

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу

**Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С.**

**ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ  
ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ  
ТРУБОПРОВІДІВ  
НА ПОРУШЕНИХ ТЕРИТОРІЯХ**

Монографія  
2020

УДК 622.691.4

**К 82**

**Рецензенти:**

*Харченко Є. В.* – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри опору матеріалів та будівельної механіки (Національний університет «Львівська політехніка»)

*Говдяк Р. М.* – доктор технічних наук, генеральний директор (Інжинірингова компанія «Машекспорт»)

*Грудз В. Я.* – доктор технічних наук, професор кафедри газонафтопроводів та газонафтосховищ, (ІФНТУНГ)

*Рекомендовано Вченою радою Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу  
(Протокол № 09/615 від 03 грудня 2020 р.)*

**Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С.**

**К 82** Працездатність тривало експлуатованих трубопроводів на порушених територіях: монографія. Івано-Франківськ, 2020. 229 с.

**ISBN 978-966-694-352-4**

Обґрунтовано стратегічні напрямки досягнення енергетичної безпеки України за рахунок підвищення ефективності транспортування і використання природного газу.

Описано методи оцінювання експлуатаційної надійності тривало експлуатованих трубопроводів. Наведений чіткий аналізування сучасного стану досліджень руйнування трубопроводів, експлуатованих на територіях із порушеною рівновагою приповерхневого шару Землі. Систематизовано причини та особливості руйнування тривало експлуатованих трубопроводів у складних гірничо – геологічних умовах. Розроблено системи неперервного моніторингу навантаженості тривало експлуатованих трубопроводів, розміщених в зоні впливу нестабільних гірських масивів. Наведені рекомендації експлуатації трубопроводів, що проходять у спільних технічних коридорах.

Для інженерно-технічних і наукових працівників нафтової і газової промисловості, а також студентів і аспірантів закладів вищої освіти нафтогазового профілю.

УДК 622.691.4

**ISBN 978-966-694-352-4**

©Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С.  
©ІФНТУНГ, 2020



# ЗМІСТ

<b>ВСТУП .....</b>	<b>6</b>
<b>РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗУВАННЯ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕНЬ РУЙНУВАННЯ ТРУБОПРОВОДІВ, ЕКСПЛУАТОВАНИХ НА ТЕРИТОРІЯХ ІЗ ПОРУШЕНОЮ РІВНОВАГОЮ ПРИПОВЕРХНЕВОГО ШАРУ ЗЕМЛІ .....</b>	<b>8</b>
1.1 Аналізування руйнувань трубопроводів, що проходять через природні та штучні перешкоди .....	8
1.2 Особливості експлуатації трубопроводів в гірській місцевості .....	13
1.3 Експлуатація трубопроводів, що проходять в одному технічному коридорі .....	15
1.4 Забезпечення надійної експлуатації газопроводів у складних гірничо-геологічних умовах .....	21
<i>Список використаних джерел першого розділу .....</i>	<i>29</i>
<b>РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ ....</b>	<b>39</b>
2.1 Аналізування механізмів зародження тріщин в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень .....	39
2.2 Циклічна та статична тріщиностійкість металу труб 51	
2.3 Дослідження кореляції тріщиностійкості металу труб із параметрами тонкої структури .....	57
2.4 Чинники, що визначають навантаженість тривало експлуатованих газопроводів за складних гірничо-геологічних умов .....	69
2.5 Вплив концентраторів напружень на міцність тривало експлуатованих магістральних трубопроводів .....	76
<i>Список використаних джерел другого розділу .....</i>	<i>82</i>
<b>РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ У СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ .....</b>	<b>89</b>
3.1 Вплив тривалої експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості їхніх матеріалів .....	89

3.2 Оцінювання експлуатаційної надійності газопроводів за наявності локальних дефектів зварних з'єднань .....	102
3.3 Вплив тривалого терміну експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості зварного з'єднання .....	111
3.4 Оцінювання міцності працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами.....	120
<i>Список використаних джерел третього розділу .....</i>	<i>127</i>

**РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ НЕПЕРЕРВНОГО МОНІТОРИНГУ НАВАНТАЖЕНОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВІДІВ, РОЗМІЩЕНИХ У ЗОНІ ВПЛИВУ НЕСТАБІЛЬНИХ ГІРСЬКИХ МАСИВІВ..... 134**

4.1 Методика досліджень вивчення напружено-деформованого стану гірського масиву методом ПЕМПЗ .....	134
4.2 Оцінювання зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу .....	145
4.3 Вплив зовнішніх чинників на технічний стан підземних та надземних трубопроводів .....	152
4.4 Прогнозування та попередження зсувів на гірських трасах газопроводів .....	169
4.5 Оцінювання допустимих навантажень на трубопровід у зоні сповзання ґрунту .....	181
<i>Список використаних джерел п'ятого розділу .....</i>	<i>187</i>

**РОЗДІЛ 5. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРУБОПРОВІДІВ, ЩО ПРОХОДЯТЬ У СПІЛЬНИХ ТЕХНІЧНИХ КОРИДОРАХ..... 192**

5.1 Дослідження взаємного впливу аварійного руйнування трубопроводів .....	192
5.2 Оптимізування режимів експлуатації трубопроводів, що проходять у спільних технічних коридорах .....	207
5.3 Підвищення безпеки експлуатації газопроводів, що проходять у спільному технічному коридорі .....	213
<i>Список використаних джерел п'ятого розділу .....</i>	<i>224</i>

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

- ГТС – газотранспортна система;
- ГМК – газомотокомпресор;
- ГПА – газоперекачувальний агрегат;
- КС – компресорна станція;
- КЦ – компресорний цех;
- МГ – магістральний газопровід;
- ЗЗ – зварне з'єднання;
- ЗТВ – зона термічного впливу;
- ЗШ – зварний шов;
- ВК – воднева крихкість;
- КВ – корозійна втома;
- НДС – напружено-деформований стан;
- РПВ – радіус потенційного впливу;
- КЗМ – коефіцієнт запасу міцності;
- КІН – коефіцієнт інтенсивності напружень;
- КРН – корозійне розтріскування під напруженням;
- КРТ – критичне розкриття тріщини;
- КПМ – композиційні полімерні матеріали;
- НС – напружений стан;
- ПЕМПЗ – поверхневий імпульс електромагнітного поля Землі;
- ПСГ – підземне сховище газу;
- МТ – магістральний трубопровід;
- СКР – стрес корозійне розтріскування;
- ФВК – функції взаємкореляційні;
- ПЕР – наливно-енергетичні ресурси.

## ВСТУП

Україна, відповідно до затвердженої Енергетичної стратегії до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», планує здійснити зниження енергоемності економіки, а також диверсифікацію джерел і шляхів постачання енергоресурсів, що сприятиме підвищенню економічної, енергетичної та екологічної безпеки. Вдале географічне розташування нашої держави на шляху потужних газових потоків дозволяє їй стати основним газовим транзитним транспортером.

Упродовж останніх років створюються нові перспективи та особливості транспортування газу діючою газотранспортною системою (ГТС) України. Одним із основних завдань буде забезпечення надійного постачання газу як до країн ЄС, так і України, із використанням аверсно-реверсних режимів експлуатації трубопроводів. Починаючи з 2013 року газовий сектор в Україні зазнав значного перетворення з неефективного, що символізував собою залежність України від транспортування газу з Російської Федерації, в сектор з економічною перспективою забезпечення енергетичної незалежності України.

Україна водночас пережила майже 50-відсоткове зниження імпорту газу, внаслідок чого відбулися ґрунтовні зміни його структури. З огляду на звільнені потужності з'явився імпорт із Заходу. Зважаючи на суттєві зміни як зовнішніх, так і внутрішніх навантажень на лінійну частину трубопроводів, значну увагу необхідно приділяти гірничо-геологічним умовам, в яких експлуатуються транзитні газопроводи, більша частина яких проходить через Івано-Франківську, Львівську та Закарпатську обл. Ці області відзначаються складними гірничо-геологічними умовами, великою частиною зсувонебезпечних ділянок, а також багатьма природними та штучними перешкодами. Одним із найважливіших технологічних елементів ГТС України, що забезпечує її надійну та безперебійну роботу, є підземні сховища газу (ПСГ). Розміщення підземних газосховищ на західному кордоні України дає змогу транспортувати газ із них порівняно швидко практично в будь-яку країну Європи.

Неухильне зростання ролі трубопровідного транспорту газу як засобу диверсифікації енергетичних джерел, а також експлуатації трубопроводів у аверсно-реверсних режимах, потребує підвищення працездатності та ефективності роботи трубопроводів, що змінюють свою структуру та технологічні навантаження, а також піддаються з часом фізичному та моральному старінню. Беручи до уваги той факт, що більшість транзитних газопроводів відпрацювали свій амортизаційний термін, а деякі з них експлуатовані понад 40 років, необхідно комплексно моніторити їхній технічний стан. Тому розроблення нових підходів щодо забезпечення працездатності тривало експлуатованих газопроводів за складних гірничо-геологічних умов є актуальною науково-технічною проблемою.

**Мета цієї монографії** – вдосконалення наукових основ підвищення працездатності магістральних трубопроводів, розташованих у зонах нестабільності гірських масивів за складних гірничо-геологічних умов.

Для досягнення поставленої мети вирішено такі науково-практичні завдання, спрямовані на розв'язання важливої проблеми – забезпечення безаварійного функціонування трубопровідного транспорту:

- визначення нового функціонального призначення ГТС України в забезпеченні надійного транспортування газу до країн ЄС та України при застосуванні аверсно-реверсних режимів;
- розроблення методики оцінювання концентраторів напружень на період зародження і докритичного розвитку корозійно-механічних тріщин трубопроводів, експлуатованих у зоні впливу нестабільних гірських масивів;
- виявлення впливу аверсно-реверсних режимів експлуатації на працездатність трубопровідної системи;
- розроблення методики оцінювання впливу експлуатаційного навантаження трубопроводів з урахуванням одночасної дії змінних внутрішніх тисків та зовнішнього навантаження з боку нестабільних гірських масивів;
- розроблення заходів для підвищення безпеки експлуатації газопроводів у технічних коридорах.

## РОЗДІЛ 1

# АНАЛІЗУВАННЯ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕНЬ РУЙНУВАННЯ ТРУБОПРОВІДІВ, ЕКСПЛУАТОВАНИХ НА ТЕРИТОРІЯХ ІЗ ПОРУШЕНОЮ РІВНОВАГОЮ ПРИПОВЕРХНЕВОГО ШАРУ ЗЕМЛІ

Промислова безпека об'єктів нафтогазового комплексу значною мірою визначається безвідмовною роботою магістральних трубопровідних систем. Їхнє руйнування пов'язане з ризиком виникнення масштабних аварій, значними економічними втратами та забрудненням довкілля.

Значна частина розгалуженої мережі магістральних трубопроводів України для транспортування нафти і газу відпрацювала свій амортизаційний термін.

Лінійна частина трубопроводів експлуатується за складних і досить різноманітних природних умов, а тому спектр навантажень та впливів на них дуже широкий. Окрім цього, система трубопроводів має різне конструктивне рішення на всій її протяжності та різні терміни експлуатації. Все це призводить до їхніх відмов.

### **1.1. Аналізування руйнувань трубопроводів, що проходять через природні та штучні перешкоди**

Проблема забезпечення високої експлуатаційної надійності магістральних трубопроводів (МТ) має важливе значення для економіки України, оскільки значна їхня частина експлуатується протягом тривалого часу і вже вичерпала свій нормативний ресурс. Стабільна робота МТ і його висока економічна ефективність насамперед залежить від його технічного стану [37–55]. Під час оцінювання технічного стану трубопроводу важливе місце займає достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної

частини як одного з основних чинників, від якого залежить рівень експлуатаційної надійності споруди.

Понад 30 років тому, в червні 1982 року, на газопроводі «Уренгой – Сургут – Челябінськ» стався великий вибух. Вважають, що це був найсильніший неядерний вибух потужністю близько трьох кілотонн. Спалах зафіксували розвідувальні супутники в космосі, і вибух був спершу прийнятий за ядерний, але не було відзначено електромагнітного імпульсу, що характерний для ядерних вибухів. До сьогодні не всі обставини вибуху є відомими. Офіційна сторона про факт вибуху не повідомляла нічого взагалі, тому знайти точну інформацію тієї грандіозної техногенної катастрофи не вдається. Наведені окремі фрагменти розслідування причин події свідчать, що на сімсоткілометровому відрізку газопроводу працівники «Нефтегазстроя» не встановили жодного «пригрузу» – так називають важкі бетонні кільця, що притискають трубу до землі й утримують її від спливання в м'яких ґрунтах [53–86].



**Рисунок 1.1 – Фрагмент аварії на газопроводі «Уренгой – Сургут – Челябінськ» 1982 року**

Під час весняної відлиги труби на болотистій місцевості спливли на поверхню, і одна з них дала тріщину. Струмінг газу, що виривався назовні під тиском у 70 атмосфер, був настільки потужним, що перерізав трубу паралельного газопроводу, що проходила на відстані 12 метрів. Вибух стався о четвертій годині ранку і був такої сили, що полум'я помітили пілоти, котрі пролітали в цей час над Південним Уралом.

На трубопровідному транспорті найграндіозніша катастрофа відбулася в ніч з 3 на 4 червня 1989 року під Уфою (Башкирія). Першопричиною катастрофи стало руйнування магістрального продуктопроводу (діаметром 0,7 м із робочим тиском 3,5–3,8 МПа), що проходив на віддалі 900 м від залізничного полотна. У результаті випаровування витеклого назовні нестабільного конденсату, утворилася велика хмара важких парів вуглеводнів, яка згодом досягла залізничці. Два пасажирські поїзди, що рухалися назустріч один одному, у яких перебували 1284 пасажири, опинившись у цій хмарі, очевидно, спричинили турбулізацію газоповітряної суміші та її займання. Повітряною ударною хвилею було відірвано від поїздів і скинуто зі шляхів 11 вагонів, із яких 7 були повністю зруйновані, а інші обгоріли ззовні та повністю вигоріли усередині. Багатьох пасажирів викинуло у вікна охоплених полум'ям вагонів поїзда.

У катастрофі загинули або дістали різного ступеня важкі травми 1224 людини; на місці аварії знайдено 258 тіл загиблих (із них 86 – обвуглені). Були повністю зруйновані ділянки залізничного полотна довжиною 350 м, електроконтактної мережі (3 км), повітряної лінії зв'язку та лінії електропередач (1,7 км), металеві опори контактної мережі та залізничні опори лінії електропередач. Від дії ударної хвилі в районі вибуху утворилася зона суцільного завалу лісу площею 2,5 км<sup>2</sup>. У радіусі до 15 км від місця вибуху в населених пунктах були вибиті шибки у вікнах, повністю або частково зруйновані покрівлі. Спричинена вибухом пожежа тривала протягом довгого часу, а важкі вуглеводні, що витікали з трубопроводу, вигорали протягом 2 діб [64–72]. За неофіційними даними, потужність вибуху в Улу-Теляк була приблизно такою ж, як і в Хіросімі – близько 12 кілотонн. Причиною витоку газу та вибуху стало неякісне зварювання газопроводу; в підсумку – порушення герметичності швів. Газ – важчий за повітря, а в цьому місці – велика низина. Утво-



рилася вибухонебезпечна суміш і потяги входили вже в повністю загазовану зону, де для найпотужнішого вибуху було досить маленької іскри.



**Рисунок 1.2 – Фрагмент аварії на газопроводі  
«Уренгой – Сургут – Челябінськ» 1982 року**

Аварія великого масштабу сталася 6 лютого 1999 р. на 420-му км магістрального газопроводу «Новопсков – Акай – Моздок» ( $D_y = 1200$  мм,  $P_p = 5,5$  МПа) (рис. 1.3) у районі селища Велика Вергунка Жовтневого району м. Луганська. Цей газопровід перебуває на балансі Луганського УМГ ПАТ «Донбастрасгаз». Аварія виникла через руйнування двох кільцевих зварювальних стиків.



**Рисунок 1.3 – Фрагмент аварії на газопроводі  
«Новопсков – Акай – Моздок»**

Руйнування першого стику сталося на віддалі 48 м від автошляху «Луганськ – Зелений гай» і 150 м від крайніх житлових будинків с. Велика Вергунка. Внаслідок вибуху 16 п/м газопроводу було піднято під кутом 30 градусів, викинуті бетонні плити і сталося займання газу. Струмінь палаючого газу сягав 200 м і був спрямований вздовж траси газопроводу, паралельно до межі житлової забудови. Полум'ям була охоплена споруда вузла заміру газу на газопроводі – відгалуженні (м. Лисичанськ). Через 1 год 20 хв замірний вузол вибухнув.

Надалі струмінь палаючого газу вітровим потоком був відхилений у бік житлових будинків, с. В. Вергунка. Унаслідок теплової радіації спалахнуло 11 житлових будинків, із яких 4 повністю згоріли.

## 1.2. Особливості експлуатації трубопроводів в гірській місцевості

Об'єкти газотранспортної системи часто розміщені в геодинамічних активних зонах складних рельєфів і за відповідних кліматичних умов піддаються діям механічних навантажень від гірських порід. В остаточному підсумку це може призвести до деформації і руйнувань труб та інших технологічних конструкцій. Особливо небезпечними є зсуви в гірській місцевості. Отже, важливо вміти прогнозувати процеси геодинамічної активності гірських порід для попередження аварійних ситуацій.

Територія Карпатською регіону включає в себе різні за умовами формування та техногенної трансформації типи геологічного середовища, що характеризуються значною геодинамічною активністю. Із зафіксованих 16 тис. зсувів на території України понад 30 % – у межах Карпатського регіону [80–92]. З точки зору трансформації геологічного середовища шляхом розвитку геологічних процесів у межах Карпатського регіону в останні десятиріччя різко зросла питома вага техногенного чинника. Щодо кількісних показників зсувів цієї території, то тут визначені такі особливості в різних адміністративних областях: територія Чернівецької (близько 1800 зсувів), Івано-Франківської (близько 1800 зсувів), Львівської (близько 1000 зсувів) і Закарпатської (близько 1400 зсувів).

Великомасштабна аварія сталася 7 березня 2001 року в Карпатах на магістральному газопроводі «Союз» (рис. 1.4). Унаслідок зсуву гірських порід було зруйновано 87 м трубопроводу, для його відновлення знадобилося два місяці.

У Карпатському регіоні давно відомі випадки як поодиноких, так і масових проявів геодинамічного характеру. Так, у 1969 році катастрофічно активізувався зсув об'ємом 40 млн м<sup>3</sup> у с. Верхній Ясенів, який створив загрозу території русла р. Чорний Черемош. У квітні 1979 року в Передкарпатті було відмічене масова катастрофічна активізація зсувів, що призвело до руйнування житлових будинків, доріг, ліній електропостачання тощо. Було зруйновано понад 500 житлових споруд. Протягом осінньо-зимового періоду 2007 року та весняного періоду 2008 року в межах території Закарпатської, Чернівецької та частково Івано-Франківської об-

ластей відмічене інтенсивне катастрофічне активізування зсувів та інших небезпечних екзогенних геологічних процесів.



**Рисунок 1.4 - Фрагмент магістрального газопроводу «Союз» після вибуху газу (Карпати, 07.03.2001 р.)**

У межах території Закарпатської області активізувалось понад 400 зсувів, ще близько 200 ділянок розвитку зсувів за результатами обстеження перебувають у стані критичної рівноваги. Протягом весняного періоду 2008 року масова активізація зсувів відбулося в межах території Чернівецької області та в м. Чернівці, де катастрофічно проявилися понад 40 зсувів.

Саме територіями Івано-Франківської, Львівської та Закарпатської областей, де є всі передумови катастрофічної активізації зсувів, проходять транзитні магістральні газопроводи. У межах території Карпатського регіону України геологічне середовище характеризується такими особливостями: гірсько-складчаста область, сформована в альпійську епоху орогенезу (Карпатська складчаста область); передгірські та міжгірські прогини (Передкарпатський і Закарпатський прогини); платформа (південно-західна окраїна Східноєвропейської платформи). Організація геологічного середо-

вища визначається різними, пов'язаними в єдину систему параметрами (від інформаційного комплексу до літологічного різновиду порід, тектонікою, рельєфом, кліматичними параметрами, ландшафтом і техногенною діяльністю).

Кліматичні зміни в атмосфері також впливають на стан трубопроводу. Зміни температури зовнішнього повітря викликають зміну температури ґрунту, в якому покладений трубопровід [80–88]. Під час замерзання або розмерзання ґрунтів ці зміни іноді призводять до руйнування трубопроводу. Заморожені вологі ґрунти в процесі розмерзання дають значну осадку як через ущільнення, так і внаслідок зниження опору зсуву, при цьому чим більше глинистих частинок у ґрунті, тим менший опір зсуву він має. У результаті нерівномірного осідання ґрунту, що виникає під дією ваги труби, відбувається вигин трубопроводу. Створення в трубопроводі додаткових згинальних напружень за наявності інших несприятливих чинників (наприклад, поганої якості зварювання), як правило, призводить до порушення міцності окремих стиків.

Для газопроводів, прокладених у гірських умовах, найбільшу небезпеку серед зовнішніх чинників становлять зсуви. Заходи щодо усунення можливості активізації активізування зсувних явищ необхідно враховувати вже під час проектування газо-проводу й уточнювати в будівничий та експлуатаційний періоди. Частина цих заходів слід уживати під час будівництва, іншу – в період експлуатації, оскільки досвід боротьби із зсувами показав, що тільки здійснення постійного моніторингу комплексу протизсувних заходів дає найкращі результати.

Зсуви ґрунтів призводять до силового впливу на трубопроводи, збільшуючи їхній напружений стан, і за певних умов спричиняють руйнування труб у вигляді повного або часткового розриву.

### **1.3. Експлуатація трубопроводів, що проходять в одному технічному коридорі**

В Україні відбуваються аварії з людськими жертвами [67–72] через стихійні лиха та техногенні катастрофи, що

потребують величезних коштів на ліквідування наслідків і надання допомоги потерпілим.

«Концепція безпеки» в промисловості, котра базувалася на принципі «реагувати та виправляти» повністю себе вичерпала. На зміну їй приходить нова «концепція прийнятого техногенного ризику», в основі якої лежить принцип «передбачати та попереджати». Ця концепція виходить із того, що забезпечити абсолютну безпеку об'єктів техносфери неможливо; необхідно домагатися їхньої відносної безпеки, доводячи аварійний ризик, пов'язаний із ними, до прийнятного, допустимого рівня. Ці положення й лежать в основі законодавчих та нормативних актів із промислової безпеки в більшості індустріально розвинених країн світу.

