленность.
37. Днепренко В.Н., Ларионов Л.Н., Щирица А.И. Усреднение упругих констант и модуля Юнга поликристаллов с кубической решеткой при

- наличии максимальной температуры. - Киев, Металлофизика, 1986.- т.8, № 3.
38. Днепренко В.Н., Дивинский С.В. Моделирование трехмерных функций распределения ориентаций в текстурированных материалах - Киев, Металлофизика, 1989.- т. 11, № 4.
39. Дмитриев В.Ф., Мурзаханов Г.Х., Филиппов Г.А. Оценка ресурса нефтепровода и планирование его капитального ремонта. Строительство трубопроводов. - 1997, № 3.
40. Эванс Ю.Р. Коррозия, пассивность и защита металлов. Пер. с англ. Под ред. Г.В. Акимова, М.: Металлургиздат, 1941.
41. Завойчинский Б.И. Долговечность магистральных и технологических трубопроводов. Теория, методы расчета, проектирование. М.: Недра, 1992.-271 с.
42. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1985.
43. Инструкция по освидетельствованию, отбраковке и ремонту труб в процессе эксплуатации и капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. - М.: ВНИИГАЗ, 1991.
44. Исследование коррозионного состояния трубопроводов на сложных участках трассы. Перун И.В., Коваль В.Н., Волошанский Р.В., Гидзяк И.П., Рудко В.И., Розгонюк В.В., Банахевич Ю.В.
45. Калашникова А.М. Значения переходных сопротивлений магистральных трубопроводов. - В сб. "Проектирование и строительство трубопроводов и газонефтепромысловых сооружений", М., изд. ВНИИЭГазпром, 1968.- 32-39 с.
46. Качанов Л.М. Основы теории пластичности. М. Наука, 1969.- с. 420.
47. Колотыркин Я.М. Современное состояние электрохимической коррозии металлов. Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И.Менделеева, 1975, № 1. - 56-69 с.

48. Колот Г.Ф., Жданов К.М. и др. Оценка упругих и пластических деформаций в газопроводах магнитным методом. Диагностика и прогнозирование разрушений сварных конструкций. - 1988, № 6. - 60-64 с.
49. Красноярский В.В., Ларионов А.К. Подземная коррозия металлов и методы борьбы с ней. М.: изд-во МКХ РСФСР, 1962.
50. Красноярский В.В., Лушев А.Ф. Применение протекторов для защиты подземных трубопроводов от коррозии. И.: изд-во ВИНИТП АН СССР, 1957.
51. Красовский А.Я., Краси́ко В.Н. Трещиностойкость сталей магистральных трубопроводов. Киев: Наукова думка, 1990.- 173 с.
52. Красовский А.Я., Орыняк И.В., Тороп В.М. Вязкое разрушение цилиндрических тел с аксиальными трещинами, нагруженных внутренним давлением/ Проблемы прочности. - 1990.- № 2.- с.16-20.
53. Костовецкий Д.Л. Прочность трубопроводных систем энергетических установок. - Л.: Энергия, 1973.- 264 с.
54. Кузьменко Ю.О. Інформаційне забезпечення моніторингу корозійного стану магістральних газонафтопроводів // Нафт. і газова промисловість.- 1997.- № 3.- 38-39 с.
55. Ланчаков Г.А., Степаненко А.И., Недосека А.Я., Яременко М.А. Диагностика технического состояния трубопроводов и сосудов давления методом акустической эмиссии // Газовая промышленность.- № 3.-1995.- 26-27 с.
56. Ланчаков Г.А., Степаненко А.С., Пашков Ю.И. Влияние времени эксплуатации на ресурс прочности трубопроводов // Газовая промышленность.- № 3.- 1994.- 11-12 с.
57. Лартон В.З., Перлин Л.И. Интегральные уравнения теории упругости. М.: Наука, 1977.- 311 с.