Небезпеки, властиві газотранспортним системам, реалізуються через аварії, випадкові події, через раптову розгерметизацію трубопроводу (агрегату, посудини, технологічного блока або елемента), що супроводжується інтенсивним витіканням транспортованого продукту і вивільненням закладеної в ньому енергії в навколишній простір [55–100]. Здатні спричиняти як ураження людей, так і наносити певний екологічний і матеріальний збиток. При цьому масштаби й важкість наслідків значно залежать від виду транспортованого продукту. Одні продукти, такі як нафта й нафтопродукти, небезпечні навіть у разі невеликого обсягу надходження в довкілля й, отже, порушення герметичності труби або устаткування вже можна вважати аварією, інші ж продукти, за аналогічного ступеня порушення герметичності серйозної загрози не становлять. Тому необхідно диференційовано підходити до трактування поняття «аварія» за ознакою «ступінь порушення герметичності трубопроводу, агрегату, посудини, технологічного блока або елемента» для трубопроводів різного призначення.

У ході аналізу аварійного ризику газотранспортних систем одним із початкових завдань є адекватне визначення цієї нижньої межі «аварійної розгерметизації» і похідних від неї всього спектру порушень герметичності, що аналізуватимуться як аварії на тій або іншій складовій.

Під аварією на газопроводі мають на увазі розрив його на повний перетин або утворення протяжної тріщини, еквівалентної за площею розкриття отвору з діаметром, що рівний або більший, ніж внутрішній діаметр труби. Таке трак-

тування зумовлене особливостями розгерметизації й руйнування газопроводу високого тиску. Відомо, що для магістральних газопроводів існує критичний розмір наскрізної тріщини по твірній труби, що становить приблизно чверть діаметра труби, у разі перевищення якого відбувається, як правило, подальше зростання тріщини та виникнення протяжного розриву, що однозначно ідентифікується як аварія. Якщо довжина тріщини менша від критичної, то, найімовірніше, такий дефект не становитиме серйозної загрози для реципієнтів і, отже, не підпадатиме під наведене вище визначення аварії. Основні причини аварій на магістральних газопроводах детально описані в роботах [2–6, 20, 22, 75].

Звернемо увагу на вибух, що стався в США, 29.04.2016р. Спектра / Східний Техас. Це був один із найгірших наслідків аварій на трубопроводах історії США з точки зору радіуса ураження (рис. 1.5).

На думку експертів, однією з основних причин аварії стала корозія, зумовлена блукаючими струмами, викликаними дисбалансом або помилкою в системі катодного захисту від різних труб, що проходять в одному технічному коридорі (рис. 1.6).

Необхідно розуміти, що коли є місця перетину трубопроводами природних чи штучних перешкод, то вони потенційно небезпечні. Також треба враховувати, що в процесі прокладання трубопроводу, зазвичай, відбуваються незначні пошкодження поряд експлуатованих трубопроводів; у ході проведенні ремонтів на будь-якій гілці трубопроводу піддаються небезпеці всі інші, поряд прокладені трубопроводи.

Загалом відмова магістральних газопроводів під дією техногенних, природних чи антропогенних чинників може супроводжуватися: утворенням ударної хвилі; загорянням газу та термічним впливом пожежі на довкілля; токсичним забрудненням атмосферного повітря; створенням пожежно-вибухової небезпеки в житлових і робочих приміщеннях унаслідок потрапляння газу; розлітанням шматків металу та фрагментів унаслідок руйнування лінійної частини трубопроводів.

У разі раптового руйнування газопроводу (посудини під тиском) енергія стисненого газу частково реалізується у вигляді надлишкового тиску повітряної хвилі стиску. За наявності джерела займання енергія згоряння газу також част-



ково реалізується у вигляді подібної хвилі. Оскільки загоряння газу можливе лише після його змішування з повітрям до певних концентрацій (5...15 %) і з одночасною появою джерела запалювання з необхідним енергетичним потенціалом, друга хвиля завжди зміщена в часі щодо першої – щонайменше на період позитивної фази стиску  $\tau+$  первинного процесу (фізичного вибуху).



**Рисунок 1.5 – Аварія на газопроводі США (Східний Техас, 2016 р.)**

Окрім того, слід зазначити, що в період з 2007 до 2016 років на території України також трапилися аварії газопроводів. Це спроба вчинення терористичного акту: 12 травня 2014 року виникла розгерметизація на повітряному переході МГ «Уренгой – Помари – Ужгород» (4268,4 км) через р. Лімниця (рис. 1.7). Під час обстеження тіла труби було вияв-



лено вм'ятину овальної форми 300\*285 мм, глибиною 49 мм, у центрі вм'ятини – наскрізну тріщину довжиною 70 мм з розкриття до 4,0 мм на відстані 2870 мм у місці кільцевого зварного шва між другим та третім сегментними відводами (по ходу газу) на вході повітряного переходу.



**Рисунок 1.6 – Магістральні трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі**

У місці відмови немає корозійних чи інших дефектів, що підтверджено даними внутрішньотрубної діагностики та візуальних обстежень. Комісія вважає, що причиною відмови стало механічне пошкодження трубопроводу ззовні сторонніми особами, внаслідок дії вибухового пристрою невідомої конструкції, що призвело до утворення вм'ятини овальної форми з наскрізною тріщиною.

Статистика показує, що близько 80 % аварій супроводжуються великими пожежами та вибухами. Іскри виникають у результаті взаємодії частинок газу з металом і твердими частинками ґрунту. У гірській місцевості, зокрема Івано-Франківська та Закарпатська область, трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі й перетинають природні та штучні перешкоди, є об'єктами підвищеної небезпеки (рис. 1.8).



**Рисунок 1.7 – Повітряний перехід МГ  
«Уренгой – Помари – Ужгород» через р. Лімниця**

Для безпечної експлуатації та зменшення втрат під час аварій необхідно чітко встановлювати і визначати ділянку потенційно небезпечного впливу.

Джерелами займання під час розривання газопроводу можуть бути, насамперед, фрикційні іскри, що утворюються за динамічного впливу високошвидкісного струменя на ґрунт і повітряно-ерозійне руйнування траншеї з викидом часточок ґрунту в потік газу, а також іскри, що виникають у разі зіткнення фрагментів зруйнованого газопроводу. Тому значною мірою наслідки аварії на підземному газопроводі зумовлюються складом ґрунту, що впливає на ймовірність загоряння газу. У пісках, торфовищах і на болотах імовірність займання значно нижча, ніж у глинах, уламкових породах та ґрунтах із гальковими та кам'янистими вкрапленнями.



**Рисунок 1.8 – Трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі та перетинають природні перешкоди**

#### **1.4. Забезпечення надійної експлуатації газопроводів у складних гірничо-геологічних умовах**

Умови експлуатації труб газотранспортних систем останнім часом відчутно змінилися в зв'язку зі збільшенням споживачів і нерівномірним відбором газу. Різке збільшення або зменшення відбору газу споживачами призводить до неусталеності його руху в трубопроводі, причому неусталені процеси, спричинені зміною густини газу, можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачування газу, раптове вмикання або вимикання компресорних станцій, відкриття чи закриття кранів тощо.

У зварних швах у процесі роботи трубопроводів, під дією експлуатаційних навантажень відбувається поступове

зростання холодних тріщин, утворених ще під час виготовлення труб. Дуже часто в зонах таких тріщин наявні пори малих розмірів, частина з яких є центром зародження тріщин та ділянок із квазікрихким руйнуванням. Зростання холодних тріщин зумовлене окрихченням металу внаслідок його наводнення й утворення розгалужених тріщин.

Зазначені вище пошкодження знижують надійність трубопроводів під час подальшої їхньої експлуатації. Такі пошкодження, у разі контактування з зовнішнім технологічним середовищем, спричиняють корозійні, механічні, корозійно-механічні процеси, що призводять до руйнування труб.

Світовий та вітчизняний досвід експлуатації магістральних трубопроводів показує, що період зародження та поширення докритичних розмірів стрес-корозійних тріщин у діючих магістральних трубопроводах становить зазвичай понад десятку років. Тобто залишковий ресурс такого трубопроводу визначається швидкістю поширення тріщини [88–108].

Аварії, спричинені корозійним розтріскуванням під напруженням на магістральних трубопроводах, офіційно реєструються в світі понад 40 років. В Україні руйнування трубопроводу з причин стрес-корозії вперше було зареєстровано 2003 року.

За останні 20 років на магістральних газопроводах Російської Федерації, що перебувають в експлуатації ВАТ «Газпром», зареєстровано понад 60 випадків руйнувань з ознаками корозійного розтріскування. Тільки в 2010 і 2015 роках за даними ВАТ «Газпром» відбулося 65 аварій.

Стрес-корозія була визнана причиною руйнувань магістральних трубопроводів в Аргентині, Австралії, Канаді, Ірані, Іраку, Італії, Пакистані, Саудівській Аравії, Нідерландах та інших країнах. Наприклад, 1994 року близько 22 % руйнувань газопроводів у Росії було спричинено стрес-корозією [102–115], у період з 2002 до 2008 років у цій країні стрес-корозія спричинила майже половину всіх руйнувань газопроводів діаметром від 1220 до 1420 мм. У 1994 р. стрес-корозійне руйнування нафтопроводу, експлуатованого протягом 20 років у республіці Комі, призвело до забруднення близько 100 км<sup>2</sup> землі та до витрат на ліквідування наслідків аварії понад 100 млн доларів США.

Починаючи з 1997 року в Канаді сталося 22 випадки стрес-корозійних розтріскувань магістральних трубопроводів, у тому числі 12 вибухів та 10 витоків транспортованого продукту, як газу, так і рідини. Між 1985 та 1995 роками було зареєстровано сім вибухів від стрес-корозії на магістральних трубопроводах системи ТрансКанада. Більшість стрес-корозійних руйнувань у Канаді трапились на трубопроводах, що були введені в експлуатацію між 1968 та 1973 роками. Вони були спричинені транскристалітним поширенням тріщин за наявності ґрунтових водних розчинів із вільним окисом вуглецю ( $\text{CO}_2$ ) та з рН в інтервалі від 6,5 до 7,5, або за наявності відносно концентрованих  $\text{HCO}_3^-$  та  $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$  розчинів із рН в інтервалі 9,5–12,5 [104–111].

Для забезпечення більш надійного протикорозійного захисту металу труб, під час проведення ремонтних робіт газопроводів, особливо на складних ділянках, потрібно застосовувати труби з ізоляцією, нанесеною в заводських умовах, а також сучасні дво- чи трикомпонентні ізоляційні матеріали, характеристики яких наведені в працях [76–110].

Різні країни витрачають значні кошти на підтримання в робочому стані трубопроводів, що перебувають під загрозою стрес-корозійних руйнувань. Наприклад, 1996 р. 13 компаній Канади запланували 4,5 млн доларів тільки на прикладні дослідження цього явища та понад 30 млн доларів на практичні заходи з запобігання стрес-корозійного руйнування. За період із 1985 до 1996 років об'єднання «Трансканадські трубопроводи» (TransCanada PipeLines) витратило 202 млн доларів на програму боротьби зі стрес-корозією [72–108]. Статистичні дані показують, що прямі кошти на ліквідування наслідків одного стрес-корозійного руйнування газопроводу діаметром 1000–1400 мм сягають 1,5 млн доларів, тоді як заміна одного погонного метра ще не зруйнованої, але пошкодженої стрес-корозією ділянки газопроводу діаметром 508 мм коштує 1400 доларів, а діаметром 914 мм – 3200 доларів.

Практика експлуатації показує, що розриви газопроводів найчастіше відбувалися на відстані від 2 км до 24,6 км від охоронного крана компресорної станції. При цьому є тенденція зменшення кількості аварій газопроводів у міру віддалення від компресорної станції.

Поблизу розривів на трубах виявлені значні дефекти ізоляції у вигляді гофрів, складок, відшарувань переважно в нижній частині газопроводу. В окремих випадках зафіксовані відшарування ізоляції по всьому периметру труб і наскрізні її ушкодження. У місцях відшарування ізоляції здебільшого виявлені продукти корозії. Стрес-корозійні тріщини були розташовані, як правило, під ізоляційним покриттям, що відшарувалося в поздовжньому напрямку.

Грунтовий електроліт у цьому разі являє собою концентрований карбонатно-бікарбонатний розчин із рН від 8,5 до 11, а потенціал корозії перебуває в межах від  $-600$  до  $-790$  мВ.

Найбільш часто такі тріщини розташовані в районі поздовжніх та кільцевих швів. Іноді тріщини невеликої глибини виявляли і під «адгезованим» покриттям.

В Україні випадки відмов трубопроводів через стрес-корозію донедавна не були зареєстровані.

Однак під час розслідування причин аварії газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород», що трапилася в квітні 2003 р. (рис. 1.9), поблизу Ставищенської КС, встановлено, що руйнування відбулося внаслідок корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозії) металу труби. Зазначений газопровід зовнішнім діаметром 1420 мм, введений в експлуатацію 1983 р. і розрахований на проектний тиск 7,4 МПа. Руйнування зафіксоване на ділянці переходу газопроводу через балку з водоймою шириною близько 200 м, утвореною у результаті побудови дамби через струмок, що протікає по дну яру.

Осередок руйнування газопроводу був поблизу поздовжнього шва труби розміром 1420x15,7 мм, виготовленої на Харцизькому трубному заводі з листової сталі Х70 імпортного постачання Японії. Осередкова тріщина розвивалася на високов'язких ділянках основного металу тіла труби чи металу зони термічного впливу зварного з'єднання.

Основними причинами утворення стрес-корозійної тріщини стали порушення технології нанесення плівкового покриття, виконаного без попереднього праймування; підвищена корозійна активність ґрунту в місці аварії, зумовлена заболоченістю і облаштуванням не передбаченої проектом водойми, а також порушення роботи системи електрохімічного захисту. Розвитку корозійних процесів сприяли також

близькість аварійної ділянки до компресорної станції (підвищені тиск та температура транспортованого газу) і, можливо, складний напружений стан металу труб у місці руйнування.



**Рисунок 1.9 – Фрагмент аварії газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород», що відбулася в квітні 2003 р. поблизу Ставищенської КС**

На основі наведеного вище можна зробити висновок, що руйнування труб на ділянці газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород» (3737 км) ініційовано тріщиноподібним дефектом, довжиною 470 мм і максимальною глибиною 6,8 мм, виявленим у зламі руйнування в напрямку твірної труби на відстані приблизно 20 мм від лінії сплавлення поздовжнього зовнішнього шва труби.

Зазначений дефект має стрес-корозійне походження, а його утворення зумовлене наявністю ушкодження стрічкового покриття труби, високою корозійною активністю ґрунту та складним напружено-деформованим станом, спричиненим відхиленнями від робочого проекту під час будівництва.



Слід зазначити, що перехідні режими роботи газопроводу супроводжуються значною та інтенсивною зміною тиску, що порушує нормальну роботу газопроводу і може призвести до його руйнування [56–89].

Такі зміни навантаження стінки труби газопроводу з одночасною дією водневмісних і корозійно активних середовищ призводять до зародження водневовтомних або корозійновтомних тріщин та їхнього зростання, аж до розгерметизації труби і аварійної ситуації. Тому розроблення методів прогнозування залишкового ресурсу труб (поширення тріщини до витоків) є дуже важливим для інженерної практики з метою передбачення аварійної ситуації на газопровідному транспорті [16–65].

Таке оцінювання причин руйнувань трубопроводів, експлуатованих у корозійно-активних середовищах із характеристиками, наближеними до складних гірничо-геологічних умов, представлене в опублікованих роботах [12–96], в яких основними зазначені такі причини руйнування трубопроводів:

- вплив навантаження ґрунту під час зсувів на фізико-механічні властивості трубних сталей, особливо термоміцнених високоміцних сталей (класу Х 60, Х70);

- порушення правил технічної експлуатації трубопроводів, зокрема, створення турбулентних потоків газодонафтової емульсії, що спричиняє кавітаційне руйнування стінки трубопроводу;

- корозійний знос стінки зсередини трубопроводу в середовищі підтоварної води, зовні – через порушення зовнішнього ізоляційного покриття труби, в результаті якого з'являються наскрізні отвори (пітінги або «свищі»), що спричинюють витікання транспортованого середовища і розмивання несучого шару основи;

- дефекти зварних з'єднань;

- нерівномірне осідання трубопроводу спричинює локальні перенапруження стінок трубопроводу;

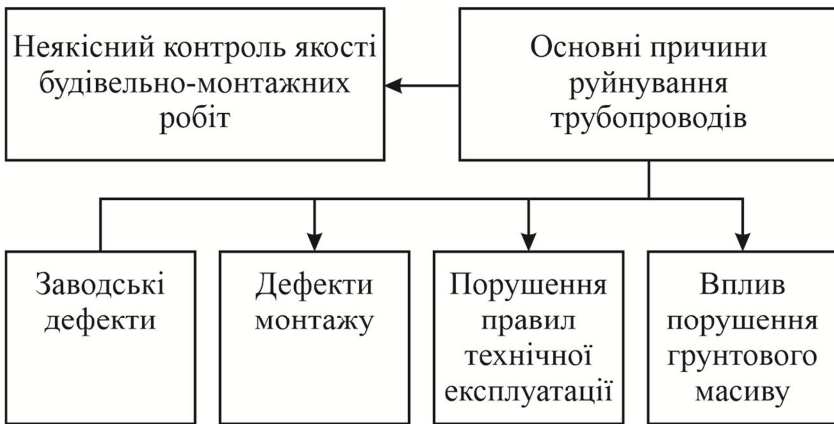
- схильність деяких марок сталей (наприклад, дисперсійно-твердіючих) до крихкого руйнування у разі коливання температури повітря.

Результати аналізу причин руйнувань трубопроводів, наведених у вітчизняних та зарубіжних джерелах, експлуатованих на об'єктах ПАТ «Укртрансгаз», ПАТ «Укртранс-



нафта» (основні з яких розташовані в межах території Карпатського регіону України), дозволили запропонувати таку класифікацію причин аварійних руйнувань (рис. 1.10).

Наявність дефектів у трубопроводах та їхній вплив на експлуатаційну надійність конструкції, загалом, розглядали багато дослідників та практикантів. Однак найбільш повну класифікацію дефектів, що бувають на промислових трубопроводах, вдалося отримати, об'єднавши різні дані й опрацювавши ряд матеріалів за важких гірничо-геологічних умов.



**Рисунок 1.10 - Класифікація причин руйнування трубопроводів**

У металі трубопроводу майже завжди наявні концентратори у вигляді задирів, подряпин, довільно орієнтованих відносно твірної труби. Ці концентратори можуть бути технологічного, транспортного або монтажного характеру.

Детальне аналізування причин аварій дозволило здебільшого встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування будь-яким, нехай і мало помітним дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труб. Заводські дефекти проявляються у вигляді дефектів металу труби: неметалічні включення у вигляді сульфідних смужок, каверни, неповне зняття залишкових напружень зварного шва, дефекти механічного пошкодження зовнішньої і внутріш-

ньої поверхонь труб. Під час монтажу трубопроводів і транспортування труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, забоїн, рисок, а також дефектів кільцевих стикових зварних швів, зокрема непроварів тощо.

У процесі проектування трубопроводів закладають надійність їхньої роботи, основний розрахунок якої роблять за допустимими напруженнями і межею текучості. Під час приймальних обстежень виявляють дефекти структури металу труб і зварних швів, що можуть стати джерелами зародження тріщин. Концентрація напружень біля несуттєвих дефектів призводить до їхнього зростання і вичерпування пластичних властивостей металу. Разом із тим, у процесі експлуатації в металі нафтопроводу проходять корозійні, втомні, і термофлуктаційні явища, що активізують процес руйнування насамперед біля металургійних і технологічних дефектів [45-111].

Корозійне середовище може впливати на швидкість зростання тріщини втомно залежно від співвідношення між прикладеним до тіла з тріщиною максимальним навантаженням  $K_{max}$  ( $K$  – коефіцієнт інтенсивності напружень) та пороговим значенням навантаження  $K_{Isc}$ , нижче від якого стрес-корозійна тріщина не розвивається.

Найбільше вразливі дії корозійно-втомних процесів у зоні концентрації напружень: зварні шви; зони термовпливу; ділянки на яких виникають максимальний електричний потенціал.

У нормативних документах [12–76] в ході розрахунку труб і зварних з'єднань не достатньо враховуються умови експлуатації, зокрема, вплив додаткових навантажень від порушень гірничого масиву та ґрунтового покриття. Характер руйнування трубопровідних систем свідчить про значну кількість відмов внаслідок вичерпання опору змінному в часі навантаженню. Тому розв'язання цих питань для оцінювання залишкового ресурсу труб та їхніх зварних з'єднань є актуальним науково-технічним завданням.

## Список використаних джерел першого розділу

1. Taraevskyy O. Research on exploitation of gas pipelines at areas crossing the natural and artificial obstacles by the method of natural pulse of electromagnetic field of the Earth (NPEMFE). *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 12. P.36–38.
2. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions . *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 8. P.22–26.
3. Taraevskyy O. Aspects of research of indicators of emergency risk of long-term operating pipelines. *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 5. P.22–25.
4. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taraevskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 3. P.33–36.
5. Mikhalkiv V., Tarayevs'kyu O. Influence of gas transport volumes reduction on gas pipeline stress state. *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 1. P.49–52.
6. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S., Makovkin O.M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide // *Metallurgical and mining industry*. 2015. №10. P.202-204.
7. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O. S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions. *Metallurgical and mining industry*. 2015. № 8. P.516–520.
8. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing. *Metallurgical and mining industry*. 2015. № 4 . P. 91–93.
9. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*. 2015. № 2. P. 62-66.
10. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов. *Нафтогазова галузь України*. 2014. № 6. С. 27–30.
11. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації. *Нафтогазова галузь України*. 2014. № 6. С. 43–46.
12. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties. *Metallurgical and mining industry*. 2013. № 3. P. 68–73.

13. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами. *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 6. С. 33–37.

14. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects. *Metallurgical and mining industry*. 2013. № 12. P. 61–67

15. Тараєвський О. С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 4(45). С. 43–47.

16. Тараєвський О. С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно-втомні характеристики зварного магістральних трубопроводів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2012. № 2(32). С. 66–74.

17. Тараєвський О. С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів. *Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем*. 2012. № 31. С. 46–53.

18. Тараєвський О. С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. *Вісник донбаської державної машинобудівної академії*. 2012. № 3(28). С. 264–268.

19. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Особливості корозійно-втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2012. Спецвипуск № 9. С. 653–661.

20. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3(40). С. 27–32.

21. Тараєвський О. С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3(36). С. 43–47.

22. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2010. Спецвипуск № 8. С. 655–660.

23. Тараєвський О. С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 3(8). С. 26–29.

24. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2008. № 1(17). С. 76–79.

25. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2008. Спецвипуск № 7. С.791–797.

26. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 2(27). С.97–100.

27. Грудз В. Я., Костів В. В., Тараєвський О. С. та ін. Технічна діагностика газотранспортних систем. Івано-Франківськ : Лілея НВ, 2012. 511с.

28. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу. *Нафтогазова енергетика-2017* : Матеріали міжнародної наук.-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 2017. С. 353–354.

29. Крижанівський Є. І., Кузьменко Е. Д., Тараєвський О. С., Багрій С. М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. *ЕКОГЕОФОРУМ- 2017. Актуальні проблеми та інновації* : матеріали міжнар. наук.-практ. конф., м. Івано-Франківськ, 2017. С. 287–288.