58. Лебедев А.А., Чаусов Н.Г., Недосека С.А., Богинич И.О. Модель накопления повреждений в металлических материалах при статическом растяжении// Пробл.прочности. - 1995.- № 7.- 31-40 с.
59. Леонов М.Я., Панасюк В.В. Розвиток найдрібніших тріщин в твердому тілі// Прикладна механіка.- 1959.- т.5, вип.4.- с.391-401.
60. Никитенко Е.А. Электрохимическая коррозия и защита магистральных газопроводов. М.: Недра, 1972.- 120 с.
61. Никитенко Е.А. Влияние дефектов битумного изоляционного покрытия на коррозию газопровода Газовая промышленность”, 1969, № 12.
62. Никитенко Е.А. Влияние влажности грунтов на коррозию магистральных газопроводов. Экспресс-информация по эксплуатации магистральных газопроводов, № 2, М.: изд-во ЦНГИГазпрома СССР, 1964.
63. Никитенко Е.А. Электрохимическая защита магистральных газопроводов от коррозии.- М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1962.- 230 с.
64. Негреев Б.Р., Аллахвердиев Г.Н. Методы определения коррозионных свойств почв. Баку, изд-во АН Аз.ССР, 1953.
65. Недосека С.А., Богинич И. О. Применение аппаратуры “ЕМА” для оценки поврежденности стали 20 акустическим методом // Техническая диагностика и незагрушающий контроль. - 1995.- № 1.- 31-34 с.
66. Никитенко Е.А. Зависимость коррозии стального газопровода от изменения грунтовых условий на трассе. “Защита металлов”, т.1, №1, М.: изд-во “Наука”, 1955.
67. Никитенко Е.А. Электрохимическая защита магистральных газопроводов от коррозии. М.: Гостоптехиздат, 1962.
68. Никитенко Е.А. Ремонт изоляции и коррозионных повреждений на магистральных газопроводах. М.: изд-во ЦНГИГазпрома СССР, 1963.
69. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник в 4-х томах/ Под ред. Ю.Н. Руденко/ т.3, 1994.- 3354 с.

70. Никитенко Е.А. Электрохимическая коррозия и защита магистральных газопроводов. М.: Недра, 1972.- 119 с.
71. Недосека А.Я. Основы расчета и диагностики сварных конструкций. Киев, Принт экспресс, 1986.- 296 с.
72. Марченко А.Ф., Храмихина В.Ф., Николаева А.В. и др. Коррозия углеводородистой стали в естественных условиях в различных почвенно-климатических зонах страны. "Труды ВНИИСтроительства трубопроводов", вып.30. Часть П, 1974.- 115-121 с.
73. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. М.: Недра, 1990.- с.263.
74. Михайловский Ю.Н., Томашов Н.Д. Метод определения коррозионных свойств грунтов. Сб. "Теория и практика противокоррозионной защиты подземных сооружений". М.: изд-во АН СССР, 1958.
75. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии. М."Недра", 1979.- 215 с. Авт.: Гличев Н.П., Стрижевский И.В., Калашникова А.М. и др.
76. Методика оценки статической прочности и циклической долговечности магистральных нефтепроводов. Уфа: Издание ВНИИСПТнефти.- 1990.- с.94.
77. Магнітний (по коєрцитивній амплитуді) метод неразрушаючого контролю усталостного ресурса і напруженого стану магістральних газопроводів. Сучасні прилади, матеріали та технології для технічної діагностики та неруйнівного контролю нафтогазового, хімічного та енергетичного обладнання. Сучасний підхід до підготовки фахівців з НК і ТД. Матеріали науково-технічної конференції. - Івано-Франківськ, 1996.
78. Орыняк И.В. Расчет предельного пластического состояния толстостенногогиба трубы. Проблемы прочности.-1998,№ 2.- 131-150 с.


79. Орыняк И.В., Тороп В.М., Ромащенко В.А., Жураховский С.В. Расчет пространственного разветвления трубопровода в программном комплексе оценки прочности оборудования АЭС. Проблемы прочности. 1998, № 2.- 87-100 с.
80. Орыняк И.В. Расчет давления вязкого разрушения трубы с осевой сквозной трещиной. Проблемы прочности. 1998, № 4.- 39-49 с.
81. Притула В.А. Зависимость коррозионности почв от их сопротивления. "Нефтяное хозяйство", 1946, № 6,7.
82. Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии (СН 266-63), М.: Госстандарт, 1961.
83. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов/ Редкол. Чистяков А.И. и др. / Утв. М-вом газовой пром-ти СССР 22.03.88.- М.: Недра, 1989.- 142 с.
84. Пашков Ю. И., Анисимов Ю.И., Ланчаков Г.А., Степаненко А.И. и др. Прогнозирование остаточного ресурса прочности магистральных газонефтепроводов с учетом продолжительности эксплуатации// Строительство трубопроводов.- 1996.- № 2.- 2-5 с.
85. Перун И.В., Коваль В.Н., Олейник А.П. Математическое обеспечение ультразвуковых исследований трубопроводных сталей.// Третья международная деловая встреча "Диагностика-93" (Ялта, апрель 1993 г.).- Москва, 1993.
86. Петерсон Р. Коэффициенты концентрации напряжений. -М.: Мир, 1977.- с. 302.
87. Расчеты на прочность стальных трубопроводов. СНиП 2.04.12-06. М.: Госкомитет по делам строительства, 1988.
88. Ромащенко В.А., Иващенко К.Б., Жураховский С.В. Аналитическое определение НДС упруго изогнутого в грунте трубопровода. Проблемы прочности. 1998, № 2.- 151-160 с.