30. Тараєвський О. С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трассовых условиях. *Трубопроводный транспорт – 2016* : материалы XI междунар. учебно-научно-практич. конф., г. Уфа, 2016. С. 383–385.

31. Тараєвський О. С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промышленных трубопроводов. *Трубопроводный транспорт – 2015*: материалы X междунар. учебно-научно-практич. конф., г. Уфа, 2015. С.200–202.

32. Тараєвський О. С. Особливості руйнування несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи* : матеріали міжнар. наук.-техн. Конф., м. Івано-Франківськ, 2014. С. 215–216.

33. Тараєвський О. С., Тараєвський С. Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта* : материалы VIII междунар. науч.-техн. конф., г. Новополюцк, 2014. С. 30–32.

34. Тараєвський О. С., Тараєвський С. Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов. *Трубопроводный транспорт– 2013* : материалы IX междунар. учебно-научно-практич. конф.. г. Уфа, 2013. С.135–137.

35. Тараєвський О. С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.

*Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу* : матеріали міжнар. наук.-техн. конф., м. ІваноФранківськ, 2012. С.123–124.

36. Тараевский О. С. Методы повышения механических свойств сварных металлоконструкций нефтегазовых объектов.

*Трубопроводный транспорт -2012* : материалы междунаучно-практ. конф., г. Уфа, 2012. С. 181–182.

37. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта* : материалы VII междунар. науч.-техн. конф., г. Новополюцк, 2011. С. 181–182.

38. Тараевський О. С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та шовищ. *Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі*: матеріали наук.-практ. конф., м. Івано-Франківськ, 2010. С.47–49.

39. Tarayevski O. S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation. : *Technical sessions on welding* : XVIII Conferences, Madrid, 2010. P 28–32.

40. Тараєвський О. С., Тараєвський С. Й. Методика дослідження показників надійності магістральних газопроводів. *Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи* : матеріали міжнар. наук.-техн. конф., м. Івано-Франківськ. 2009. С. 136–137.

41. Тараєвський О. С. Структура енергетичних втрат у газовому потоці та вибір математичної моделі . *Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії* : матеріали міжнар. наук.-техн. конф. молодих вчених, м. Івано-Франківськ. 2008. С. 18–19.

42. Ю. П. Сурков, О. М. Соколова, В. Г. Рыбалко Л. Ф. Малкова. Анализ причин разрушения и механизмов повреждаемости магистральных газопроводов из стали 17ГС. *Физико-химическая механика материалов*. 1989. № 5. С. 96–100.

43. Андрейкив А. Е. Пространственные задачи теории трещин. Киев: Наук. думка, 1982. 345 с.

44. Анненков Н. П., Анучкин М. П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения. *Труды ВНИИСТ*, 1974. Вып. 30.

45. Банахевич Ю. В., Кичма А. О., Дзюбин А. Р. Напряжения в okolí дефектів матеріалу оболонкових конструкцій. *Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій* : зб. наук. праць. Львів: Каменяр, 2002 Вип.5. С.311–315.

46. Бару Н. В., Кононов И. И., Сокольник М. Е. Радиопеленгаторы-дальномеры ближних гроз. Львів : Гидрометеоиздат, 1976. 146 с.

47. Беккер М. В., Ориняк І. В., Розгонюк В. В. Про необхідність удосконалення нормативно-технічної документації в розрахунках на міцність нафто- і газопроводів з дефектами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2004. № 3(12). С.116–119.

48. Білобран Б. С. Наукові основи оцінки напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів з урахуванням пластичних деформацій: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ, 2004. 32с.

49. Бородавкин П. П., Бердин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. Москва : Недра, 1987. 471с.

50. Бородавкин П. П., Таран В. Я. Трубопроводы в сложных условиях. Москва : Недра, 1968. 346 с.

51. Будин А. Я. Прогноз времени оползневого смещения на основе учета реологических свойств горных пород : в кн.: Современные методы прогноза оползневого процесса. Москва : Наука, 1981. С. 85-95.

52. Будин А. Я. Тонкие подпорные стенки. Львов: Стройиздат, 1974. 192 с.

53. Булашевич Ю. П., Захарченко В. Ф. Потенциал естественно поляризованных тел эллипсоидной формы. *Изв. АН СССР, сер. геогр. и геофиз.*, 1956. № 10. С. 1174–1181.

54. Браун У., Сроули Дж. Испытания высокопрочных металлических материалов на вязкость разрушения при плоской деформации. Москва : Мир, 1972. 246 с.

55. Васильченко Г. С. Кошелев П. Ф. Практическое применение механики разрушения для оценки прочности конструкций. Москва: Наука, 1974. 148 с.

56. ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – Київ : Держнафтогазпром, 2000. 57с.

57. Воробьев А. А. К вопросу инициирования землетрясений : в кн.: Электрическая аппаратура и электрическая изоляция. Москва : Энергия, 1970. С. 494–500.

58. Воробьев А. А. О возможности электрических разрядов в недрах Земли. *Геология и геофизика*, 1970. № 12. С. 3–13.

59. Воробьев А. А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах. Томск : Изд-во ТГУ, 1980. 211 с.

60. Воробьев А. А. Тектоноэлектрические явления и возникновение естественного мпульсного электромагнитного поля Земли. *ЕИМПЗ. Ч. П. ДСП в ВИНТИ № 4297*, 1979. 149 с.

61. Воробьев А. А., Евсеев В. Д., Запринский Д. А. Биосаваровское приближение при расчетах магнитных полей поляризованных эллипсоидов. *Изв. ВУЗов. Физика*, 1974. № 5. С. 72–77.

62. Крижанівський Є. І., Петрина Ю. Д., Рудко В. П., Онищук О.О., Петрина Д. Ю. Вплив параметрів перекачування сірководневих газів на корозійну тривкість трубної сталі. *Машинознавство*, 2003. № 6. С.24–26.

63. Крижанівський Є. І., Петрина Ю. Д., Рудко В. П., Онищук О. О. Вплив попереднього пластичного деформування на механічні характеристики сталі 17Г1С-У. *Наукові нотатки ЛДТУ*. Луцьк, 2003. Вип.13. С.150–159.

64. ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. Москва : Изд-во стандартов, 1985. 62 с.

65. Горский В. Г., Швецова-Шиловская Т. Н., Кирсанов В. В., Терещенко Г. Ф. Анализ аварийного риска и обеспечение безопасности химически опасных объектов. *Химическая промышленность*, 2002. № 4. С. 1–14.

66. Гошовський С. В., Рудько Г.І., Преснер Б. М. Екологічна безпека техноприродних геосистем у зв'язку з катастрофічним розвитком геологічних проєктів. Київ : ЗАТ «Нічлава», 2002. 624 с.

67. Дахнов В. Н. Промысловая геофизика. Москва : Гостехиздат, 1959. 692 с.

68. Деньга В. С. Международный опыт использования методологии анализа риска в ядерной энергетике, химической промышленности и космической деятельности. *Управління ризиком*, 1999. № 2. С. 51–58.

69. Емельянова Е. П. Основные закономерности опозневых процессов. Москва : Недра, 1972. 307 с.

70. Иванцов О. М., Харитонов В. И. Надежность магистральных трубопроводов. Москва : Недра. 1978. 254 с.

71. Кузьменко Е.Д., Блінов П. В., Климчук Л.М. та ін. Карпатські зсуви: деякі морфологічні характеристики та зв'язки їх з літологією. *Геоінформатика*, 2004. № 1. С. 74–83.

72. Качинський А. Б. Розвиток проблеми ризику в Україні: теорія і практика. *Стратегічна Панорама*. 2002. № 4. С. 18–25.

73. Киттель И. Введение в физику твердого тела. Москва : Госгортехиздат, 1957. 523 с.

74. Крижанівський Є. І., Гончарук М. І., Рудко В. П. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 2003. №1 (5). С.31–34

75. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Кінетика деформування сталі трубопроводу при низькочастотній втомі. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2001. № 1. С.62–67.

76. Крижанівський Є. І., Рудко В. П., Саломатін В. М., Шкіца Л. Є. Прогнозування та попередження зсувів на гірських трасах



газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2004. № 3. С. 5–9.

77. Крижанівський Є. І., Побережний Л.Я. Низькочастотна корозійна втома сталі морських трубопроводів. *Фіз.-хім. механіка матеріалів. Спец. випуск №3. Проблеми корозії і протикорозійного захисту матеріалів*, 2002. т. 2. С. 794–797.

78. Крижанівський Є. І., Рудко В.П., Шацький І.П. Оцінка допустимих навантажень на трубопровід у зоні сповзання ґрунту. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2004. № 4. С. 98–100.

79. Кузнецов В. В. Краткий анализ по отказам на трубопроводах труб большого диаметра. *Повышение надежности труб большого диаметра магистральных газопроводов* : материалы конф., м. Волжский, 1997. С. 28–29.

80. Кузнецов И. В., Саломатин В. Н., Матвеев В. Д. Закономерности деформирования пород при сдвиговой ползучести. *Инженерная геология*, 1986. № 1. С. 59–64.

81. Леонов М. Я. Элементы теории хрупкого разрушения. *Журн. прикл. механики и техн. физики*, 1962. № 3. С. 85–92.

82. Леонов М. Я., Панасюк В. В. Розвиток найдрібніших тріщин в твердому тілі. *Прикладна механіка*. 1959. № 4. С. 391–401.

83. Матвеев В. Д. Устройство для исследования ползучести ґрунтов при сдвиге. А.с. № 877398 (СССР) Опубл. в Б.И., 1981. № 40.

84. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки. *Наказ №637 Міністерства праці та соціальної політики від 04.12.2002.*

85. МР185-86. Расчеты и испытания на прочность. Методы испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах : методические рекомендации Государственного комитета СССР по стандартам: Москва : ВНИИ-НМАШ, 1986. 51 с.

86. Романив О. Н., Ярема С. Я., Никифорчин Г. Н. и др. Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособие: в 4-х т.. Киев: Наук. Думка. т. 4 : Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов, 1990. 680 с.

87. Панасюк В. В., Андрейкив А. Е., Партон В. З. Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособие: в 4-х т. Киев: Наук. думка, 1988. т. 1 : Основы механики разрушения материалов. 488 с.

88. Ковчик С. Е., Морозов Е. М. Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособие: в 4-х т. / под общей ред. Панасюка В. В. Киев : Наукова думка, 1988. Т.3 : Характеристики

кратковременной трещиностойкости материалов и методы их определения. 436с.

89. Горейнов Ю. А., Федоров А. С., Васильев Г. Г. и др. Морские трубопроводы. Москва : Недра, 2001. 131 с.

90. Мюллер Л. Инженерная геология. Механика скальных массивов. Москва : Мир, 1971. 255 с.

91. Никифорчин Г. М., Студент О. З. Створення банку даних корозійно-механічних пошкоджень об'єктів енергетики як складової європейської мережі оцінки довговічності електростанцій. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2001. Спец.випуск № 2. С. 56–61.

92. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. Киев : Недра, 1982. 384 с.

93. Галиуллин З. Т., Карпов С. В., Королев М. И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. *Диагностика – 99. Девятая международная деловая встреча*, г. Сочи, апрель 1999 г. Москва : ИРЦ Газпром, 1999. С. 11–23.

94. Забела К. А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. Москва : Недра, 1986. 170 с.

95. Зайнуллин Р. С. Определение остаточного ресурса труб с трещиноподобными дефектами при коррозионном износе. Уфа : Уфимский нефтяной институт, 2010. С. 12–15.

96. Расчёты и испытания на прочность. Методы испытаний на многоцикловую усталость деталей машин, элементов конструкций и полуфабрикатов. МР 55.

97. Процес визначення залишкового ресурсу нафтогазопроводів та збільшення нормативного терміну їх експлуатації : деклар. патент України на корисну модель № 5396 МПК (2006) 601 №3/00. Опубл. 17.05.2006, Бюл. № 6.

98. Бойс М. Турбомашиностроение в следующем тысячелетии. *Газотурбинные технологии*, 2000. № 5. С. 2–8.

99. Степанов А. В., Кухарь В. П. Достижения энергетики и защита окружающей среды. Киев : Наукова думка, 2004. 205 с.

100. Воробьев И. В., Тодорович Е. Г. Реабилитация ТЭС и ТЭЦ : пути, эффективность. Киев : Энергетика и электрификация, 2000. 243 с.

101. Христин В. А., Лабинов С. Д. Эффективность применения цикла с промежуточной регенерацией для энергетических и транспортных газотурбинных установок. *Изв. Вузов. Сер. Энергетика*, 1964. № 8. С. 46–52.

102. Матвеев В. Т. Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения. *Пром. Теплотехника*, 1997. т. 19. № 4–5. С. 81–85.

103. Ольховский Г. Г. Тепловые испытания газотурбинных установок. Москва : Энергия, 1971. 409 с.

104. Щуровский В. А., Проклов И. А., Корнеев В. И., Кузнецов В. А. Технические решения по реконструкции и переоснащению газотурбинных компрессорных цехов. Серия: транспорт и подземное хранение газа. – Москва : ВНИИЭгазпром, 1990. 50с.

105. Vesely S. Prezentace firmy EKOL. Brno : EKOL, 2004. 169 р.

106. Говдяк Р. М., Шелковский Б. И., Любчик Г. М., Варламов Г. Б. Актуальные проблемы модернизации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. *Экотехнологии и ресурсосбережение*, 2003. № 5. С. 66–72.

107. Макаре Р. М., Шелковский Б. И., Любчик Г. Н., Христин В. А. Энергосбережение и теплоснабжение на объектах транспорта газа. *Пром. Теплотехника*, 1992. Т.14. № 1–3. С. 51–57.

108. Морозов О. В. Горелочные устройства котлов – утилизаторов ПГУ. *Энергохозяйство за рубежом*, 1986. № 5. С. 13–15.

109. Любчик Г. Н., Говдяк Р. М., Миколин Г. А., Шелковский Б. И., Зарицкий А. А. Экологический аудит газогорелочных устройств на основе применения метода базовых характеристик эмиссии  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ . *Экотехнологии и ресурсосбережение*, 2007. № 4. С.44–47.

110. Газопаротурбинна установка. Деклараційний патент на корисну модель №8303. Бюл. №7, 15.07.2005.

111. Спосіб збільшення кількості робочого тіла в циклі енергоустановки газопаротурбинного приводу газоперекачувального агрегату при температурах навколишнього середовища, вищих за розрахункові. Деклараційний патент на корисну модель № 8304. Бюл. №7, 15.07.2005.

112. Газоперекачувальна компресорна станція магістрального газопроводу. Деклараційний патент на корисну модель №14877. Бюл. №5, 15.05.2006.

113. Семчук Я. М., Кривенко Г. М., Гораль Л. Т., Говдяк Р. М. Технічний та екологічний ризики при експлуатації магістральних нафтопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.*- Івано-Франківськ. 2001. № 1. С.68–70.

114. Сергеева Т. К. Металлургические концепции диагностики состояния газопроводов на участках повышенного риска стресс-коррозии : материалы II-го междунар. конгр. "Защита-95". Москва, 1995. С.14.

115. Сигер У. Х. Покрyтия и катодная защита трубопроводов в условиях холодного климата : тез. докл. 1-го сов.-амер. симп. по стресс-коррозии газопроводов. Москва, 1990. С. 14–15.

116. Скубин В. К. Антикоррозийные покрытия как средство предотвращения стресс-коррозии : тез. докл. 1-го сов.-

амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. Москва, 1990. С. 20–21.

117. Слободян З. В., Никифорчин Г. М., Петрущак О. І. Корозійна тривкість трубної сталі у нафтоводних середовищах. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2002. № 3. С. 93–96.

118. Стеклов О. И. Прочность сварных конструкций в агрессивных средах. Москва : Машиностроение, 1976. 200 с.

119. Тиндин Л. Т. К вопросу о механизме коррозии металлов в углеводородах : Докл. АН СССР, 1950. №2. т. 71. С. 357.

120. Трощенко В. Т., Покровский В. В., Прокопенко А. В. Трещиностойкость металлов при циклическом нагружении. Киев : Наук.думка, 1987. 256с.

121. Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б. та ін. Трубопровідний транспорт газу. Київ : Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. 600 с.

122. Улиг Г. Г., Реві Р. У. Коррозия и борьба с ней. – Львов : Химия, 1986. - 280с.

123. Фесслер Р. Р. Практические аспекты коррозионного растрескивания под напряжением трубопроводов и возможные технические решения : тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. Москва, 1990. С. 10–11.

124. Форд Ф. П. Коррозионное растрескивание под напряжением сплавов на основе железа в водных средах. *Охрупчивание конструкционных сталей и сплавов / пер.с англ. под ред. К. Л. Брайента, С. К. Бенерджи*. Москва : Металлургия, 1988. С. 218–258.

125. Чабуркин В. Ф. Анализ отказов и выбор методов диагностики нефтегазопроводов. *Защита-95 : материалы II-го Международн. конгр. ""*. Москва, 1995. С. 10.

126. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения.– Москва : Наука, 1974. 640 с.

127. Чернов В. Ю., Макаренко В. Д. Крижанівський Є. І., Шлапак Л. С. Про причини корозійних руйнувань промислових трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2002. № 6. С. 93–95.

128. Чернов В. Ю. Науково-прикладні основи забезпечення експлуатаційної надійності промислових трубопроводів при низьких температурах : автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ, 2003. 32 с.

## РОЗДІЛ 2

# МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Сучасна теорія міцності і руйнування металів, незважаючи на значні досягнення досліджень фізики металів, ще не стала інженерною наукою, оскільки під час розрахунків неможливо враховувати одночасно дію багатьох чинників, що призводять до руйнування.

У реальних металах кристалічна решітка може бути бездефектною лише в дуже обмежених обсягах у блоках, лінійні розміри яких близько  $10^2$ – $10^4$  А. Наявність дефектів у кристалічній решітці і, насамперед, дислокацій значно знижує міцність реального металу, робить її залежною від кількості дислокацій в одиниці об'єму (їхньої щільності) та структури їхнього скупчення [1- 30].

### **2.1. Аналізування механізмів зародження тріщин в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень**

Об'єктивне оцінювання працездатності будь-якої конструкції, у тому числі трубопроводу, можлива тільки на базі всебічного обліку та моделювання в випробуваному зразку реальних умов експлуатації та особливостей процесу руйнування конструкції. Тому збирання та узагальнення матеріалів про характерні ознаки катастрофічних руйнувань трубопроводів та інших конструкцій набуває величезного значення: це не тільки інформаційні відомості, але й фундаментальна база для теоретичних методів оцінювання надійності споруд в екстремальних умовах експлуатації.

Із руйнуванням деталей, машин та конструкцій накопичений багатий інформаційний матеріал. Виникла нова галузь науки про міцність матеріалів і конструкцій – механіка руйнування, яка вирішує на практиці багато питань забезпечен-

ня надійності машин і металевих конструкцій.

Результати аналізу відмов свідчать про те, що однією з основних причин пошкоджень підземних трубопроводів є вплив зовнішніх сил, що спричинюють утворення поверхневих вм'ятин, тріщин, розривів у зварних швах і по тілу труби. Якщо значні механічні пошкодження, що виникають у період будівництва трубопроводів, можуть бути виявлені і усунені в результаті гідравлічного опресування трубопроводу, то пошкодження, що виникають після гідравлічного опресування і зумовлені впливом зовнішніх сил, можуть стати причиною розриву трубопроводу не тільки безпосередньо в момент його пошкодження, але й через якийсь проміжок часу, тривалість якого залежить від характеру пошкодження і ступеня навантаження трубопроводу.

Найбільш поширені пошкодження, що виникають у результаті проведення ремонтних або будівельних робіт, перебувають у безпосередній близькості від діючого трубопроводу; вони належать до потенційно найбільш небезпечних. Необхідно вчасно оцінювати небезпеку таких пошкоджень і можливість подальшої експлуатації пошкодженої ділянки трубопроводу. Через зовнішні впливи, на вітчизняних трубопроводах відбувається понад 5 % аварій від загальної їхньої кількості, а завданнм збитку вони посідають перше місце.

Часто підземні трубопроводи піддаються зовнішньому впливу від наїздів на них важкої техніки, за таких умов дефектами на тілі труби є тріщини, вм'ятини або пориви. Заповнення простору між трубопроводом і стінками траншеї, а також під трубопроводом м'яким ґрунтом і подальшим його ущільненням значно підвищує опір трубопроводу таким зовнішнім навантаженням.

У результаті ввели нормативні вимоги до сталі щодо ударної в'язкості, за величиною якої встановлюють перехідну температуру, за якої відбувається зміна характеру руйнування. Розвивають підходи до оцінювання тріщиностійкості матеріалів із позицій допустимості критичних розмірів тріщин, оскільки стає очевидним, що на сучасному етапі виробництва конструкцій неможливо повністю унеможливити наявність тріщин або потенційних їхніх джерел.

Внаслідок вжитих заходів щодо покращення якості сталі завдяки стабільності хімічного складу, способів виплавки,

підвищення в'язкості і ряду інших заходів кількість руйнувань значно скоротилася [27–62].

Проте використання сталей підвищеної якості не дозволило повністю унеможливити руйнування. Автори робіт доходять висновку про необхідність проведення подальших досліджень із вишукування нових шляхів підвищення тріщиностійкості сталей і встановлення відповідних критеріїв, що дозволяють оцінювати працездатність конструкцій на кількісній основі.

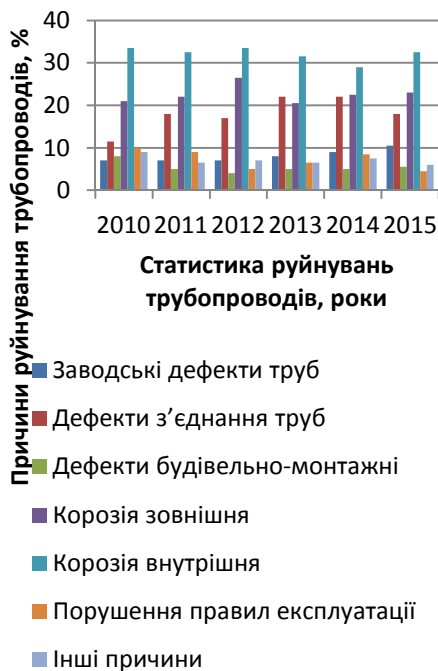
Проведений аналіз цих матеріалів із руйнувань різних конструкцій дозволяє повніше розкрити фізичні процеси та причини аварій трубопроводів. Статистичні дані з аварій трубопроводів мають досить умовну розбивку з причин їхнього виникнення, оскільки в основному фіксуються тільки причини, що мають явні ознаки безпосередньо на трубопроводі (тріщини, розшарування, корозія, механічні пошкодження тощо).

На стадії будівництва і здавання в експлуатацію трубопроводу піддають випробуванням на герметичність і міцність. У результаті гідравлічних або пневматичних випробувань відбраковують дефектні труби і окремі вузли трубопроводу. Основними причинами відмов трубопроводів у процесі передпускових випробувань є дефекти труб заводського походження (тріщини, розшарування в металі, низькі властивості металу і зварного з'єднання тощо) та дефекти трубопроводу, що виникають під час будівельно-монтажних робіт (дефекти в кільцевому шві, механічні пошкодження – задирки, вм'ятини, **риски** тощо).

Частота відмов трубопроводів загалом зберігалася на рівні від 7,5 до 10,9 випадків на 1000 км за аналізований тридцятирічний період з 1957 до 1987 років будівництва. Слід зазначити, що під час гідравлічних випробувань руйнування трубопроводів відбувається на відносно невелику довжину, не перевищує, як правило, довжини однієї труби (не більше ніж 12 м). Під час пневмовипробувань трубопроводів повітрям або газом протяжність руйнування коливається від декількох метрів (5–10 м) до декількох сотень метрів.

Друга група відмов трубопроводів за походженням – це руйнування магістралей під час їх експлуатації (рис. 2.1). Аварії трубопроводів в умовах експлуатації відбуваються в основному через корозію металу (33–50 %), дефектів будівельного походження (механічні пошкодження, дефекти кіль-

цевого шва), дефектів заводського шва, порушення правил експлуатації, несправності обладнання та інших. Статистичні дані щодо руйнувань газопроводів і нафтопроводів, за десятирічний період (2010–2015 роки), свідчать про досить велику кількість відмов. Щорічно відбувалося понад 220 руйнувань трубопроводів. Водночас кількість аварій на нафтопроводах значно більша, ніж на газопроводах.



**Рисунок 2.1 – Статистика руйнування трубопроводів протягом 2010–2015 років**

Численні руйнування трубопроводів характерні не тільки для вітчизняних магістралей, вони досить часто відбуваються на трубопроводах, експлуатованих в інших країнах. За даними Американського управління з безпеки тільки за один рік на американських газопроводах зафіксовано 394 аварії, а на нафтопроводах сталося 255 руйнувань [31]. Основними причинами руйнувань американських трубопроводів є ті ж причини, які характерні для вітчизняних систем.



Осередок руйнування в трубопроводах може виникати на кінцевих ділянках або в інших зонах труби (основний метал, зварне з'єднання), на кільцевому монтажному шві та в зоні перетину монтажного і заводського швів. Зазвичай в осередку руйнування є різного роду дефекти, які і служать джерелом початку процесу локального деформування стінки з наступним наскрізним утворенням тріщини або розкриття кромки з подальшим високошвидкісним розповсюдженням тріщини. За рідкісним винятком в осередку руйнування може бути відсутнім який-небудь дефект. Осередок руйнування довжиною 100 мм виник у зварному поздовжньому шві трубопроводу розміром 1220 x 11 мм зі сталі 14Г2САФ в процесі передпускових випробувань газом із тиском 6,1 МПа. В осередку руйнування сталося локальне випинання стінки труб і в зламі не виявлено жодних видимих дефектів. До осередку руйнування з обох боків примикає характерний злам, що показує напрямком поширення тріщини від осередку. Відмінною особливістю руйнувань цих трубопроводів є ще й те, що поряд із поширенням поздовжньої тріщини виникали тріщини, перпендикулярні до поздовжньої, тобто з поширенням в окружному напрямку. Довжина поперечних тріщин в окремих випадках сягала 300–500 мм. На цих трубопроводах під час передпускових випробувань сталося понад 10 випадків подібних руйнувань. Основна причина таких руйнувань, як показали спеціальні дослідження – це відносно невисокий рівень тріщиностійкості основного металу і зварного з'єднання. Низька якість цих труб була прогнозована на початковому етапі освоєння їхнього виробництва. Тоді ж були видані рекомендації про недоцільність використання труб для магістральних газопроводів. Надалі промисловий випуск зварних труб із сталі 14Г2САФ був припинений.

Руйнування газопроводів за протяжністю умовно поділяють на локальні (обмеженої довжини) і лавинні (необмеженої довжини). Однак чіткої класифікації за визначенням, що ж розуміти під локальним і лавинним руйнуванням, ні серед фахівців, ні в нормативній документації поки не існує. За твердженням авторів праць [26, 59], під локальним руйнуванням розуміють руйнування газопроводу, що супроводжується в'язким характером зламу, а лавинне – це руйнування з крихким зломом. Зазначено, що в'язке руйнування спостерігається в

діапазоні швидкостей тріщини від 80 до 400 м/с, а лавинне поширення тріщини відбувається за швидкостей, що перевищують швидкість декомпресії газу (400 м/с). За цих умов основним джерелом руйнування є потенційна енергія стисненого газу, а за лавинного руйнування – енергія пружної деформації, накопичена в стінці газопроводу.

Проте така класифікація руйнувань газопроводів за протяжністю залежно від характеру зламу (в'язкий або крихкий) не зовсім обґрунтована. Є численні дані [20, 33, 34, 67], які свідчать, що за крихкого руйнування (кристалічний злам) спостерігаються пластичні деформації в гирлі тріщини від 4 до 25 % [5, 34]. Загалом, як зазначено в роботах [66–87], метали не можна віднести до ідеально крихких матеріалів. Їхне руйнування завжди супроводжується пластичними деформаціями як на субмікроскопічному, так і на макроскопічному рівні. Мабуть, справа полягає тільки в диференційованому підході до визначення абсолютних величин пластичних деформацій. Слід розрізняти мікродеформації, які майже неможливо заміряти простими вимірюваннями, і макродеформації – доступні для вимірювання звичайними інструментальними приладами.

Тому в рамках цієї роботи прийнято називати локальними руйнуваннями газопроводів руйнування, в яких швидкість поширення тріщини (незалежно від виду зламу) не перевищує 400 м / с, а лавинними руйнуваннями – руйнування, якщо швидкість тріщини перевищує 400 м / с. Тим більше, що швидкість тріщини, як буде показано в наступних розділах, є параметром, пов'язаним з властивостями матеріалу труб.

Швидкість поширення тріщини по газопроводу визначає довжину руйнування. Типове лавинне руйнування магістрального газопроводу представлено на рис. 2.2. Максимальна довжина лавинних руйнувань у газопроводах, експлуатованих у нашій країні, зареєстрована близько 2,4 км [46], а за кордоном – до 5 км. Слід зазначити, що такі руйнування газопроводів не є масовими, а належать до одиничних випадкових руйнувань. Успішно експлуатуються на робочий тиск 7,5 МПа надпотужні газопроводи діаметром 1420 мм із загальною довжиною понад 20 тис. км. На цих газопроводах були окремі локальні руйнування, але лавинних руйнувань не було.



**Рисунок 2.2 – Лавинне руйнування магістрального газопровода УПУ зі сталі 17Г1С, довжина руйнування складає 373 м**

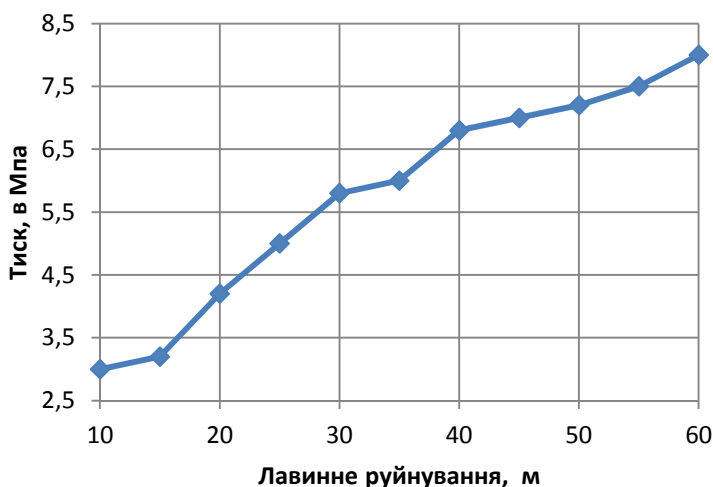
Аналіз статистичних даних локальних руйнувань газопроводів (табл. 2.1) дозволив встановити ряд характерних чинників, які можна буде використовувати під час проведення технічних експертиз аварій.

Результати полігонних випробувань газопроводів, дозволили отримати залежність довжини локальних руйнувань газопроводу діаметром 1070 мм із товщиною 9,5 і 15 мм зі сталі Х65 від величини випробуваного тиску (рис. 2.3). Під час цих випробувань фіксувалася швидкість поширення тріщини, що була у всіх випадках нижча ніж 400 м/с. Спостерігається досить стійкий зв'язок між довжиною руйнування і величиною випробувального руйнівного тиску, що дозволяє використовувати цю залежність для класифікації руйнувань газопроводів за протяжністю.

**Таблиця 2.1 – Відомості локальних руйнувань газопроводів залежно від їхніх діаметрів**

Номер відділу	Діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Кількість руйнувань	Марка сталі	Межі руйнівного тиску, МПа	Межі довжини руйнування, м	Середня довжина руйнувань, м
1	530	9	6	09Г2С	3,6–7,95	2–40	16,45
		7,5	1	17ГС	5,0	10,45	
2	720	7,5	14	17ГС	4,3–5,8	3–36	
				14ХГС			
		8,0	14	17ГС,	2,9–5,2	8–46,6	20,8
		11	1	19Г			
				17ГС	8,0	22	
3	820	9	17	19Г	3,7–5,7	3,5–73	24,7
4	820	9	3	17Г1С,	4,0–5,3	5,3–100	
				17Г2СФ			
		10	1	17Г1С-У	5,2	40	38,3
		11	4	15ГСТЮ	3,3–5,3	0,5–32	
				15Г2С			
5	1070	9,5	4	X65	4,5–8,7	17,3–48	37,7
		15	2	X60	6,5–9,4	30–51,8	
6	1220	10,5	1	17Г1С	5,9	8	
		12	2	17Г1С	4,7–5,4	25–67,8	47,1
		12,5	2	17Г1С	5–5,1	20–40	
		14	2	17Г1С	4,55	42–75	
7	1420	15,7	4	X70	6,5–8,25	12–67	65

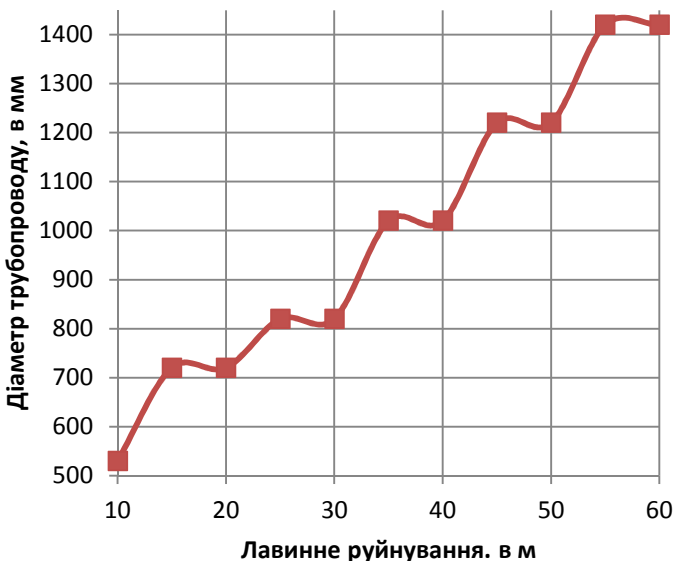
Наприклад, у газопроводі діаметром 1020 або 1220 мм, близькому за розміром до фактичного внутрішнього діаметра розміром 1070 мм, довжина руйнування не перевищила 60 м. Таке руйнування можна віднести до локальних зі швидкістю тріщини нижч ніж 400 м/с, а за довжини руйнування понад 60 м – до лавинного руйнування зі швидкістю тріщини понад 400 м/с. Така класифікація руйнувань газопроводів за протяжністю підтверджується статистичними даними руйнувань реальних газопроводів (табл. 2.1), представленими на графічній залежностях (рис. 2.3–2.4).



**Рисунок 2.3 - Зміна протяжності руйнування газопроводів залежно від робочого тиску в газопроводі**

Довжина руйнувань на графіку наносилася за середнім значенням для кожного діаметра газопроводу. Є цілком задовільний зв'язок між довжиною руйнування газопроводу і його діаметром за фіксованої величини руйнівного тиску від 2,9 до 8,25 МПа, тобто в тому ж діапазоні тисків, за якого випробовується діючий газопровід діаметром 1220 мм. Цей графік можна рекомендувати для аналізу руйнувань газопроводів за протяжністю. У разі аварії газопроводу з параметрами руйнування (діаметр і довжина руйнування), розташованими на графіку в області вище від кривої, слід класифікувати руйнування за протяжністю як локальне, а якщо па-

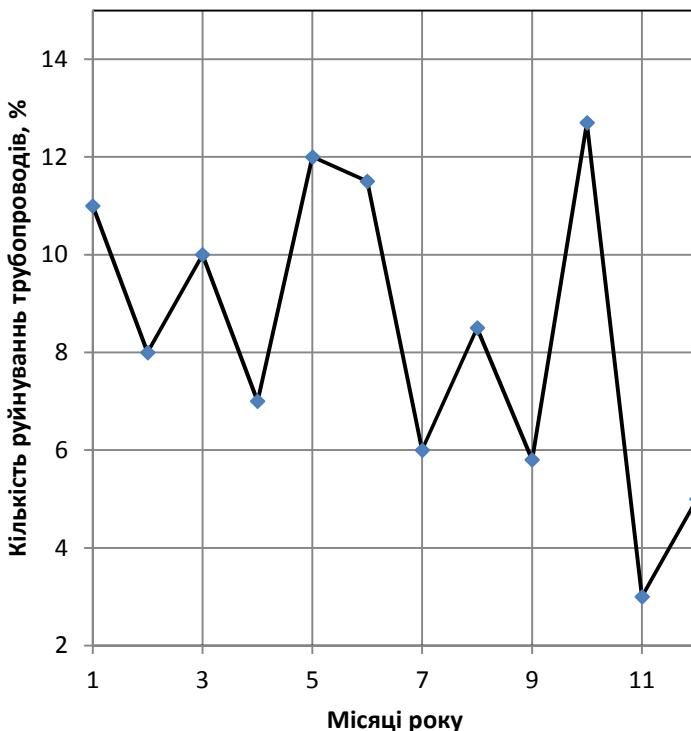
раметри руйнування лежать в області знизу – класифікувати його як лавинне.



**Рисунок 2.4 - Зміна протяжності руйнування газопроводів залежно від діаметра трубопроводу**

У процесі експлуатації металевих конструкцій в умовах природних температур довкілля встановлено, що однією з основних причин руйнувань конструкцій є зниження температури.

Проведений аналіз руйнувань газопроводів свідчить, що зниження температури довкілля майже не впливає на руйнування газопроводів підземної прокладки. Про це можуть свідчити дані з розподілу кількості відмов газопроводів від пори року, наведені на рис. 2.5. Протягом року кількість руйнувань рівномірно розподілене за місяцями і порами року. Середньомісячна кількість руйнувань газопроводів за зимовий період становить 8 % від загальної кількості відмов за контрольований період, за весняний період – 9,7 %, за літній період – 8,7 % і за осінній період – 7 %. Ці результати повністю узгоджуються з даними щодо розподілу відмов газопроводів підземної прокладки.



**Рисунок 2.5 – Розподіл кількості руйнувань газопроводів підземної прокладки за порами року**

Як показав досвід експлуатації, кільцеві стики трубопроводів часто ускладнені зміщенням кромки їхніх торців, допустима величина яких нормована СНиП 2.05.06.85 «Магістральні трубопроводи» і становить 20 % від товщини стінок зварюваних елементів, але не більше ніж 3 мм загалом. Фактично, незважаючи на 100-відсотковий візуальний і радіографічний контроль, значна частина таких зсувів перевищує допустимі значення, залишаючись невиявленими протягом тривалих термінів експлуатації. Виявлення таких дефектів потребує негайної їхньої заміни на бездефектний шов.

Водночас, як показують обстеження, виявлені дефекти є переважно наслідком порушення підбору труб за товщиною стінок, що ускладнює центрування торців в процесі зва-

рювання і є причиною перерозподілу напружено-деформованого стану в зварних стиках. Рівень напружено-деформованого стану являє собою основний нормований критерій, що визначає експлуатаційну надійність зварного стику, ускладненого дефектом зміщення кромки. Представлена в цьому розділі методика дозволяє обчислити допустиме зміщення кромки для розглянутого зварного шва з урахуванням реально діючого в його перетині напружено-деформаційного силового поля і прийняти науково-обґрунтовані рішення про пріоритети заміни дефектних швів, методи їхнього посилення або подовження терміну експлуатації. Стендові та механічні випробування відбракованих кільцевих стиків на внутрішній тиск і міцність під час розтягування свідчать про повну спроможність розрахункових положень розробленої методики за оцінюванням надійності зварних стиків зі зміщенням кромки. Це дозволяє використовувати розглянуту методику як метод управління експлуатаційною надійністю магістральних газопроводів загалом.

На підставі наведених статистичних даних щодо відмов газопроводів у різні пори року можна стверджувати, що зниження кліматичної температури не є переважальним чинником збільшення кількості поздовжніх руйнувань трубопроводів.

Однак зміна температурного режиму докільця протягом року істотно впливає на кількість відмов трубопроводів через руйнування поперечних зварних стиків. У роботі [18–62] проаналізовано 190 відмов трубопроводів по поперечних стиках за шість років експлуатації і зазначено, що основна маса руйнувань поперечних стиків припадає на зимові місяці експлуатації. До аналогічних результатів приходять автор роботи [58–64], який аналізує 34 випадки руйнувань поперечних стиків на розподільчих газопроводах. Однією з основних причин руйнувань поперечних стиків трубопроводів є поздовжні розтягувальні напруження через перепад температур протягом року. На рівень поздовжніх розтягувальних напружень від температурних деформацій додатково накладаються залишкові зварювальні напруження в трубопроводі, що зумовлюють опічення пластичних деформацій в неякісно виконаних поперечних стиках і можуть спричинити їхнє руйнування.



## **2.2. Циклічна та статична тріщиностійкість металу труб тривало експлуатованих магістральних трубопроводів**

Методи розрахунку трубопроводів на міцність, що базуються на визначенні допустимої величини максимального тиску з урахуванням механічних властивостей металу, розмірів труби та рівномірного розподілу напруження у стінці, дозволяють у першому наближенні забезпечити опірність металу труб розвиненим пластичним деформаціям на початковій стадії експлуатації. Однак такий підхід, що не враховує деформаційного старіння, не гарантує нормальну експлуатацію газопроводів. У міру зростання робочого тиску, діаметра труб, збільшення терміну служби газопроводу збільшується схильність металу до крихкого руйнування. Такі руйнування можуть відбуватися навіть за нормальних значень кільцевих напруження, що становлять 30–50 % від границі текучості, тобто в пружній області роботи металу трубопроводу.

Використання ударної в'язкості як основної характеристики тріщиностійкості металу труб ще не гарантує безаварійну роботу трубопроводів. Окрім того, ця проблема ускладнюється ще й тим, що багато газопроводів експлуатуються протягом тривалого часу (20, 30 і більше років), унаслідок чого на стінках газопроводів з'являються різного роду дефекти, ушкодження типу втомних тріщин, корозії, окрихчених у результаті деформаційного старіння тощо.

У цій роботі тріщиностійкість металу труб газопроводів розглянуто з урахуванням його окрихчення в результаті тривалої експлуатації. Процес руйнування газопроводів характеризується стадіями зародження тріщини, повільного її розвитку до критичних розмірів і поширення тріщини з максимальною швидкістю.

Початкова стадія (зародження тріщини) є найбільш відповідальною, оскільки її запобігання може унеможливити руйнування труби взагалі. Однак практичні дії (наприклад, гідровипробовування або термообробка) за виключення стадії зародження тріщини не завжди бувають технічно ефективними або виправданими з економічної точки зору.

Безліч різних форм і розмірів дефектів на стінках труб утруднюють кількісне оцінювання стадії зародження тріщини. Завдання ускладнюється ще й тим, що математичного опису умов переходу в тріщину дефекту трубних сталей навіть із заданими формою й розмірами майже немає. До цього варто додати, що сучасні технічні засоби контролю не дозволяють забезпечити повне виявлення дефектів на стінках труб при їхньому виготовленні.

Відповідно до методу Ірвіна нестабільне зростання тріщини характеризується критичним значенням параметра інтенсивності напруження біля вершини тріщини ( $K_{I0}$ ), що визначає опірність металу поширенню тріщини, тобто тріщиностійкість. Оцінювання тріщиностійкості металу зводиться до розроблення методики визначення  $K_{I0}$ , заснованої на положеннях лінійної механіки руйнування. Лінійна механіка руйнування у вигляді коефіцієнта інтенсивності напруження об'єднує такі важливі характеристики металу як критичне напруження й довжина тріщини. На відміну від загальноприйнятих інтегральних характеристик міцності ( $\sigma_e$  і  $\sigma_T$ ) та пластичності ( $\delta$  і  $\psi$ ) критерії лінійної механіки руйнування дозволяють оцінювати локальні властивості металу труб ( $K_{I0}$ ) біля вершини тріщини та враховувати вид напруженого стану. Тому методи визначення  $K_{I0}$  стандартизовані [56–68]. Однак методи оцінювання  $K_{I0}$  досить трудомісткі, особливо для трубних сталей. Дотепер немає надійних експериментальних даних  $K_{I0}$  для цих сталей, оскільки для визначення параметра  $K_{I0}$  потрібні випробування зразків великих розмірів.

Для визначення тріщиностійкості трубних сталей необхідно встановити надійний зв'язок між критичним коефіцієнтом інтенсивності напруження і параметрами окрихчення, зумовленими традиційними (стандартними) методами випробування гладких зразків та зразків із тріщинами в лабораторних умовах.

Відомо, що руйнування трубопроводів у процесі експлуатації пов'язане з циклічним навантаженням металу труб, тому що лише циклічне руйнування чутливе до концентративів напружень (дефектів) і лише циклічне навантаження

приведе до втоми й деформаційного старіння трубної сталі. Тому велике значення має теоретичне й практичне дослідження циклічної тріщиностійкості. Циклічну тріщиностійкість визначають формулами Періса-Махутова [74–83]:

$$\frac{dl}{dN} = C_{\sigma} (\Delta K)^{n_{\sigma}}; \quad \frac{dl}{dN} = C_e (\Delta K)^{n_e}, \quad (2.1)$$

де  $l$  – довжина тріщини;  $N$  – кількість циклів навантаження;  $C$  – коефіцієнт міцності;  $\Delta K$  – коефіцієнт інтенсивності напруження;  $n$  – коефіцієнт деформаційного зміцнення;  $\sigma, e$  – індекси, що вказують на обчислення з напруження й деформації.