89. Ржаницын А.А. Теория расчета конструкции на надежность. М.: Стройиздат, 1978.- 239 с.
90. Розгонюк В.В., Шишківський В.В., Кацалап С.Ф. Оброблення результатів інтенсивних вимірювань потенціалу захисного поля оцінювання ізоляційного стану трубопроводів. Міжнародна конференція - виставка "Современные приборы, материалы и технологии для технической диагностики и разрушающего контроля промышленного оборудования", г.Харьков 16-19 марта 1998г. ХГТУРЭ.
91. Розгонюк В.В., Коваль В.Н., Шлапак Л.С. Науково-технічне забезпечення моніторингу корозійного стану магістральних трубопроводів // Нафтова і газова промисловість, 1998, № 4.- 36-37 с.
92. Результаты экспериментальных и теоретических исследований методов и аппаратуры для интегральной оценки состояния изоляционных покрытий подземных трубопроводов на переменном токе. Конев К.И., Харитонов А.В.
93. Сварные строительные конструкции, т.1. Основы проектирования конструкций, под редакцией чл.корр. НАН Украины Л.М. Лобанова, Киев, Наукова Думка, 1993.- 416 с.
94. Соловьев А.В. Влияние влажности на коррозионную активность почв. Докл. АН СССР.
95. Саврук М.П. Двумерные задачи упругости для тел с трещинами. Киев.: Наукова думка, 1981.- 311 с.
96. Сопротивление материалов/ Под ред. акад. Г.С.Писаренко/ Киев: Вища школа, 1986.- 776 с.
97. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений. /Под ред. Ю.Мураками/ М.: Мир, 1990.- 448 с.
98. Томашов Н.Д. Теория коррозии и защиты металлов. М.: изд-во АН СССР, 1960.- 531 с.

99. Томашов Н.Д., Михайловский Ю.Н. Электрохимическая теория подземной коррозии металлов. В сб. "Исследования по коррозии металлов", 1960, № 6.- 3-179 с.
100. Гарлинский В.Д. Экспериментальная оценка свойств металла длительно эксплуатируемых газопроводов. Строительство трубопроводов. 1997, № 1.- с.29-32.
101. Томашов Н.Д. и др. Исследование работы макрокоррозионных пар, образующихся при частичной изоляции поверхности металла тонкими защитными пленками. "Журнал физической химии XXXV, № 4, 1964.
102. Томашов Н.Д. и др. Исследование ионной проницаемости и пористости покрытий методом меченых атомов. Сб. "Исследование по коррозии металлов" М. изд-во АН СССР, 1960.
103. Гороп В.М., Бородій М.В., Ориняк Г.В., Панченко В.В. Програмный комплекс "Міцність резервуарів". Нафтова і газова промисловість". 1997, № 2.- с.33-35.
104. Гороп В.М., Пóтапов В.И., Красовский В.Я. Методические основы прочностного сопровождения безаварийной эксплуатации трещиносодержащих конструктивных элементов (Препринт ИПП НАН Украины. Ин-т проблем прочности). Киев: 1993.- 23 с.
105. Троценко В.Т., Красовский А.Я., Покровский В.В. и др. Сопротивление материалов деформированию и разрушению. Справочное пособие. Киев: Наукова думка, 1994.- 702 с.
106. Федоров Е.И., Мегибоев И.М. К вопросу оценки надежности трубопроводов на основе накопления опыта. Оценка надежности магистральных трубопроводов. Сб.научн.тр. М.: ВНИИСТ, 1987.- с.18-24.
107. Францевич И.Н. и др. Катодная защита магистральных газопроводов. Киев, изд-во АН УССР, 1949.