Для двох довільно обраних точок проводять дотичні до кривої і визначають значення  $A_1$  й  $A_2$ :

$$A_1 = \left. \frac{dl}{dN} \right|_{l=l_1} = \operatorname{tg} \beta_1; \quad A_2 = \left. \frac{dl}{dN} \right|_{l=l_2} = \operatorname{tg} \beta_2. \quad (2.2)$$

Параметри циклічної тріщиностійкості металу досліджуваних труб визначають за формулами:

$$n = \frac{\ln(A_1 / A_2)}{\ln(\Delta K_1 / \Delta K_2)}; \quad (2.3)$$

$$C = \frac{A_1}{(\Delta K_1)^n} = \frac{A_2}{(\Delta K_2)^n}. \quad (2.4)$$

Значення  $\Delta K_1$  і  $\Delta K_2$  визначають формулою

$$\Delta K = \rho \sqrt{\pi l} \times \left[ 1,12 + 0,23 \left( \frac{l}{L} \right) + 10,55 \left( \frac{l}{L} \right)^2 - 21,72 \left( \frac{l}{L} \right)^3 + 30,39 \left( \frac{l}{L} \right)^4 \right], \quad (2.5)$$

відносна похибка якої не перевищує 0,5 % при  $0 \leq l/L \leq 0,15$ , де  $L$  – ширина зразка;  $l$  – глибина надрізу плюс довжина тріщини.

$l/L$ .....	0	0,5	0,10	0,15
$K / (\rho\sqrt{\pi l})$ .....	1,12	1,14	1,19	1,26

Наведені необхідні значення  $K / (\rho\sqrt{\pi l})$  були отримані методом сингулярних інтегральних рівнянь СІУ.

Ці результати також можна застосовувати під час розтягування зразків силами  $F$ , що діють уздовж середньої лінії смуги (при цьому  $P = F/L$ ). В процесі розтягування смужки з ексцентриситетом значення коефіцієнта інтенсивності напруження можна отримати шляхом суперпозиції результатів для осового розтягування й «чистого» згину.

Отримані значення параметрів  $n$ ,  $C$ ,  $\Delta K$  підставляють у формулу (2.1) і визначають циклічну тріщиностійкість металу труб газопроводів.

Проведені оцінні розрахунки показують, що за наявності однакових концентраторів на зразках свіжих (неексплуатованих) і зістарених (довгостроково експлуатованих) труб і за середнього значення коефіцієнта  $C$  для трубних сталей ( $C \approx 0,15 \cdot 10^{-10}$ ) величина  $n$  змінюється з часом експлуатації газопроводів: для 17ГС за 28 років від 3,35 до 3,70 і для 14ХГС за 24 роки від 3,0 до 3,65.

Виходячи з цього, за тривалої експлуатації газопроводів зменшується тріщиностійкість трубних сталей, тобто знижується опірність металу труб крихкому руйнуванню.

Характеристику статичної тріщиностійкості визначають на зразках, вирізаних зі стінки труб газопроводу. При цьому зразки були як із тріщиноподібним дефектом (рискою, надрізом), що виник або був нанесений у процесі експлуатації, так і з подряпиною, нанесеною за допомогою фрези глибиною  $0,3 \pm 0,5 \delta$  ( $\delta$  – товщина зразка).

Справжню глибину тріщини визначали за площею зламу зразків після випробувань.

Механічні властивості металу труб ( $\sigma_b$ ,  $\sigma_{02}$ ,  $\psi$  і  $\delta$ ) визначали за ГОСТ 1497-84 шляхом випробувань до руйнування гладких зразків, вирізаних з тієї ж труби, що й зразки із тріщиноподібними дефектами. Для розрахунку було застосовано стандартну методику, відповідно до якої криві деформаційного зміцнення апроксимуються степеневою функцією виду  $\bar{\sigma}_c = \varepsilon_i^n$ . Коефіцієнт деформаційного зміцнення  $n$  визна-

чається за відомим значенням рівномірного звуження  $\psi_\delta$  за формулою.

$$n = -1_n (l - \psi_\delta). \quad (2.6)$$

За значенням максимального руйнівного навантаження  $P_c$  зразка з надрізом визначається руйнівне напруження

$$\sigma_c = \frac{P_c}{\delta}. \quad (2.7)$$

Межу тріщиностійкості  $l_c$  за відносної глибини тріщиноподібного дефекту  $\eta = h/\delta$  (рівній 0,5) обчислюють за формулою

$$l_c^{(0,5)} = 0,5\sigma_c \sqrt{h}. \quad (2.8)$$

Руйнівне середнє напруження  $\psi$  зразка при  $\eta = 0,5$ :

$$\sigma_{0_c} = \frac{\sigma_c}{\frac{l_1 - \eta}{l_1}}. \quad (2.9)$$

Межа тріщиностійкості  $l_3$  – кількісна міра опору матеріалу поширенню тріщини, що являє собою критичні значення умовних коефіцієнтів інтенсивності напруження  $K_c^*$  у широкому діапазоні вихідних довжин тріщин  $l$ , що визначені за максимальних навантажень  $P_c$ , які витримували зразки.

Межу тріщиностійкості визначають серіями короткочасних статичних випробувань плоских зразків із бічним надрізом і попередньо вирощеною втомною тріщиною (за ГОСТ 2.0506-85).

Ступінь зниження руйнівних напружень від наявності тріщини в зразку (чутливість сталі до гострого концентратора) визначається величиною  $\alpha_{тр}$ :

$$\alpha_{тр} = \frac{l_c}{l_c^*} = \frac{\sigma_{oc}}{\sigma_\delta}.$$

Значення межі тріщиностійкості, рівне  $l_c^* = \sigma_\delta (l - \eta) \sqrt{hY(h)}$ , свідчить про високий опір розвитку тріщин. За таких умов напруження в нетто-перетині досяга-

ють тимчасового опору металу ( $\alpha_{oc} = \sigma_6$ ,  $\alpha_{mp} = 1$ ). Чим менше значення  $\alpha_{mp}$ , тим чутливіший метал труби до тріщиноподібних дефектів і нижчий його опір розвитку тріщини.

Межа тріщиностійкості  $l_3$  і параметр  $\alpha_{mp}$  пов'язані залежністю:

$$l_c = 0,4l_c^{(0,5)} \frac{\alpha_{mp}}{\alpha_{mp}^{(0,5)}} (1-\eta) Y(\eta). \quad (2.11)$$

Залежності  $l_c(\eta)$  і  $\alpha_{mp}(\eta)$  є характеристиками статичної тріщиностійкості металу труби товщиною  $\delta$ . За допомогою цих характеристик гранично-статичну номінальну наругу можна визначити за формулою

$$\sigma_c = \frac{l_c}{\sqrt{hY(\eta)}}$$

або

$$\sigma_c = \alpha_{mp} \sigma_6 (1-\eta),$$

де  $h$  – глибина дефекту;  $\eta = h/\delta$ .

Функцію  $Y(\eta)$  визначають за формулою.

$$Y(\eta) = 1,99 - 0,41\eta + 18,7\eta^2 - 38,48\eta^3 + 53,85\eta^4.$$

Руйнівне кільцеве напруження для труби, навантаженої внутрішнім тиском, визначається за формулами:

$$\sigma_{oc} = \alpha_{mp} \sigma_{oe} (1-\eta) \cdot m^{0,3} \text{ при } m \leq 1;$$

$$\sigma_{oc} = \alpha_{mp} \sigma_{oe} (1-\eta) \text{ при } m > 1,$$

де  $m = l/D$  – відносна довжина тріщини;  $D = 2R$  – діаметр труби;  $l$  – довжина поверхневого дефекту.

Руйнівне напруження для бездефектної труби визначається за формулою

$$\sigma_{oe} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sigma_T}{\varepsilon_T^m} \cdot \left( \frac{m}{\sqrt{3}} \right). \quad (2.12)$$

У таблиці 2.2 наведені дані щодо тріщиностійкості, отримані за допомогою описаної в цьому розділі методики з

використанням експериментальних даних дослідження металу демонтованих труб газопроводів структурних підрозділів ПАТ «Укртрансгаз».

**Таблиця 2.2 – Значення коефіцієнта  $\alpha_{mp}$  статичної тріщиностійкості**

Номер зразка	Сталь	Час експлуатації, років	$\alpha_{mp}$	$(\alpha_{mp})_{cp}$
1	17Г1С	25	0,87	0,895
2	17Г1С	26	0,88	
3	17ГС	27	0,90	
4	17ГС	28	0,91	
5	19Г	25	0,90	0,90
6	19Г	29	0,93	
7	14ХГС	26	0,92	

З отриманих даних видно, що в процесі тривалої експлуатації змінюється значення статичної тріщиностійкості трубних сталей. Це особливо помітно для трубних сталей 17ГС і 19Г.

### **2.3. Дослідження кореляції тріщиностійкості металу труб із параметрами тонкої структури**

Відомо, що визначення параметра  $K_{1c}$  можливе лише за умови плоскої деформації у вершині тріщини. Виконання цієї умови для трубних сталей мало використовується, перетворюється в проблему в зв'язку з необхідністю випробування зразків великих розмірів. Однак це стосується трубних сталей, що мало експлуатуються, які ще не втратили свою пластичність. Для довгостроково експлуатованих і вже окрихчених сталей, зразки яких із надрізом крихко руйнуються, проблеми визначення в'язкості руйнування на натурних зразках не існує або не передбачає особливих складностей.

Розміри багатьох виробів, (насамперед листів, з яких зроблені труби,) не завжди достатні для коректного визначення  $K_0$ . Тоді вимірюють величину  $K_1$ . Це менш коректна

характеристика в'язкості руйнування, тому що її величина залежить від геометрії зразка.

Відомо, що критичний коефіцієнт інтенсивності напружень практично забезпечує гарантію безпеки від руйнування труб за критичним напруженням і розмірам тріщин. Однак слід зазначити, що розрахунок за значенням  $K_{10}$  допускає одночасно підвищений запас міцності (у разі статичного руйнування), що приводить до збільшення товщини зразка.

Оскільки на практиці застосовуються труби зі стінкою різної товщини (7 мм÷14 мм), то деформація в них не завжди є плоскою і їхня тріщиностійкість не у всіх випадках виправдана визначенням  $K_1$ . У таких випадках дійсна тріщиностійкість є більшою, ніж  $K_{10}$ . Це означає, що використання  $K_{10}$  приведе до занижених оцінок допустимої довжини тріщини та залишкової міцності труб. Хоча обґрунтовані значення коефіцієнта  $K_{10}$  мають певну цінність, однак для кожного конкретного випадку, варто використовувати те значення тріщиностійкості, що відповідає даній геометрії й товщині стінки труби [32–58]. Також не варто дотримуватися обґрунтованого значення  $K_{10}$ , якщо воно мало підходить для даного випадку.

Вплив товщини стінки труби на руйнування пов'язаний із безперервним переходом від плоского деформування до плосконапруженого стану металу. За достатніх товщин, коли впливом плосконапруженого стану в периферійних областях можна ігнорувати, процес руйнування стає незалежним від товщини. Процес руйнування залежить від розміру зони пластичності та границі текучості. Чим більша границя текучості, тим менша зона пластичності та тріщиностійкість металу труб знижується. Наприклад, це відбувається з металами труб довгостроково експлуатованих магістральних газопроводів.

Слід зазначити, що на сьогодні не існує єдиної думки щодо кількісного опису впливу товщини на тріщиностійкість сталей, особливо низької та середньої міцності, якими є трубні сталі. З цього питання можна навести ряд моделей [46–68]. Ці моделі констатують, що товщина пластини впливає на напружено-деформований стан при вершині тріщини.



Гіпотетично залежність тріщиностійкості металу від товщини пластини  $B$  може бути представлена, оскільки показано на рис. 2.6 [55–72]. Якщо товщина пластини  $B$  перевищує величину  $B_4$ , то в пластині встановлюється переважно плоско-деформований стан і тріщиностійкість наближається до величини  $K_{1c}$ , що не залежить від товщини.

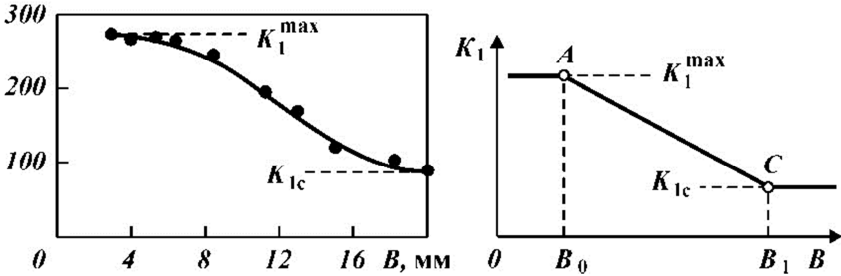
Існує оптимальна товщина  $B_0$ , за якої тріщиностійкість досягає максимального значення, що дорівнює реальній тріщиностійкості за плосконапруженого стану. У перехідній області між  $B_0$  і  $B_1$  тріщиностійкість набуває проміжних значень. Для товщин, менших ніж  $B_0$ , при визначенні тріщиностійкості виникає невизначеність. У роботах [80, 93] наведено пояснення зміни тріщиностійкості залежно від товщини пластин.

З моделі Броска й Влігера [94] впливає співвідношення

$$\frac{K_c}{K_{1c}} = \sqrt{1 + \frac{\varepsilon_f EB_0}{24\sigma_{0,2}B}}, \quad (2.13)$$

де  $\varepsilon_f$  – справжня деформація, за якої відбувається руйнування металу.

$K_1$ , МПа $\sqrt{м}$



а)

б)

Рисунок 2.6 – Залежність коефіцієнта інтенсивності напруження від товщини зразка із тріщиною (а) і по моделі Андерсена (б)

Відношення розміру зони пластичності  $r_\tau$  до товщини пластин є істотним чинником, що визначає напружено-деформований стан. Якщо  $r_\tau$  має той самий порядок, що й

товщина пластини, (тобто  $r_\tau / B$  прямує до одиниці,) то може утворитися плосконапружений стан. Це означає, що  $C_0$  має бути рівним розміру зони пластичності за плоскої деформації. Цей розмір, у свою чергу, дорівнює відношенню подвоєної корекції на зону пластичності [28–45], тому можна записати:

$$B_0 = \frac{1}{3\pi} \left( \frac{K_{1c}}{\sigma_m} \right)^2. \quad (2.14)$$

Визначено лінійне зменшення величини  $K_I$  зі збільшенням товщини пластини. Для побудови цього графіка необхідні значення  $K_c^{\max}$  і  $K_{1c}$ . Для цього варто встановити місце розташування точок  $A$  і  $C$ . Точка  $A$  виходить із умови  $K_I = K_{I\max}$ , а точка  $C$  – з умови досягнення плоскої деформації

$$1, B \geq 2,5 \left( \frac{K_{1c}}{\sigma_m} \right)^2, \quad (2.15)$$

де  $B$  – товщина зразка;  $\sigma_m$  – границя текучості металу.

За відомого  $K_c$  значення  $K_c^{\max}$  визначають випробуванням на тріщиностійкість пластини товщиною  $B_0$ . Загалом наведені залежності відносини  $K_c/K_{1c}$  від товщини пластини в узагальненій формі можна представити у вигляді:

$$\frac{K_c}{K_{1c}} = \sqrt{1 + q \left( \frac{B_0}{B} \right)}. \quad (2.16)$$

Коефіцієнт  $q$  можна одержати за експериментальними даними. За методом Андерсона, для встановлення впливу товщини на тріщиностійкість необхідно випробувати зразок товщиною  $B_0$  для визначення значення  $K_c^{\max}$ , а  $K_c$  (точку  $C$ ) заходять з рівняння

$$K_{1c} = \left[ \sigma_m(0) - \sigma_0 \right] \sqrt{\pi d} \left[ \frac{\sigma_m(0) - \sigma_0}{\sigma_m} \right], \quad (2.17)$$

де  $d$  – діаметр зерна.

Залежність відношення  $K_c / K_{1c}$  від товщини зразка  $B$  виражається формулою

$$\frac{K_c}{K_{1c}} = \frac{B \cdot B_0}{B_1 - B_0} + \frac{K_c^{\max}}{K_{1c}} \cdot \frac{B_1 - B}{B - B_0}. \quad (2.18)$$

Експериментальні результати, отримані випробуванням зразків різних товщин, підтверджують можливість застосування методу Андерсона, а отримана формула дозволяє визначити тріщиностійкість матеріалу в перехідній (від плосконапруженої до плоскої деформації) області.

У разі макрокрихкого руйнування металів робота пластичної деформації  $v_{nl}$  здебільшого кратна питомій поверхневій енергії стінок тріщини  $v_s$ , тобто  $v_{nl} \approx v_s$ . Тоді критерій Гріфітса для металів можна приблизно записати так:

$$S \approx \sqrt{\frac{2Ev_{nl}}{(\pi c)}}, \quad (2.20)$$

де  $E$  – модуль пружності;  $c$  – довжина тріщини усередині зразка.

Залежно від товщини розтягнутої пластини у вершини тріщини реалізуються різні види напруженого стану. Якщо пластина досить товста й виникає плоский деформаційний стан, то поперечної деформації уздовж осі  $Z$  не буде. Плоский напружений стан, що утвориться в тонкій пластині, характеризується рівністю  $S_z=0$ . Силовий критерій руйнування (у МПа·м<sup>1/2</sup>) визначається за формулою

$$K = S(\pi c)^{\frac{1}{2}}. \quad (2.21)$$

Коефіцієнт інтенсивності напружень характеризує локальне підвищення рівня розтягувальних напружень у вершини тріщини. Незважаючи на незвичайну одиницю виміру, МПа·м<sup>1/2</sup> (1 МПа·м<sup>1/2</sup>  $\approx$  3,16 кгс/мм<sup>3/2</sup>), коефіцієнт  $K$  може бути інтерпретований як напруження, що діє попереду вершини тріщини вздовж напрямку її поширення на відстані  $1/2\pi$  від вершини. Інакше кажучи, якщо знаємо величину  $K$  у певний момент розвитку тріщини, то, розділивши її на  $\sqrt{2\pi} \approx 2,5$ , одержимо значення напруження в точці, відда-

лений на 1 мм від вершини тріщини в напрямку її подальшого розвитку.

Зусилля багатьох дослідників спрямовані на встановлення кореляційних зв'язків  $K_{Ic}$  із іншими механічними характеристиками сталей. Неодноразово були спроби встановити кореляційні зв'язки між тріщиностійкістю та механічними характеристиками, визначеними на гладких зразках. Відсутність явної кореляції параметрів тріщиностійкості зі стандартними механічними властивостями металу пояснюється тим, що ці властивості ( $\sigma_b$ ,  $\sigma_m$ ,  $\delta$ ,  $\psi$ ,  $KCV$ ,  $S_K$ ) є інтегральними характеристиками, тоді як параметри  $K_I$ ,  $K_{Ic}$ ,  $\alpha_\sigma$  описують властивості процесів локальних областей металу.

Наприклад, критерій Крафта припускає, що на підставі наближених оцінок критична деформація  $\varepsilon_{кр}$  локальної області (вершина тріщини) дорівнює коефіцієнту спрощення  $n$ :

$$K_{Ic} = En\sqrt{2\pi d_m}, \quad (2.22)$$

де  $d_m$  – відстань від вершини тріщини до місця початку її поширення.

Якщо врахувати, що в маловуглецевих сталей, якими є трубні сталі,  $n$  майже не змінюється з температурою, то буде характеризувати не температурну залежність  $K_c$ , а значення  $K_{Ic}$  за фіксованої температури, (тобто за звичайної температури, за якої, наприклад, експлуатуються газопроводи ( $30^\circ\text{C}$ – $50^\circ\text{C}$ )).

У формулах Періса-Махутова коефіцієнт деформаційного зміцнення  $n$ , аналогічно, визначається на зразках звичайного металу, деформованого звичайним способом без урахування втоми й старіння.

Водночас процес зміцнення відбувається в металевих сплавах у тому числі й у сталях не тільки під час деформацій, але й під час фазових перетворень, деформаційного старіння, заповнення водню, опромінення частками високої енергії, розпаду цементиту та ін. Відомо, що процес зміцнення є складним і містить дифузію, фрагментацію, генерацію дислокацій та вільні ділянки тощо. Звідси можна узагальнити, що коефіцієнти міцності та деформаційного зміцнення є універсальними, тобто вони відбивають сумарний ефект від всіх структурних перетворень у металевих спла-

вах. Отже, якщо закономірності опору металу крихкому руйнуванню або в'язкості руйнування, описувані цими формулами, перенести на процес руйнування трубних сталей довгостроково експлуатованих магістральних газопроводів, то коефіцієнту  $n$  потрібно надати іншу інтерпретацію. Ці сталі за тривалої експлуатації також стають міцнішими та крихкішими. Зміцнено-окрихчені області цих сталей носять локальний характер і пов'язані зі змінами їхньої тонкої структури під дією повторно-статичних навантажень [26–78]. Зміцнення й окрихчення трубних сталей відбувається в результаті процесів втоми й деформаційного старіння, що проходять одночасно та взаємно пов'язані. Ці процеси більш інтенсивно проходять у структурно-неоднорідних областях металу труб, тобто в локальних областях. Шлях поширення втомних тріщин, як показують експериментальні дані, переважно проходить через ці області. Тому ці тріщини є розгалуженими та розвиваються нерівномірно. За кривими, побудованими за даними вимірювання швидкості втомних тріщин, майже неможливо визначити значення  $n$ . Більше того, цей параметр для зістарених металів труб втрачає будь-який зміст.

Зміна міцнісних властивостей металу труб приблизно на (10–12)%, зближення значень  $\sigma_b$  і  $\sigma_T$ , зменшення пластичних властивостей на (20–25)% і зменшення ударної в'язкості в 2–3 рази за тривалої (30 років і більше) експлуатації магістральних газопроводів свідчать про проходження процесів втоми та деформаційного старіння сталей, ступінь яких потрібно визначати сумарним коефіцієнтом старіння  $S_c$ .

Коефіцієнт зміцнення металу труб визначають за формулою

$$K_y = \frac{\sigma'_e}{\sigma_e}, \quad (2.23)$$

де  $\sigma_e$ ,  $\sigma'_e$  – тимчасовий опір трубної сталі відповідно у вихідному й довгостроково експлуатованому стані.

Аналіз руйнування стінки труб тривалоексплуатованих магістральних газопроводів показує, що більшість аварій, пов'язаних із руйнуванням труб, відбувається в результаті повторно-статичних (малоциклових) навантажень.

Усереднений коефіцієнт деформаційного старіння наведений у таблиці 2.3. Тоді загальний коефіцієнт старіння буде  $C_c = C_d + K_y$ .

**Таблиця 2.3 - Значення  $K_{1c}$  залежно від терміну експлуатації та довжини тріщини ( $K_1 = \frac{E}{C_c} \sqrt{2\pi l}$ ) (сталь 17Г1С)**

l, мм	$E\sqrt{2\pi l}$	$K_{1c}$		
		$\tau = (\text{нові})$ ( $C_c = 2$ )	$\tau = 17$ років ( $C_c = 2,3$ )	$\tau = 29$ років ( $C_c = 2,5$ )
0,1	158	79	68,69	63,2
0,2	224,2	112,1	97,48	89,68
0,4	317,0	158,5	137,83	126,8
0,6	385,2	192,6	167,48	154,08
0,8	448,3	224,1	194,91	179,32
1,0	501,2	250,6	217,91	200,48
1,2	549,0	274,5	238,69	219,6
1,4	593,0	296,5	257,83	237,2
1,6	633,8	316,9	275,56	253,52
1,8	658,8	329,4	286,43	263,52
2,0	710,0	355,4	309,04	284,32
2,2	743,4	371,7	323,22	297,36
2,4	779,0	389,5	338,69	311,6
2,6	808,2	404,1	351,39	323,38
2,8	838,6	419,3	364,61	335,44
3,0	868,0	434,0	377,39	347,2
3,2	896,6	448,3	389,83	358,64
3,4	924,2	462,1	401,82	369,68
3,6	951,0	475,5	413,48	380,4
3,8	971,0	485,5	422,17	388,4
4,0	1002,4	501,2	435,83	400,96

Переважає більшість цих руйнувань відбувається вздовж твірних труб і має у центрі руйнування крихкий характер. Тому малоциклова тріщиностійкість металу труб довгостроково експлуатованих магістральних газопроводів становить більший практичний інтерес, ніж статична тріщиностійкість.

Довговічність труб із поздовжньою тріщиною (або тріщино-подібними дефектами) в металі труб за циклічного

навантаження внутрішнім тиском визначається інтегруванням кінетичного рівняння малоциклової втоми:

$$N_{mp} = \int_{h_0}^{h_{kp}} \frac{dh}{f(K_{1c})} = \frac{h_0}{h_{kp}} \cdot \frac{h_{kp} - h_0}{e(K_{1e}^{(0)})^{c_c}} \cdot K_n, \quad (2.24)$$

де  $N_{mp}$  – кількість циклів навантаження до руйнування труби;  $h_{kp}$  – критична глибина тріщини, за якої відбувається розгерметизація або руйнування труби;  $h_0$  – вихідна глибина тріщини;  $c$  і  $n$  – параметри кривої малоциклової тріщиностійкості матеріалу;  $K_n$  – коефіцієнт, що враховує динаміку зміни  $K_{1c}$ ;  $K_{1e}^{(0)}$  – критичний коефіцієнт інтенсивності деформацій за статичного навантаження. Коефіцієнт інтенсивності пружно-пластичних деформацій  $K_{1e}^{(0)}$  для зразків із тріщиною визначають:

$$K_{1e}^{(0)} = \left( \frac{K_1}{\sigma_m} \right)^{1 + \frac{1}{e_c}}. \quad (2.25)$$

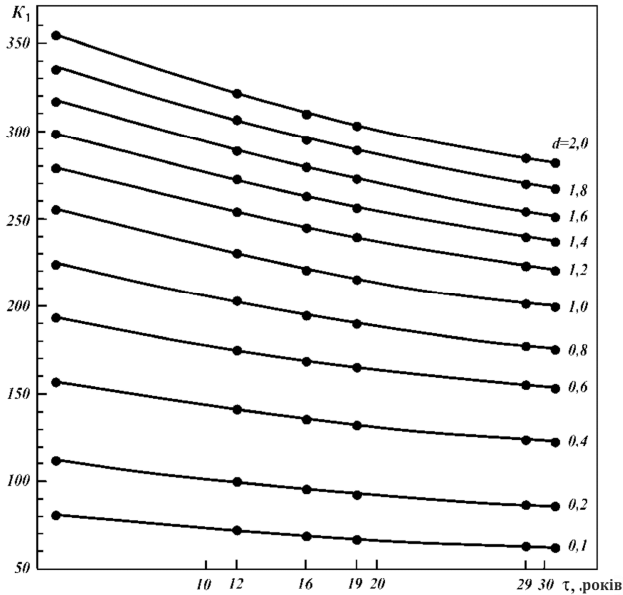
Характеристики малоциклової тріщиностійкості визначають за результатами випробувань зразків із крайовою тріщиною, вирізаних із відповідних досліджуваних труб (нових і зістарених), в умовах м'якого циклічного розтягання по пульсуючому циклі відповідно до рекомендацій РД 55-345-82 «Методи механічних випробувань металів. Визначення характеристик тріщиностійкості (в'язкості руйнування) при циклічному навантаженні».

Для цих зразків вираження для визначення  $K_1$  буде

$$K_1 = \frac{F}{bS} \sqrt{hY(\eta)}, \quad (2.26)$$

де – розтягувальне навантаження;  $b$ ,  $S$  – ширина та товщина відповідно;  $h$  – глибина надрізу;  $Y(\eta)$  – К-тарування зразка.

Для труб малого діаметра параметри малоциклової тріщиностійкості можна визначити за результатами випробувань напівкільцевих (сегментних) зразків [28, 48–53].



**Рисунок 2.7 – Номограма значень залежно від ступеня старіння металу труб магістральних газопроводів за різних довжин тріщин (сталь 17ГС)**

У цьому разі коефіцієнт інтенсивності напруження визначається за формулою

$$K_1 = \frac{6M_3}{b\sqrt{S^3}} \sqrt{h} Y(\eta), \quad (2.27)$$

де  $M_3$  – згинний момент ( $M_3 = FR$ );

$$Y(\eta) = 1,93 - 3,07\eta + 14,53\eta^2 - 25,11\eta^3 + 25,8\eta^4. \quad (2.28)$$

Результати малоциклових випробувань зразків обробляють відповідно до рекомендацій РД 50-345-82. За результатами випробувань зразків визначають значення швидкості поширення тріщини й відповідні їм найбільші значення із зазначенням розрахункової формули, будують діаграму циклічної тріщиностійкості в координатах  $-\lg V - \lg \Delta K_{Ic}$ . Діаграма циклічної тріщиностійкості апроксимується залежніс-



тю  $V = \Pi (\Delta K_{lc})^{1/C_c}$  і за нею встановлюється коефіцієнт міцності  $\Pi$ . Значення цього параметра є вихідними даними для судження про опірність розвитку малоциклових тріщин у метали й для оцінювання довговічності труб.

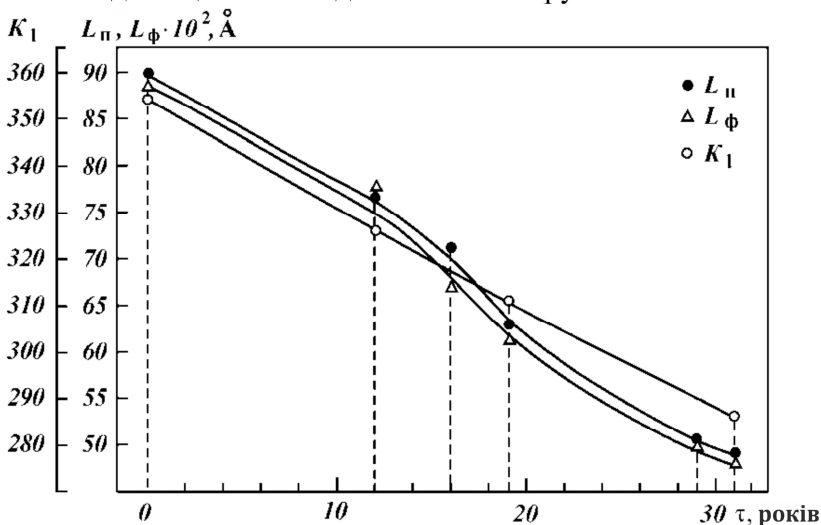


Рисунок 2.8 – Графік зміни ширини згинних контурів у перліті  $L_n$ , фериті  $L_\phi$  і параметра  $K_1$  у процесі експлуатації газопроводів (сталь 17ГС)

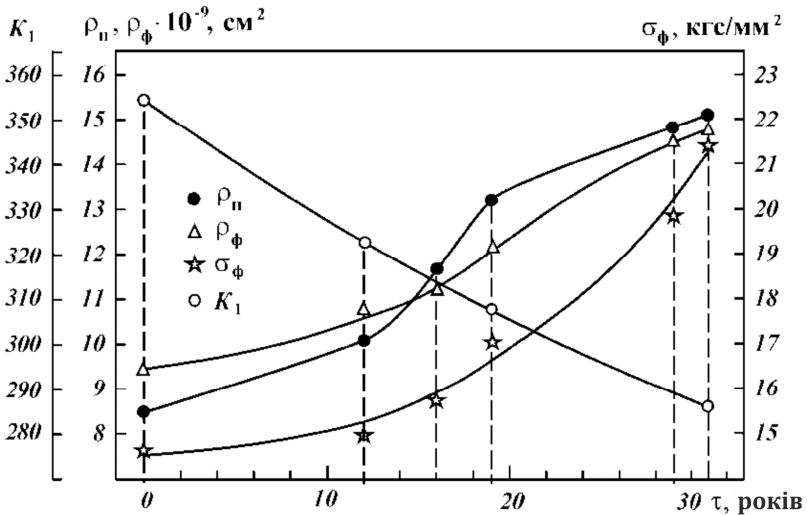
Орієнтовно параметр  $\Pi$  можна визначити за формулою

$$\Pi = \frac{1}{2\pi (\bar{\varepsilon}_{1кр})^{1/C_c}}, \quad (2.29)$$

де  $\bar{\varepsilon} = -\frac{\ln(1+\psi_\kappa)}{\varepsilon_{0,2}}$ ;  $\varepsilon_{0,2} = 0,002$ .

Значення коефіцієнта  $K_\Pi$  для моделей, у яких коефіцієнт інтенсивності напружень описується вираженням  $K_I = \sigma_\epsilon \sqrt{Mn}$ , де  $M = \text{const}$ , визначають за формулою

$$K_n = \frac{2 \left[ \left( \frac{h_{kp}}{h_0} \right)^{\frac{1}{C_c}-1} - 1 \right]}{\left( \frac{1}{C_c} + 1 \right) \left( \frac{h_{kp}}{h_0} - 1 \right)} \text{ при } \frac{1}{C_c} > 1. \quad (2.30)$$



**Рисунок 2.9 – Графік зміни щільності дислокації в перліті  $\rho_n$ , фериті  $\rho_\phi$  і параметра  $K_1$  у процесі експлуатації газопроводів (сталь 17ГС)**

Результати досліджень показали, що причиною передчасного виходу з ладу газопроводу є локалізація двох концентраторів напружень, розміщених на зовнішній і внутрішній поверхнях зварних швів труби в одному перетині по товщині стінки, а також їхнє розташування поблизу від кільцевого зварного шва. Необхідно зазначити, що поза зоною дії загального концентратора напружень були виявлені одиничні пори великих розмірів і вм'ятини тієї ж величини, що і в зоні зламу, але які розташовувалися в наплавленому металі шва і не вплинули на руйнування.

Отже, для підвищення працездатності газопроводів необхідне чітке контролювання за геометричних параметрів зварного шва та відбракування труб із двома і більше дефектами будь-якого типу, що перебувають в одному перетині по товщині стінки трубопроводу. Насамперед це стосується кінцевих ділянок стикових труб газопроводів, де до локальних концентраторів напруження приєднується загальний концентратор, що є місцем перетину заводських і кільцевих (монтажних) швів.

## **2.4. Чинники, що визначають навантаженість тривало експлуатованих газопроводів за складних гірничо-геологічних умов**

Граничну несучу здатність труб за існуючими нормативами обчислюють із використанням залежностей, що базуються на безмоментній теорії оболонок і дозволяють визначати максимальний тиск або доступну товщину стінки з урахуванням механічних властивостей металу, початкових розмірів труби і рівномірного розподілу напружень у стінці.

Базовим рівнянням для оцінювання несучої властивості трубопроводів використовують формулу

$$P_{np} = \frac{2\sigma_{\epsilon} S_0}{D_0}, \quad (2.31)$$

де – граничне значення внутрішнього тиску;  $\sigma_{\epsilon}$  - тимчасовий опір матеріалу труб;  $S_0, D_0$  – початкове значення товщини стінки і діаметра труби відповідно.

Відносна простота залежності (2.31) сприяла її поширенню. Разом із тим, результати натурних випробувань труб внутрішнім тиском, отриманих рядом досліджень [17–38], свідчать про серйозні розбіжності між розрахунковими і фактичними параметрами пошкодження труб (табл. 2.4). Серед наведених даних можна побачити, що різниця між розрахунковими і експериментальними значеннями міцності труб досягає 25 %. На нашу думку, така різниця є наслідком недосконалості розрахункової формули (2.31). У цій залежності не враховано вплив напруженого стану на опір матеріалу

деформації і зміни розмірів труб до часу досягнення максимального значення тиску. Неправильно також, оцінюючи міцність труби, характеризувати опір матеріалу деформації величиною напружень, відповідних граничній рівномірній деформації при одноосьовому розтягу.

**Таблиця 2.4 – Розрахункові та фактичні параметри пошкодження труб**

Діаметр труби, мм	Товщина стінки, мм	Марка сталі	Розрахункове значення $P_{роз}$ , МПа	Експериментальне значення $P_{екс}$ , МПа	Відношення $P_{роз}/P_{екс}$
720	8	17 Г1С	11,5	10,9	1,05
720	8	17 Г1С	12,8	11,3	1,14
720	8	17 Г1С	13,0	11,9	1,09
720	8	14ХГС	11,5	15,5	0,74
720	8	14ХГС	12,5	16,5	0,76
529	8	17 Г1С	16,7	14,0	1,09
529	6,8	17 Г1С	13,7	12,8	1,07
529	6,6	17 Г1С	13,5	12,3	1,10
529	6,7	17 Г1С	13,5	13,0	1,04
273	6,3	Ст3	23,5	22,8	1,03
273	6,5	Ст3	23,5	22,8	1,03
273	6,5	Ст3	24,2	24,5	0,99
325	8,2	20	24,9	24,2	1,03
325	7,8	20	23,5	23,1	1,02
325	8,6	20	26,1	26,8	0,97
325	8,6	20	26,1	26,0	1,01

Для виправлення зазначених недоліків існуючого розрахунку на міцність розглянемо перш за все явище пластичної стійкості в трубах, навантажених внутрішнім тиском.

Загалом при навантаженні труб внутрішнім тиском можливі два випадки, пов'язані з втратою пластичної стійкості:

– у міру деформації труб внутрішнім тиском настає момент, коли подальше наростання напружень здійснюється внаслідок збільшення діаметра і зменшення товщини стінки без зростання і навіть зі зменшення тиску  $p$ ;

– за аналогією з утворенням шийки при одноосьовому розтягу труби настає момент, коли рівнодійна навантаження  $F$ , що припадає на ділянку  $l$ , досягає максимального значення.

Умову появи цих моментів можна охарактеризувати рівняннями:

$$\frac{dp}{d\varepsilon_i} = 0. \quad (2.32)$$

$$\frac{dF}{d\varepsilon_i} = 0, \quad (2.33)$$

де  $\varepsilon_i$  – інтенсивність логарифмічних деформацій.

Розглянемо трубу, навантажену внутрішнім тиском і осьовою силою, але так, що

$$0 \leq \sigma_{np} = \sigma_2 \leq \sigma_{ок} = \sigma_1, \quad (2.34)$$

де  $\sigma_{np}$ ,  $\sigma_{ок}$  – поздовжнє і кругове напруження в стінці труби відповідно.

Введемо позначення:

$$\frac{\sigma_2}{\sigma_1} = K_\sigma.$$

Запишемо умову навантаження

$$p = \frac{\sigma_1 S}{R}, \quad (2.35)$$

$$F = \sigma_1 S l, \quad (2.36)$$

де  $R, S, l$  – товщина, радіус та одинична довжина відповідно.

Залежність між поточними значеннями  $R, S, l$  і головними деформаціями  $\varepsilon_1, \varepsilon_2$  і  $\varepsilon_3$  виразимо таким чином:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 &= \ln \frac{R}{R_0}; R = R_0 e^{\varepsilon_1}; \\ \varepsilon_2 &= \ln \frac{I}{I_0}; I = I_0 e^{\varepsilon_2}; \\ \varepsilon_3 &= \ln \frac{S}{S_0}; S = S_0 e^{\varepsilon_3}, \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

де  $R_0, S_0, I_0$  – початкові значення геометричних параметрів;  
 $e$  – основа натуральних логарифмів.

Після підставлення отримуємо:

$$p = \sigma_1 \frac{S_0}{R_0} e^{(\varepsilon_3 - \varepsilon_1)},$$

$$F = \sigma_1 I_0 S_0 e^{(\varepsilon_2 - \varepsilon_3)}.$$

Інтенсивність напружень для двохосового напруженого стану, як відомо, дорівнює

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_1^2 - Q_1 Q_2 + \sigma_2^2}.$$

Отримуємо:

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_i}{\sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2}}.$$

Після підставлення отримуємо:

$$\frac{dp}{d\varepsilon_i} = \frac{S_0}{R_0} \frac{1}{\sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2}} \left[ \frac{d\sigma_i}{d\varepsilon_i} e^{(\varepsilon_3 - \varepsilon_1)} + \sigma_i e^{(\varepsilon_3 - \varepsilon_1)} \left( \frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_1}{d\varepsilon_i} \right) \right] = 0. \quad (2.38)$$

$$\frac{dp}{d\varepsilon_i} = \frac{S_0 I_0}{\sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2}} \left[ \frac{d\sigma_i}{d\varepsilon_i} e^{(\varepsilon_2 - \varepsilon_3)} + \sigma_i e^{(\varepsilon_2 - \varepsilon_3)} \left( \frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_2}{d\varepsilon_i} \right) \right] = 0. \quad (2.39)$$

Вирази можна спростити:

$$\frac{dQ_i}{d\varepsilon_i} = \sigma_i \frac{d\varepsilon_1}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i}, \quad \frac{dQ_i}{d\varepsilon_i} = -\sigma_i \frac{d\varepsilon_2}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i}.$$

Із використанням рівнянь пластичності отримаємо:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dQ_i}{d\varepsilon_i} &= \frac{\sigma_i - \frac{\sigma_2}{2}}{\sigma_i} \\ \frac{dQ_2}{d\varepsilon_i} &= \frac{\sigma_2 - \frac{\sigma_1}{2}}{\sigma_i} \\ \frac{dQ_3}{d\varepsilon_i} &= \frac{\sigma_1 + \frac{\sigma_2}{2}}{2\sigma_i} \end{aligned} \right\} \quad (2.40)$$

Після підставлення отримаємо:

$$\frac{dQ_i}{d\varepsilon_i} = \frac{3}{2} \frac{\sigma_i}{\sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma}} \quad \text{для } p_{\max};$$

$$\frac{dQ_i}{d\varepsilon_i} = \frac{(2 - K_\sigma)\sigma_i}{\sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma}} \quad \text{для } F_{\max};$$

Використаємо найбільш поширену в теорії пластичності апроксимацію залежності  $\sigma_i(\varepsilon_i)$  у вигляді:

$$\sigma_i = A(\varepsilon_i)^m.$$

Відповідно:

$$A = \sigma_p e^m m^{-m},$$

$$m = \varepsilon_p.$$

Тут  $\varepsilon_p$  – рівномірна логарифмічна деформація при одноосьовому розтягу.

Запишемо відомі вирази для інтенсивності деформацій при  $\mu=0,5$ , тоді умови сталості об'єму та умови пропорцій-

ності компонентів девіаторів напруження і деформацій матимуть вигляд

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_i - \varepsilon_2)^2 + (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)^2 + (\varepsilon_3 - \varepsilon_1)^2} .$$

$$\varepsilon_i + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 = 0 .$$

$$\frac{\varepsilon_i - \varepsilon_2}{\sigma_1 - \sigma_2} = \frac{\varepsilon_2 - \varepsilon_3}{\sigma_2 - \sigma_3} = \frac{\varepsilon_3 - \varepsilon_1}{\sigma_3 - \sigma_1} .$$

Для двоосьового напруженого стану, маємо:

$$\varepsilon_i = \frac{2\varepsilon_1}{2 - K_\sigma} \sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2} .$$

Після підставлення та перетворень отримуємо вираз для визначення критичних значень інтенсивності деформацій, що відповідають моменту досягнення максимально тиску ( $\varepsilon_{i_{кр}}$ ) і моменту утворення шийки ( $\varepsilon_{1_{ш}}$ )

$$\varepsilon_{i_{кр}} = \frac{2}{3} \varepsilon_p \sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2} ; \quad (2.41)$$

$$\varepsilon_{1_{ш}} = \frac{2}{2 - K_\sigma} \varepsilon_p \sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2} . \quad (2.42)$$

Використовуючи наведену вище формулу, виразимо критичне значення інтенсивності деформацій через відповідні значення кругової деформації  $\varepsilon_{i_{кр}}$  і

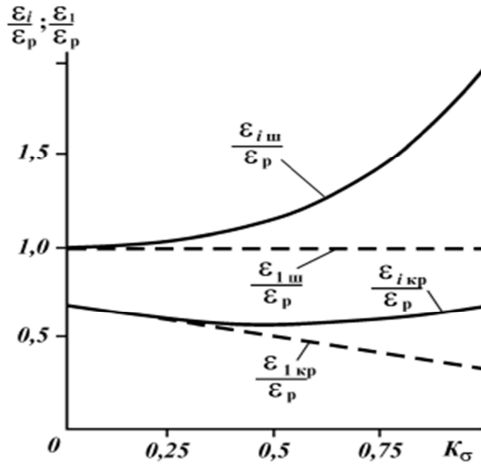
$$\varepsilon_{1_{кр}} = \frac{2 - K_\sigma}{3} \varepsilon_p ; \quad (2.43)$$

$$\varepsilon_{1_{ш}} = \varepsilon_p . \quad (2.44)$$

Відповідно до вхідних критеріїв  $\varepsilon_{i_{кр}}$  і  $\varepsilon_{1_{кр}}$  характеризують міцність труби ( $p_{\max}$ ), а критерії  $\varepsilon_{1_{ш}}$  і  $\varepsilon_{i_{ш}}$  – міцність матеріалу ( $F_{\max}$ ). Для зручності називатимемо їх критеріями втрат пластичної стійкості труби і матеріалу відповідно.



Слід зазначити, що вирази (2.41-2.44) не є оригінальними. У різних варіантах (як для окремих значень  $K_{\sigma}$ , так і загалом) вони отримані раніше. Для зручності аналізу отриманих виразів зобразимо їх у вигляді графіка (рис. 2.10).



**Рисунок 2.10 – Криві залежності критичних значень інтенсивності деформацій від коефіцієнта, що характеризує навантажений стан металу**

Розглянувши сутність наведених критеріїв, можна помітити, що вони обидва залежать від характеру зміни опору деформації із зростанням деформації (модуля зміцнення). Останній, як відомо, може бути суттєвим навіть для матеріалів із однаковими значеннями рівномірної деформації  $\epsilon_p$ . Іншими словами, матеріали з однаковими значеннями  $\epsilon_p$  можуть мати різні відношення границі текучості до часового опору  $\sigma_p$ .

Вплив силових характеристик разом із деформаційними на пластичну стійкість матеріалу помічено також у практиці обробки металів тиском.

Зокрема в роботах [24-32, 46-52] зазначається, що деформаційна здатність матеріалу під час штампування і витягування залежить як від  $\epsilon_p$ , так і від  $\frac{\sigma_{\tau}}{\sigma_{\epsilon}}$ .

Можна побачити що втрата пластичної стійкості труби у всьому досліджуваному діапазоні зміни відбувається за набагато менших деформацій, ніж утворення шийки. Водночас усі розглядувані критерії визначаються тільки пластичністю матеріалу і коефіцієнтом  $K_{\sigma}$  та зовсім не залежать від міцнісних характеристик. Значення є незалежними від .