108. Харионовский В.В., Курганова И.Н., Иванцов О.М. и др. Обеспечение надежности газопроводов. Строительство трубопроводов. 1996. № 2.- с.6-8.
109. Харионовский В.В., Курганова И.Н., Иванцов О.М. и др. Прогнозирование показателей надежности конструкций газопроводов. Строительство трубопроводов. 1996, № 3.- с. 26-29.
110. Харионовский В.В., Курганова И.Н., Иванцов О.М. и др. Методика обеспечения надежности газопроводов. Строительство трубопроводов. 1996, № 4, № 5.- с.40-42.
111. Харионовский В.В. Диагностика газопроводов: цели и задачи. "Газовая промышленность", 1991, № 6.
112. Харионовский В.В. Конструктивная надежность трубопроводов в эксплуатации. "Строительство трубопроводов", 1992, № 3.
113. Харионовский В.В. Магистральные трубопроводы: концепция конструктивной надежности линейной части. "Газовая промышленность", 1992, № 2.
114. Харионовский В.В., Сидоров Б.В. Комплексный подход к диагностике трубопроводов России. Третья международная деловая встреча "Диагностика- 93" (Ялта, апрель 1993). Москва, 1993.
115. Цикерман Л.Я. Борьба с коррозией подземных металлических трубопроводов.- М.: Госстройиздат, 1963.
116. Цикерман Л.Я., Никольский К.К. Определение переходных сопротивлений подземных металлических сооружений. - В сб. "Защита трубопроводов от коррозии", вып. 3. М., изд-во ГОСИНТИ, 1960.
117. Чаусов Н.Г., Недосека С.А., Лебедев А.А. Исследование кинетики разрушения сталей на заключительных стадиях деформирования методом акустической эмиссии// Пробл. прочности.- 1996.- № 1.- с.12-17.
118. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения.-М.: Наука,1974.- с.640.

119. Шип В.В., Муравин Г.Б., Чабуркин В.Ф. Вопросы применения акустической эмиссии при диагностике сварных трубопроводов // Дефектоскопия.- № 8.- 1993.- с.17-23.
120. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред.- М., Наука, 1977.
121. Allen D.B., Sayers C.M. "The measurement of residual stress in textured steel using an ultrasonic velocity combinations technique" / "Ultrasonic", 1984, 22, № 4, 179-188.
122. Baeckmann W., Schwenk W., Handbuch des Kathodischen Korrosionsschutz. 1966, 15, s.33-38.
123. Broek D. The practical use of fracture mechanics. - Dordrecht: Kluwer Academic Publishers. 1989.- 522 p.
124. Berzins, Delahan P. Am.Chem.Soc.77,6448,1953.Z.Elektrochem, 59,792,1955.
125. Clarc A.V., Фукуока Н., Nitracovic D.V., Noulder J.C. "Ultra-sonic characterization of residual stress and texture in casts steel railroad wheels" / "Rev Progr. Quant Nondestruct. Eval. Vol. 6B:rd half Proc. 13th Annu. Rev. Progr. Quant. Nondestruct. Eval., Za Jolla; Calif., Aug. 3-8, 1986". New York; London, 1987, 1567-1575.
126. Droney B.E. "Use of ultrasonic techniques to assess the mechanical properties of steels" / "Nondestruct. Neth. Mater. Prop. Determinat. Proc. Symp., Hershey, Apr. 6-8, 1983". New York; London, 1984, 237-248.
127. Emery A.F., Thomas G.Y. "The use of acoustic signal attenuation in the examination of residual strains: Part B - The use of experimentally derived acoustic strain correlations in the evolution of residual strains and stresses". / "Rev. Progr. Quant. Nondestruct. Eval. Proc. 9 Annu. Rev., San Diego, Calif., 1-6 Aug., 1982. Vol; 2B".
128. E 569--85. Standard Practice for Acoustic Emission Monitoring of Structures during controlled stimulation. Standard USA, ASMT.
129. Falk G., Krieg M., Laude E.Z. Electrochem. 55. 396. 1955.