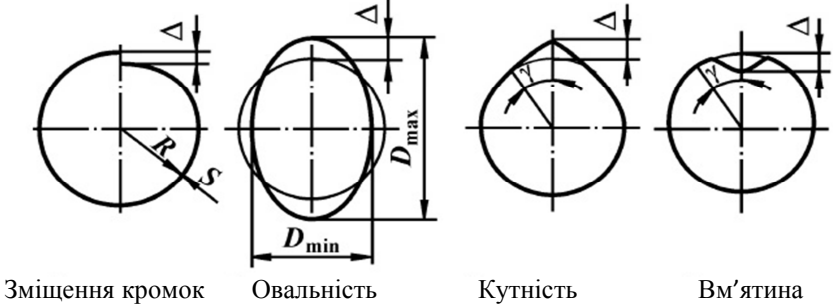
## **2.5. Вплив концентраторів напружень на міцність тривало експлуатованих магістральних трубопроводів**

Основна частина діючих магістральних трубопроводів експлуатується понад 30 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом напруження, корозійного середовища і водню відбулися процеси, що призвели до зміни фізико-механічних властивостей металу [17–89]. Причому ступінь зміни властивостей залежить не тільки від тривалості, але і від силових умов експлуатації, тобто від рівня робочого тиску і розмаху його коливань. Тому аналізуючи стан магістральних трубопроводів, оцінюючи залишковий ресурс і плануючи капітальний ремонт, необхідно виходити з реальних властивостей матеріалу труб.

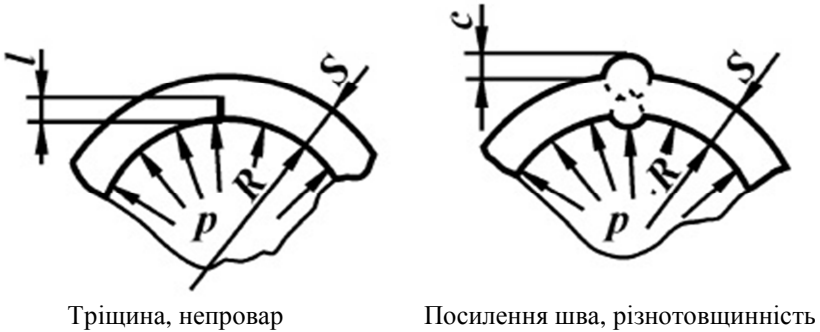
Процеси, що проходять у металі труб у ході тривалої експлуатації, можуть впливати як на стандартні механічні властивості, так і на нестандартні, оцінювані за спеціально розробленими методиками. У зв'язку з цим, для оцінювання стану металу труб після їхньої тривалої експлуатації необхідно дослідити комплекс фізико-механічних характеристик, що дозволяють оцінити опір руйнування металу в умовах, найбільш близьких до умов експлуатації.

Технологічні дефекти можна умовно поділити на дві групи (рис. 2.11). Перша група – це дефекти зміщення кромок, овальність, кутність та ін. Вони споріднені не тільки за походженням, але й за методами оцінювання їхнього напруженого стану. Дефекти зміни форми зварного з'єднання, здебільшого, спричинюють загальну зміну напруженого стану з'єднання конструктивного елемента. Друга група – тріщиноподібні дефекти, що призводять до локального підвищення рівня напруженості металу.

### Відхилення форми виробу



### Локальна зміна товщини стінок



**Рисунок 2.11 – Технологічні концентратори газопроводів**

Одним із поширених дефектів, що виникає в процесі виготовлення зварного з'єднання є зміщення кромки. Під зміщенням кромки розуміємо зміщення відцентрованих поверхонь двох зварних елементів однакової товщини  $S$ , є безрозмірним параметром та позначаємо -  $\Delta$  ( $\Delta = c/S$ , де  $c$  – абсолютне зміщення кромки). У практиці створення зварного кільцевого з'єднання зміщення кромки часто перевищує допустимі значення ( $\Delta \leq 0,1$ ). Процес суміщення кромки, з одного боку, призводить до збільшення трудомісткості з'єднання зварюваних елементів, а з іншого – до зниження довговічності системи загалом. Тому великий практичний інтерес становить розроблення методів забезпечення працездатності зварних з'єднань із розвиненим зміщенням кромки ( $\Delta > 0,1$ ). Слід зазначити, що результати внутрішньотрубної

діагностики, що проводились на тривалоексплуатованих магістральних газопроводах (2010–2015 рр.), свідчать про те, що на зміщення кромки в місцях кільцевих зварних з'єднань припадає 24 % дефектів від виявлених.

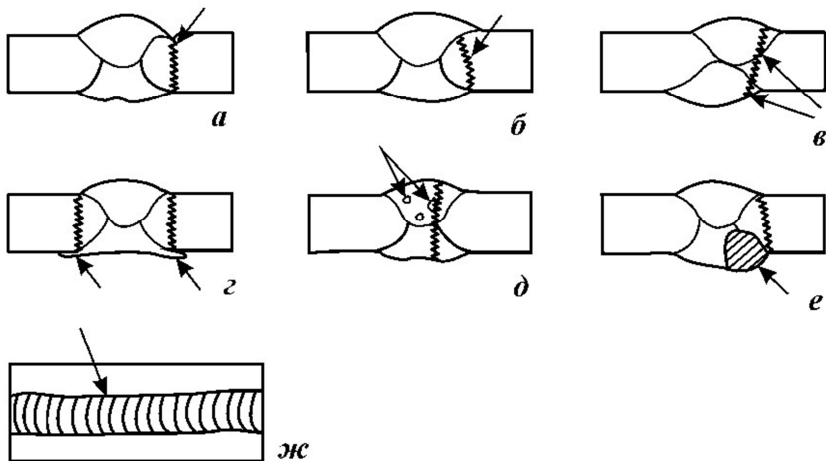
Дефектами заводських зварних швів електрозварних труб (виявленими технічним оглядом), по яких можливе руйнування, є (рис. 2.11): подрізи, наплави, неякісне з'єднання між зовнішнім і внутрішнім швами внаслідок їхнього зміщення; нерівномірність параметрів шва (висота й ширина) за його довжиною; пори, шлакові включення, що виходять на поверхню зламу, ділянки ремонтної підварки. Зазначені дефекти характерні й для монтажних зварених швів.

Для прямошовних труб типова неякісна підготовка кінцевих ділянок труб під виконання зварного з'єднання в стик труби (неповне зняття зусилля внутрішнього шва) і утворення задири, надривів під час установки конуса стика (рис. 2.12, г). Характерним видом руйнування по тілу труби є розрив по поверхневому дефекту у вигляді вм'ятин, ризок, подрипин. У зоні вогнища руйнування необхідно встановити вид концентратора напружень зварного з'єднання тіла труби та конструктивного елемента.

Під впливом зовнішнього та внутрішнього навантаження на трубопровід, зокрема на ділянках з'єднання із конструктивними елементами втрачається пластична стійкість конструкції. Це означає, що для рівномірності зварної конструкції труби зовсім необов'язково, щоб міцність зварного з'єднання дорівнювала міцності основного металу. Для цього необхідно лише, щоб міцність зварного з'єднання  $\sigma_B^3$  була достатньою для реалізування в трубі максимальних напружень при  $p_{\max}$ . Виразимо величину, відповідну розглянутій умові, як

$$\sigma_B^3 = K_{кр}^3 \sigma_B, \quad (2.45)$$

де  $\sigma_B^3$  і  $\sigma_B$  – тимчасові опори зварного з'єднання і основного металу відповідно;  $K_{кр}^3$  – допустиме значення ослаблення міцності зварного з'єднання.



*а – підрізи; б – наплав; в – неякісне з'єднання між зовнішнім і внутрішнім швами внаслідок їхнього зміщення; г – неповне зняття посилення внутрішнього шва з утворенням задири, уступів; д – пори, шлакові включення на поверхні зламу; е – ділянки ремонтної поверхні заводських швів; ж – нерівномірність параметра зварного шва*

**Рисунок 2.12 – Види дефектів зварних швів і можливий характер їхнього руйнування**

Слід зауважити, що під  $\sigma_B^3$  розуміємо міцність зварного з'єднання конструкції.

Беручи до уваги той факт, що тривало експлуатовані газопроводи протягом останніх років є недозавантаженими, тобто працюють не на повну потужність, розглянемо випадок навантаження труби внутрішнім тиском, якщо  $K_\sigma=0,5$ .

Відповідно можна записати

$$F_{\max} = S_0 \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_i^3 (\epsilon_i^3)_{s_i=s_{im}} e^{3m^3} = S_0 \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_i (\epsilon_i)_{s_i=s_{im}} e^{3m_{sp}} . \quad (2.46)$$

Тут індекс «з» при позначенні вказує на приналежність параметрів до зварного з'єднання. Впливом деформації зварного з'єднання нехтуємо.

Вводячи ступеневу апроксимацію, одержуємо:

$$\sigma^3 \left( \frac{2}{\sqrt{3}} \right) s_p = \frac{\sigma_e e^{\frac{\varepsilon_p}{2}}}{\sqrt{3}}, \quad (2.47)$$

звідки

$$K_p^3 = \left( \frac{e}{3} \right)^{\frac{\varepsilon_p}{2}} \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)^{\varepsilon_p} \quad (2.48)$$

або при  $\varepsilon_p^3 = \varepsilon_p$ , що може бути, наприклад, при уточненні зварного з'єднання,

$$K_p^3 = \frac{e^{\frac{\varepsilon_p}{2}}}{2^{\sigma_p}}. \quad (2.49)$$

Графічно вираз (2.49) представлено на рисунку 2.13. Хоча значення  $K_p^3$  і незначно відрізняються від одиниці, проте вони цікаві тим, що в принципі дозволяють допускати в трубі деякі послаблення окремих зон без шкоди для міцності труби. Це ослаблення може бути тим більшим, чим вища пластичність матеріалу.

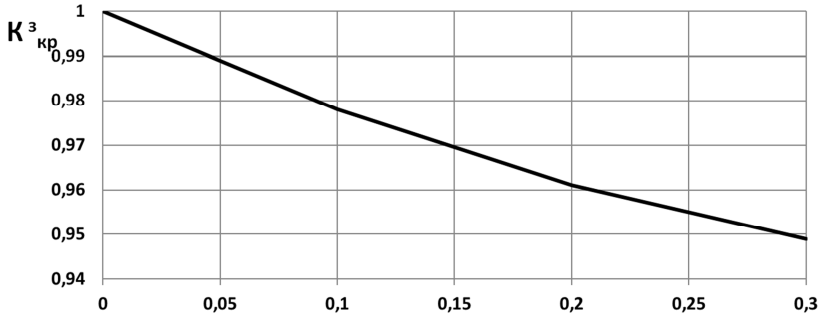
Руйнування труби за таких умов, природно, відбудеться по ослабленій ділянці. Однак місце руйнування, у цьому разі, не має принципового значення, оскільки при досягненні в трубі тиску  $p_{\max}$  вона все одно руйнуватиметься незалежно від того, є в ній ослаблення чи ні.

Із подальшим ослабленням міцності зварного з'єднання  $K_{кр} \leq K_p^3$  труба руйнуватиметься на зростаючій гілці діаграми «тиск – деформація».

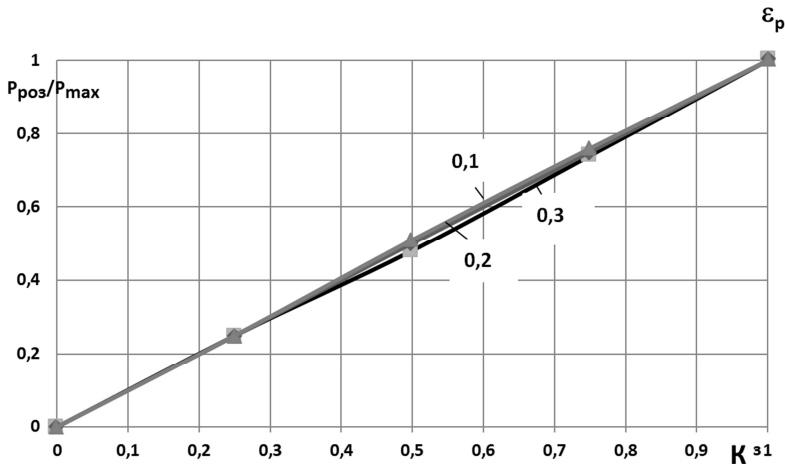
Провівши ряд математичних операцій, отримуємо залежність відносної міцності зварних труб від коефіцієнта  $K^3$

$$\frac{p_{розр}}{p_{\max}} = \frac{K^3 \left( \frac{2}{\sqrt{3}} \right)^{\varepsilon_p^3} (\sqrt{3})^{\varepsilon_p}}{e^{\left( \frac{\sqrt{3} s_i}{2} \right)}}. \quad (2.50)$$

Відносна міцність зварних труб є непрямо пропорційною ослабленню зварного з'єднання  $K^z$ . Графічне вираження (2.50) для різних  $\varepsilon_p^c = \varepsilon_p = 0,1; 0,2; 0,3$  представлено на рисунку 2.13.



а)



б)

**Рисунок 2.13 – Графічні залежності впливу зварного з'єднання на працездатність газопроводу:**

*а - допустимого ослаблення міцності зварного з'єднання від пластичності металу; б - міцності поздовжнього зварного з'єднання на відносну міцність труби (шифр кривих -  $\varepsilon_p$ )*

## Список використаних джерел другого розділу

1. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O. S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 8. P. 516–520.
2. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 4. P. 91–93.
3. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 2. P. 62–66.
4. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов. *Нафтогазова галузь України*, 2014. № 6. С. 27–30.
5. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації. *Нафтогазова галузь України*, 2014. № 6. С. 43–46.
6. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties. *Metallurgical and mining industry*, 2013. № 3. P. 68–73.
7. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами. *Нафтогазова галузь України*, 2013. № 6. С. 33–37.
8. Кузнецов В. В. Краткий анализ по отказам на трубопроводах труб большого диаметра. *Повышение надежности труб большого диаметра магистральных газопроводов* : материалы конф. Волжский, 1997. С.28–29.
9. Кузнецов И. В., Саломатин В. Н., Матвеев В. Д. Закономерности деформирования пород при сдвиговой ползучести. *Инженерная геология*, 1986. № 1. С. 59–64.
10. Леонов М. Я. Элементы теории хрупкого разрушения. *Журн. прикл. механики и техн. физики*, 1962. №3. С85–92.
11. Леонов М. Я., Панасюк В. В. Развитие найдрібніших тріщин в твердому тілі. *Прикладна механіка*, 1959. 5, № 4. С.391–401.
12. Устройство для исследования ползучести грунтов при сдвиге. А.с. № 877398 (СССР) Опубл. в Б.И., 1981. № 40.
13. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки. *Наказ №637 Міністерства праці та соціальної політики від 04.12.2002.*
14. Методические рекомендации Государственного комитета СССР по стандартам: МР185-86. Расчеты и испытания на проч-



ность. Методы испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах. Москва. ВНИИН-МАШ, 1986.–51с.

15. Романив О. Н., Ярема С. Я., Никифорчин Г. Н. и др. Механика разрушения и прочность материалов : справ. пособие: в 4-х т. Киев : Наук. думка, 1990. Т. 4 : Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов. 680 с.

16. Панасюк В. В., Андрейкив А. Е., Партон В. З. Механика разрушения и прочность материалов : справ. пособие: в 4-х т. Киев: Наук. думка, 1988. Т. 1 : Основы механики разрушения материалов. 488 с.

17. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O. S., Makovkin O. M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide. *Metallurgical and mining industry*. 2015. № 10. P. 202–204.

18. Ковчик С. Е., Морозов Е. М. Механика разрушения и прочность материалов : справ. пособие: в 4-х т./ под общей ред. Панасюка В. В. Киев : Наукова думка, 1988. Т. 3 : Характеристики кратковременной трещиностойкости материалов и методы их определения. 436 с.

19. Гореинов Ю. А., Федоров А. С., Васильев Г. Г. и др. Морские трубопроводы. Москва : Недра, 2001. 131 с.

20. Мюллер Л. Инженерная геология. Механика скальных массивов. Москва : Мир, 1971. 255 с.

21. Никифорчин Г. М., Студент О. З. Створення банку даних корозійно-механічних пошкоджень об'єктів енергетики як складової європейської мережі оцінки довговічності електростанцій. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2001. Спец.випуск № 2. С. 56–61.

22. Новые методы оценки сопротивления материалов хрупкому разрушению / пер. с англ. под ред. Ю. Н. Работнова. Москва : Мир, 1972. 439 с.

23. Овчинников И. К. Теория поля. Москва : Недра, 1971. 312 с.

24. Ориняк І. В., Розгонюк В. В., Тороп В. М., Білик С. Ф. Ресурс, довговічність і надійність трубопроводів. Огляд сучасних підходів і проблем нормативного забезпечення в Україні. *Нафтова і газова промисловість*. Київ, 2003. № 4. С. 54–57.

25. Ориняк О. В. Тороп В. М. Вислобіцький П. А. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами. *Нафтова і газова промисловість*. Київ, 1998. №1. С. 31–36.

26. Осадчук В. А., Банахевич Ю. В. Концентрація напружень у трубопроводі з поверхневою заглибиною у формі півеліпсоїда обертання. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2002. № 2. С. 37–42.

27. Никифорчин Г. Н., Андрусив Б. Н., Вольдемаров А. В., Куцын М. А. Оценка эффекта закрытия усталостных трещин. *Физико-химическая механика материалов*, 1982. № 5. С.100–103.

28. Крижанівський Є. І., Рудко В. П., Онищук О. О., Петрина Д. Ю. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів за критичними коефіцієнтами інтенсивності напружень. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2003. № 1(6). С. 6–11.

29. Крижанівський Є. І., Рудко В. П., Онищук О. О., Петрина Д. Ю. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів з позиції δк – моделі. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. Івано-Франківськ, 2002. № 2(3). С. 66–73.

30. Панасюк В. В. До теорії поширення тріщин при деформації крихкого тіла. *Доп. АН УРСР*, 1960. 9. С.1185–1189.

31. Панасюк В. В. Механика квазіхрупкого руйнування матеріалів. Київ : Наукова думка, 1991. 416 с.

32. Розгонюк В. В., Руднік А. А., Ориняк І. В., Білик С. Ф. Про систему керування цілісністю магістральних трубопроводів. Поняття ризик-аналізу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2004. № 3(12). С. 120–125.

33. РД-50-260-81. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик вязкости разрушения (трещиностойкости) при статическом нагружении. Москва : Изд-во стандартов, 1982. 56 с.

34. РД 50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. Москва : Изд-во стандартов, 1983. 96 с.

35. Розгонюк В. В. Удосконалення методики діагностування технічного стану та способів ремонту магістральних газопроводів : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ, 2000. 24 с.

36. Романив А. Н. Разрушение при малоцикловом нагружении. Москва : Наука, 1988. 282 с.

37. Романив О. Н. Вязкость разрушения конструкционных сталей. Москва : Металлургия, 1979. 176 с.

38. Романив О. Н., Зима Ю. В., Петрина Ю. Д. Микростроение изломов и вязкость разрушения закаленных сталей. *Физико-химическая механика материалов*, 1973. № 1. С.3–8.

39. Романив О. Н., Крыськив А. С., Ткач А.Н. Исследования обратной отпускной хрупкости сталей методами механики разру-

шення. *Физико-химическая механика материалов*, 1978. № 2. С. 41–46.

40. Романив О. Н., Никифорчин Г. Н. Механика коррозионного разрушения конструкционных сплавов. Москва : Металлургия, 1986. 294 с.

41. Романив О. Н., Никифорчин Г. Н., Андрусив Б. Н. Эффект закрытия трещин и оценка циклической трещиностойкости конструкционных сплавов. *Физико-химическая механика материалов*, 1983. № 3. С.47–61.

42. Романив О. Н., Никифорчин Г. Н., Андрусив Б. Н. Влияние закрытия и геометрии усталостных трещин на структурную чувствительность припороговой усталости сталей. *Физико-химическая механика материалов*, 1984. № 1. С.71–75.

43. Романив О. Н., Ткач А. Н., Крыськив А. С. О некоторых случаях различной структурной чувствительности вязкости разрушения и ударной вязкости. *Физико-химическая механика материалов*, 1978. № 6. С. 46–71.

44. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects. *Metallurgical and mining industry*, 2013. №1 2. P. 61–67.

45. Тараєвський О. С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2012. № 4(45). С. 43–47.

46. Тараєвський О. С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного з'єднання магістральних трубопроводів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. Івано-Франківськ, 2012. № 2(32). С. 66–74.

47. Тараєвський О. С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів. *Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем*, 2012. №31. С. 46–53.

48. Тараєвський О. С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. *Вісник донбаської державної машинобудівної академії*, 2012. № 3(28). С. 264–268.

49. Крижанівський Є. І. Тараєвський О. С. Особливості корозійно-втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2012. Спец випуск № 9. С. 653–661.

50. Крижанівський Є. І. Тараєвський О. С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2011. № 3(40). С.27–32.

51. Тараєвський О. С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2011. №3(36). С. 43–47.

52. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2010. Спец випуск № 8. С.655–660.

53. Тараевский О. С., Тараевский С. Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта* : материалы VIII Междунар. науч.-техн. конф. Новополюк : ПГУ, 2014. С. 30–32.

54. Тараевский О. С., Тараевский С. Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов. *Трубопроводный транспорт-2013* : материалы IX международной учебно-научно-практической конференции. Уфа, 2013. С. 135–137.

55. Тараєвський О. С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів. *Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу* : матеріали Міжнародної наук.-техн. конференції. Івано-Франківськ, 2012. С.123–124.

56. Mao X., Liu X., and Revie R. W. Pitting corrosion of pipeline steel in dilute bicarbonate solution with chloride ions. *Corrosion*, 1994. 50. № 9. P. 651–657.

57. Mendosa A. J., arid Sykes J. M. The effect of low frequency cyclic stress on initiation of stress corrosion cracking in X60 line, pipe steel in carbonate solution. *Corros. Sci.*, 1983. 23, № 6. P. 547–558.

58. Merrick R. D. Refinery experiences with crocking in wet H<sub>2</sub>S environments. *Corrosion'87* (San Francisco, Calif., March 9-13, 1987). - Pap. № 178; Tex.: NACE, 1987. 13 p.

59. Oriani R. A. A mechanistic theory of hydrogen embrittlement of steel. *Ber.Bausenges.Phys.Che.* 1972. № 8. P. 818–857.

60. NACE standart TM-01-77. Testing of metals for resistance to sulfide stress cracking at ambient temperatures// *Materials Performance*, 1977. № 9. P.1–8.

61. Nykyforchyn H., Slobodyan D., Petrushchak O., Łunarska E. Rola wodoru w korosyjnym niszczeniu wewnetrznych powierzchni rurociagu naftowego. *Ochrona przed korozja*, 2002. Wydanie specjalne. S. 445–449.