130. Falk G., Laude E. Z. Electrochem. 54.132.1950.1.388.1946.
131. Fisher H., Seipt M., Morlock G.Z. Elektrochem. 59. 444. 1955.
132. Frankel J., Scolz W., Capsimalis G., Korman W. "Residual stress measurement in circular steel cylinders" / "Ultrason. Symp. Proc., Atlanta, Ga, 31 Oct.-1-2 Nov., 1983. Vol. 2". New York, N.Y., 1983, 1009-1012.
133. Griesher H. Z. Electrochem. 62.256.1958.
134. Hall R. Use of half Cell Reference Elektrods in Corrosion. Measurements Paperposented at Sezips Institution. La, Tolla california.
135. Hamilton D., Mackenzie J., Shi, Boyle J.T. Simplified lower bound limit analysis of pressurised cylinder / cylinder intersections using generalised yield criteria. Int. J. Pres. Ves.  Pipinq. 1996. V67. P. 219-226.
136. Hicking A. Trans Faradau Soc.33, 1540, 1937.
137. Irwin G.R. Analysis of stresses and strain near end of a crack traversing a plate / Journal of Applied Mechanics.- 1957.- №3.- P. 361-364.
138. Jakubczak H., Glinka G. Calculation of stress intensity factor for cracks subjected to arbitrary non-linear stress fields. 5th Int. Conf. Biaxial/ Multiaxial Falique & Fracture. Cracow, 8-12 September, 1997. VII.- P. 431-448.
139. Kanninen M.F. et al. EPRI NP-192, Mechanical Fracture Prediction for Sensitized Stainless Steel Pipinq with Circumferential Crack. EPRI, USA, 1976.
140. Kino G.S., Husson D., Bennett S.D. "Measurement af stress" / "New Proced. Nondestr. - Test. Proc. Germ. - U.S. Workshop Fraunhofer - Inst., Saarbrucken, Auf 30 - Sept. 3, 1982". Berlin e.a.,1983, 521-537.
141. Kitchinq R., Zarrabi K. Lower found to limit pressure for cylindrical shell with part-through slot // Int. J. Mech. Sci. 1981.- V23.- P. 31-48.
142. Kitchinq R., Zarrabi K. Lower bound to limit pressure for cylindrical shell with part-through slot. Int. J. Nech. Sci., 1981, V23.- P.31-48.
143. Kumar V., German M. and Shih C.F. An engineering approach for elasticplastic fracture analysis / EPRI Report NP - 1931, July 1981.

144. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. American Society of Mechanical Engineers Code for Pressure Piping. B31C - 1991.
145. Marvin C.W. Determining the strength of corroded pipe. Mater. Prot and Perf. 1972, № 11, 34-40.
146. Milne I., Ainsworth R.A., Dowling A.R. and Stewart A.T. Assessment of the integrity of Structures Containing Defects. CEGB Report, R/H/R6 - Rev.3, 1987.
147. Miller A.G. Review of limit loads of structures containing defects // Int. J. Press. Vess. and Piping. - 1988. - V32. - P. 197-327.
148. Orynyak I.V., Torop V.M., Borodii M.V. Ductile fracture of a pipe with part-through slot // Int. J. Press. Vess. and Piping. - 1996. - V.65, №2. P.171-180.
149. Orynyak I.V., Borodii M.V., Torop V.M. Approximate construction of a weight function for quarter-, semi- and elliptical cracks subjected to normal stresses. Eng. Frac. Mech., 1994. V49, №1. - P. 143-151. VJ
150. Parker M. Materials protection and Performance. 1972.9.11.
151. Pearson T. Hull Methods Applied to Corrosion Measurements Trans. 81, 485-508, 1942.
152. Piontelli R., Bertocci U., Bianchi G., Poli G.Z. Electrochem. 58.86.1954.
153. Ruiz Ocejó J., G-Posada M.A., Gorrochatequi and Gutierrez-Solana F. Comparison Between structural integrity assessment procedures for cracked components/ Lifetime management and evaluation of plant. Structures and component. Eds^ J.H. Edwards, P.E.J. Flewitt, B.C. Gasper, K.A. McLarty, P. Stanley and B.Tomkins. Cambridge, UK, September 1998. Publishers EMAS. UK. - P. 319-36.
154. Roeschmann. Versuche mit Stab und Plattenelecto den Electric. Berlin.20.1964. s.35-36.
155. Sorel M., Aubert J., Brand A. "Mesure par methode ultrasonore de la tension deserragedans lesassemblages boulonnes./ "Rev. acoust." 1983,16,№66, 183-190.
156. Sotirios Vahaviolos, Acoustic Emission: A neu, but sound NDE technique and not a panacea // 14 Russian conference on Non-destructive testing & Technical diagnostics.- Moskow Russia.- June 23-26, 1996.

157. Schniider E., Goebbels K. "Determination of mechanical stress by polarized shear waves", / "New Proced. Nondestr. Test. Proc. Germ,- U.S. Workshop Fraunhofer - Inst., Saarbrucken, Aug 30 - Sept. 3, 1982". Berlin e.a., 1983, 551-560.
158. Schuldiner S., White R.Z. Electrochem soc, 97, 433,1950.
159. Schuldiner S. Electrochem soc. 99, 488,1952.
160. Wallen B., Linder B. Brit. Corrosion I., 1973, 88.1 p. 7-14.
161. Werkstoffe und Korrosion, 15, 1964, №3, s.201, 1963, №14, s.944-947.