62. Nykyforchyn H. M., Student O. Z. and Loniuk B. P. Sensitivity of fatigue crack growth in a reactor steel to thermo-mechanical ageing in hydrogen environment. *Proc. Symp. Fatigue under Thermal and Mechanical Loading: Mechanisms, Mechanics and*

*Modelling*. The Netherlands, 1995. Petten: Kluwer Academic Publishers, 1996. P.215–220.

63. Payer J. H., Berry W. E. and Parkins R. N. Application of slow strain – rate technique to stress: corrosion cracking of pipeline steels. *Stress corrosion cracking -the slow strain - rate technique. ASTM STP 665*. Philadelphia: ASTM, 1979. P. 222–234.

64. Paris P., Erdogan F. A critical analysis of crack propagation laws. *Trans. ASME. J.Basic Eng*, 1963. 85, № 4. P.528–534.

65. Paris P. C. The fracture mechanics approach to fatigue. *Fatigue.–An interdisciplinary Approach*. Syracuse(N.Y.): Syracuse Univ. Press, 1964. P.107–132.

66. Parkins R. N., Blanchard Jr., and Delanty B. C. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure in contact with solution of neutral pH. *Corrosion*, 1994. 50, № 5. P. 394–408.

67. Parkins R. N. Predictive approaches to stress-corrosion cracking failure. *Corros. Sci.*, 1980. 20, № 2. P. 147–166.

68. Peten N. I., Stables E. Delayed fracture of metals under static load. *Nature*, 1952. 163. P. 842–843.

69. Pilkey A. K., Lambert S. B., and Plumtree A. Stress corrosion cracking of X-60 pipe line steel in a carbonate-bicarbonate solution. *Corrosion*, 1995. 51, № 2. P. 91–96.

70. Powder Diffraction File 1974: Search manual alphabetical listing and search section of frequently encountered phases. Inorganic. Philadelphia, 1974.

71. Ritchie R. O., Suresh S. Some considerations on fatigue crack closure at near-threshold stress intensities due to fracture surface morphology. *Metal.Trans*, 1982. 13A. № 5. P.937–940.

72. Schafer H., Bottary H., and Lamble Y. Pipe life spile in Europe. *Number causes and severity. Pipe Line Eng*, 1986. 65. P. 47, 48, 50.

73. Stress corrosion cracking of carbon steel in carbonate solutions / J. M. Sutcliffe, R. R. Fessler, W. K. Boyd, and R. N. Parkins. *Corrosion*, 1972. 28, № 8. P. 313–320.

74. Suresh S., Zamiski G. F., Ritchie R. O. Oxide-induced crack closure: an explanation for near threshold corrosion fatigue crack growth behavior. *Metal.Trans*, 1981. 12A. № 8. P.1435–1443.

75. Szklarska-Smialowska Z, XiaX., and RebakR. B. Stress corrosion cracking of X-52 carbon steel in dilute aqueous solutions. *Corrosion*, 1995. 50, № 5. P. 334–338.

76. Warren F. R. Statistical predictions of corrosion failures. *Materials Performance*, 1990. 29, № 6. P. 40–44.

77. Тараєвський О. С. Аналіз структури енергетичних втрач у газовому потоці і вибір математичної моделі. *Нафтогазова енергетика*. Івано-Франківськ, 2008. № 3(8). С.26–29.

78. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. Івано-Франківськ, 2008. № 1(17). С.76–79.

79. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2008. Спецвипуск № 7. С.791–797.

80. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2008. № 2(27). С.97–100.

81. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу. *Нафтогазова енергетика-2017* : матеріали між нар. наук.-техн. конф. Івано-Франківськ, 2017. С. 353–354.

## РОЗДІЛ 3

# ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ У СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

Основна частина діючих магістральних газопроводів експлуатується понад 20 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом пульсацій навантажень, агресивного корозійного середовища відбуваються процеси, що призводять до зміни фізико-механічних властивостей металу. Причому ступінь зміни властивостей залежить не тільки від тривалості, але й від силових умов експлуатації, тобто від рівня робочого тиску і розмаху його коливань та концентраторів напружень. Тому, аналізуючи стан магістральних трубопроводів, оцінюючи залишковий ресурс і планування капітального ремонту, необхідно виходити з реальних властивостей матеріалу труб та зварної конструкції газопроводу.

Аналіз чинників, які призводять до передчасного руйнування магістральних трубопроводів, показує, що основними причинами руйнування є концентратори навантажень механічного походження (подряпини, надрізи, конструктивні дефекти тощо) і дефекти, утворені в результаті тривалого контакту металу з корозійним середовищем.

### **3.1. Вплив тривалої експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості їхніх матеріалів**

Відомо, що утворення тріщини – процес локальний, отож залежить від локальних змін у структурі металу [1–12]. У зв'язку з цим, для виявлення впливу тривалої експлуатації

на опір руйнування металу труб необхідно дослідити локальні зміни у структурі металу. Зокрема, ці дослідження необхідні для оцінювання схильності металу до деформаційного старіння, опору зародженню і поширенню тріщини, параметрів тріщиностійкості, уповільненого втомного руйнування в умовах впливу напруження, корозійного середовища і водню. Не менш важливе значення має визначення схильності сталі до крихкого руйнування у разі зниження температури, оскільки вона залежить від процесів взаємодії атомів домішок із дефектами кристалічної будови і є одним із критеріїв оцінювання сталі при крихкому руйнуванні [13–24].

В умовах тривалої експлуатації, крім напружень, метал труби може піддаватися впливу корозійного середовища. Прийнято вважати, що основною причиною руйнування в умовах контакту металу з корозійним середовищем є локальна корозія металу, що призводить до зменшення його робочого перерізу й утворення тріщини. Іншим чинником, що сприяє тріщиноутворенню в умовах експлуатації, є насичення металу воднем. Тріщина в цьому разі може утворюватися в ході витримки за напруги, нижчої від межі текучості, в результаті розвитку уповільненого руйнування. Слід зазначити, що розвитку уповільненого руйнування сприяють внутрішні мікронавантаження, пов'язані з локальним наклепом металу і фазовими перетвореннями [5–9].

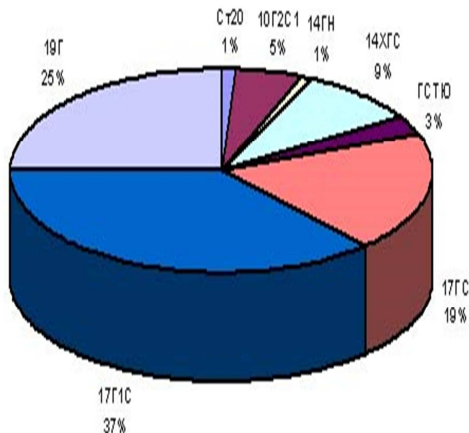
Отже, для всебічного оцінювання конструктивної міцності і розроблення критеріїв надійності металу труб необхідно провести комплекс випробовувань, що враховують структурний стан металу, стадії зародження та поширення тріщини, вплив корозійного середовища і водню.

Результати аналізу зразків труб 19 магістральних трубопроводів із районів із різноманітними кліматичними умовами, їхній відсотковий розподіл показаний на рис. 3.1, із якого випливає, що досить близькі за хімічним складом сталі 17ГС, 17Г1С і 19Г складають 81 % від загальної кількості досліджуваних сталей. Тому основний статистичний аналіз проведений саме на цих сталях, названих надалі сталями типу 17ГС.

Усього досліджено 106 зразків металу труб, зокрема 86 зразків робочих труб, 9 – труб аварійного запасу, 7 – аварійних труб, 3 зразки труб резервних ниток; 1 зразок труби поточного виробництва, а також відповідну кількість зразків



зварювальних з'єднань, серед яких переважали заводські поздовжні шви. Безшовних труб було всього 6 і стільки ж монтажних кільцевих швів. В усіх монтажних швах були наявні дефекти. Дефекти були й у 8 заводських поздовжніх швах.



**Рисунок 3.1– Відсотковий розподіл зразків трубних сталей за марками**

Всі труби експлуатованя за різноманітних силових умов. Найбільш жорсткі умови експлуатації були в труб на початку ділянок. Розташування зразків труб по трасі виглядає таким чином: із початку лінійних ділянок – 28, із середини ділянок – 17, із кінця ділянок – 22 зразки.

Для оцінювання комплексу механічних властивостей були відібрані зразки труб і зварних з'єднань зі сталі типу 17ГС, вилучені з діючих трубопроводів, аварійних котушок та аварійного запасу. Труби мали діаметри від 425 до 1220 мм і товщину стінки в межах (7–15,2) мм. Термін експлуатації складав від 4 до 50 років. За вихідний стан приймали властивості труб аварійного запасу з аналогічної марки сталі.

Відповідно до отриманих даних міцність, межа текучості і пластичність майже не змінюються залежно від тривалості експлуатації.

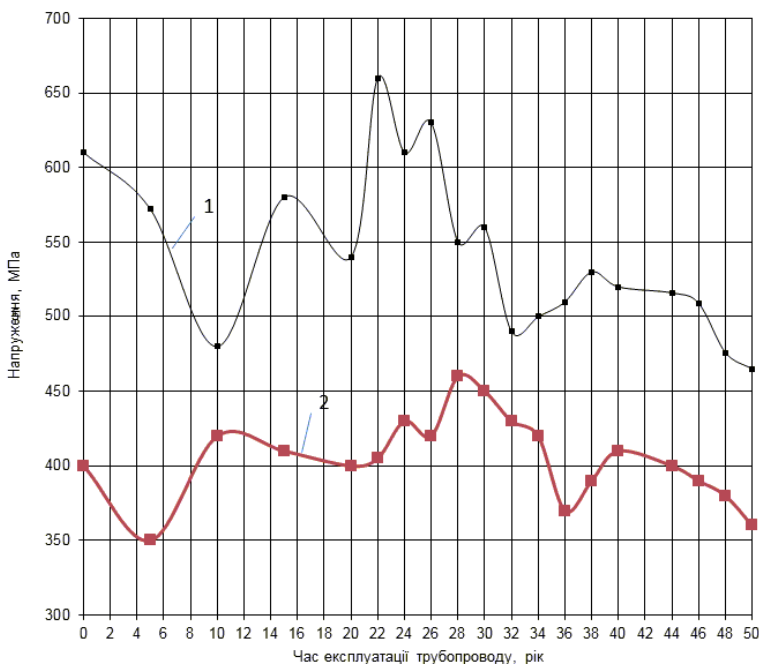
Значення усереднено за кількістю досліджуваних труб для кожного терміну експлуатації. Для металу труб значення тимчасового опору відриву  $\sigma_B$  в інтервалі розкиду експери-

ментальних даних (480–670) МПа близькі до норм для цієї марки сталі (не менше ніж 520 МПа) і зберігаються на цьому рівні протягом усього терміну експлуатації. Аналогічні результати спостерігаються і для межі текучості  $\sigma_{0.2}$ , де в межах розкиду він майже залишається сталим. Пластичність металу труб – відносне подовження  $\delta$  і поперечне звуження  $\psi$  – майже не змінюється протягом усього терміну експлуатації і знаходиться на рівні вимог ГОСТ і ТУ (не менше ніж 24 % для  $\delta$ , норм на  $\psi$  немає). Відносне подовження змінюється в межах (22–31,5) %, а поперечне звуження – в межах (50–64)%. Отже, тривало експлуатовані трубопроводи, термін експлуатації яких складав до 60 років, не спричинили помітного зниження показників пластичності.

Аналіз механічних властивостей зварних з'єднань показав, що так само, як і для металу труб, не виявлено будь-яких залежностей властивостей від терміну експлуатації. Значення  $\sigma_b$ , змінюються в межах (462–640) МПа,  $\sigma_{0.2}$  – в межах (338–474) МПа (рис. 3.2). Це майже збігається з відповідними характеристиками основного металу труб при близькому розкиді властивостей. Показники пластичності зварних з'єднань трохи нижчі, ніж основного металу труб. Так  $\delta$  змінюється в межах (15–26) %, а  $\psi$  – в межах (38–61)% (рис. 3.3). Розкид цих параметрів трохи більший, ніж у металу труб, що, мабуть, пов'язано з дефектами зварних з'єднань, що розкриваються під час випробувань.

Отже, стандартні механічні властивості – міцність, межа текучості і пластичність – майже не чутливі до структурних змін у металі труб в процесі експлуатації. Для виявлення властивостей, чутливих до структурних змін, проведено інші види випробувань, в тому числі на зразках з гострим концентратором напружень і заздалегідь створеною тріщиною, а також оцінено роботу зародження і поширення тріщини.

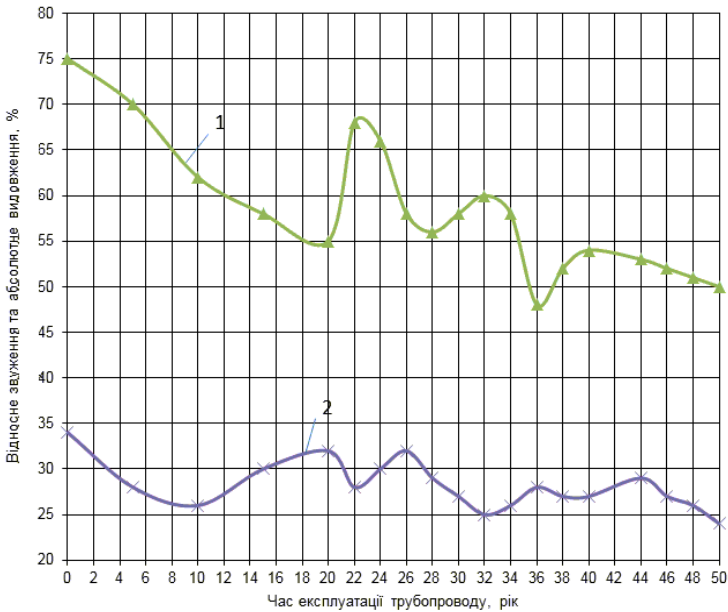
Отже, у металі труб у процесі тривалої експлуатації відбувається зміна структурного стану, що призводить до зниження опору крихкому руйнуванню. Можна вважати, що однією з основних причин збільшення схильності металу до холодоломкості і зниження опору зародженню тріщини є деформаційне старіння, пов'язане з процесами взаємодії атомів дифузії (вуглецю й азоту) із дислокаціями [6–18].



*1* - границя міцності  $\sigma_B$ ; *2* – границя текучості  $\sigma_{0,2}$   
**Рисунок 3.2 – Графічні характеристики зміни напружень протягом тривалого терміну експлуатації трубопроводів**

Зміна структурного стану металу труб у ході тривалої експлуатації трубопроводів може бути пов'язана не тільки з процесом старіння, але і з процесом накопичення дефектів у результаті дії напружень, корозійного середовища та водню. Корозійні процеси спричиняють зміни стану поверхні металу труб, призводячи до утворення дефектів типу корозійних каверн, язв, пітінгів тощо.

Насичення металу воднем призводить до утворення внутрішніх дефектів типу мікротріщин у місцях впливу локальних мікронапружень [6–12, 25–28]. Слід зазначити, що насичення металу воднем може відбуватися в результаті розвитку процесів електрохімічної корозії. У трубопроводах насиченню металу воднем може сприяти катодний захист.



*1 – відносне звуження  $\Phi$ ; 2 – абсолютне видовження  $\delta$*   
**Рисунок 3.3 – Зміна механічних характеристик тривало експлуатованих трубопроводів**

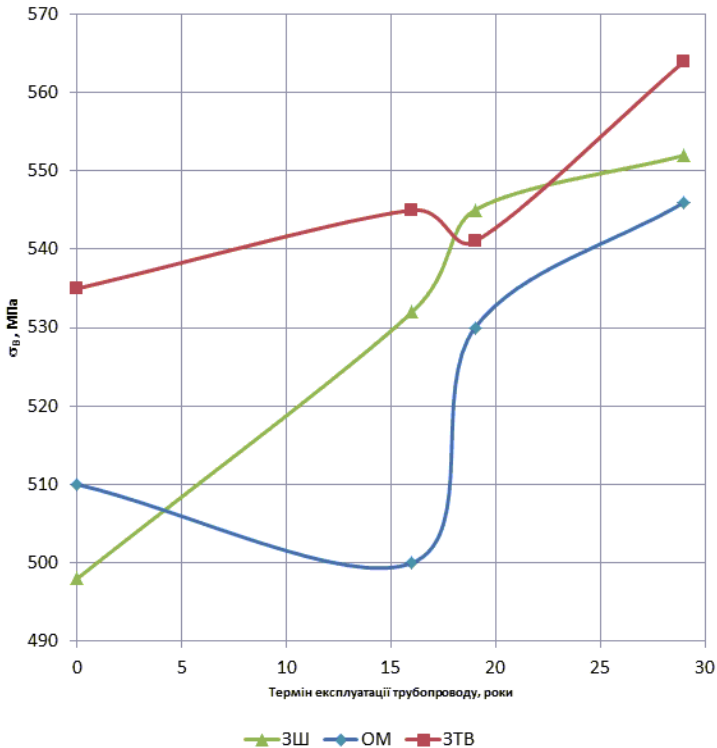
Процес накопичення дефектів типу мікротріщини і руйнування за статичного або квазістатичного напруження, нижчого від граничного руйнівного зусилля, у тому числі нижчого від межі текучості сталі, прийнято називати уповільненим руйнуванням. Дослідження на схильність до уповільненого руйнування за одночасної дії зусиль, корозійного середовища і водню деякою мірою імітують процес руйнування в реальних умовах експлуатації під час проходження процесів електрохімічної корозії. Цей вид дослідження є одним із найбільш жорстких і може бути корисний для оцінювання схильності до розтріскування металу труб, що працюють у складних умовах експлуатації (високі тиски, корозійно активні середовища тощо).

Для дослідження трубних сталей було розроблено методу дослідження на уповільнене руйнування матеріалу в умовах одночасного впливу корозійного середовища, водню

і механічних напружень, що імітує реальні умови експлуатації конструкції з концентратором напружень. Для цього стандартні зразки (10x10x55) мм із гострим надрізом після дослідження на статичний згин для визначення зусилля загальної текучості в надрізі поміщають у ванну з нормальним розчином сірчаної кислоти і навантажують на експериментальному стенді нижче від межі текучості, після чого вмикають електричну напругу з густиною струму 10 мА/см<sup>2</sup>. У такий спосіб відбувається насичення металу воднем за одночасної дії механічних напружень і корозійного середовища. Зразок витримують за незмінного напруження або деформації до руйнування. Момент утворення тріщини фіксують за падінням навантаження та наступним дослідженням руйнування поверхні.

Статистичний аналіз аварій на магістральних газопроводах показує, що руйнування стінок труб відбувається, як правило, за середніх тисків і задовго до закінчення амортизаційного терміну експлуатації. Це означає, що за цих тисків напруження на стінках труб доходить приблизно до 190–210 МПа, тобто приблизно в два рази менше, ніж межа текучості металу труб. Отже, руйнування металу труб не походить від статичних навантажень, тим більше якщо врахувати, що під час проектування трубопроводу закладають дворазовий запас міцності, тобто магістральні труби мають витримувати значно більші робочі тиски.

У результаті зміни внутрішнього тиску на стінках труби виникають напруження, які, концентруючись у зонах зазначених дефектів, тобто в локальних областях, досягають межі текучості металу і навіть перевищують його. При дії повторно-статичних навантажень проходять незворотні процеси динамічного деформаційного старіння і поступового накопичення дефектів (мікропластичні деформації), що призводять до утворення мікротріщин, зниження опору металу руйнуванню. Необхідно зазначити, що різке зниження значень границі міцності для ОМ (рис. 3.4) свідчить про те, що найбільш небезпечним періодом експлуатації для магістральних трубопроводів із сталі 17Г1С є перших 16 років експлуатації. У подальших періодах експлуатації вирівнюються значення границі витривалості. Це свідчить про те, що під час тривалої експлуатації зварне з'єднання стає одним цілим із металом труби.



**Рисунок 3.4 – Залежність границі міцності різних зон зварного з'єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу**

За тривалого впливу експлуатаційних навантажень і довкілля у металі труб магістральних газопроводів відбувається поступове накопичення незворотних пошкоджень (наприклад, локальне або рівномірне зменшення товщини стінки).

Відомо, що надійність роботи магістральних газопроводів визначається не тільки запасом міцності металу труб, але й опором його крихкому руйнуванню. Проведений аналіз умов експлуатації та характеру руйнувань труб показує наявність випадків виходу з ладу трубопроводів у результаті зменшення опору металу малоциклового руйнуванню. Про це, перш за все, свідчить характер руйнування кромок труб.

Як видно із рисунків 3.2, 3.4, міцнісні властивості трубних сталей змінюються незначно і нерівномірно з плином часу експлуатації газопроводів. Якщо врахувати, що технологічний процес виробництва трубних сталей передбачає розкид міцнісних властивостей ( $\sigma_B$  і  $\sigma_T$ )  $\pm 10$  МПа, то ступінь їхньої зміни у процесі експлуатації практично не можна застосовувати як самостійний параметр, що визначає старіння металу труб. Пластичність сталей зменшується в межах 20 %. Однак відносні зміни властивостей основного металу, зварного шва і зони термічного впливу мають певну цінність для їхнього аналізу, виходячи зі структурних особливостей досліджуваних ділянок труб.

Зниження довговічності труб у результаті розвитку тріщин, зносу і старіння значною мірою залежить від терміну, режиму та природно-кліматичних умов експлуатації трубопроводів, від системи технічного обслуговування і ремонту, а також від марки сталі і технології виготовлення металу труб. Вплив терміну експлуатації трубопроводів на їхній технічний стан може бути охарактеризований відмовами трубопроводів залежно від тривалості їхньої експлуатації. Зі збільшенням терміну експлуатації трубопроводів інтенсивність відмов зростає, що свідчить про зниження їхньої несучої здатності. Однак оцінювання впливу терміну експлуатації на технічний стан трубопроводів не може ґрунтуватися тільки на інтенсивності відмов. Ця залежність – більш складна, залежить від багатьох чинників і потребує спеціального дослідження.

Отже, на пізній стадії експлуатації магістральних трубопроводів особливо актуальною науково-технічною проблемою стає забезпечення технічної надійності та безпечної експлуатації трубопроводів застосуванням методів технічного діагностування, особливо корозійних дефектів. Тому необхідно чітко встановлювати допустимі межі деградації фізико-механічних властивостей трубних сталей, оскільки для обґрунтування подальшої безпечної роботи магістральних трубопроводів необхідно враховувати вже не вихідні, а поточні характеристики експлуатованого металу та кільцевих зварних з'єднань.

З огляду на особливості експлуатації газопроводів, насамперед, їхніх зварних з'єднань при катодному захисті та дії на них циклічних навантажень у корозійному середовищі,

руйнування проходить через водневу втому. Крім того, якщо до катодно захищеної сталі постійно підводиться свіже корозійне середовище, яке інтенсивно переміщується, то процес наводнення проходить безперервно. Тому прикатодному захисті відбувається явище водневої втоми. Найбільш чутливим до такого виду руйнування є кільцеві зварні з'єднання газопроводу. Зокрема виявлено, що за тривалого періоду експлуатації трубопроводу (понад 20 років) зварне кільцеве з'єднання може експлуатуватися тривалий період у разі правильного його навантаження.

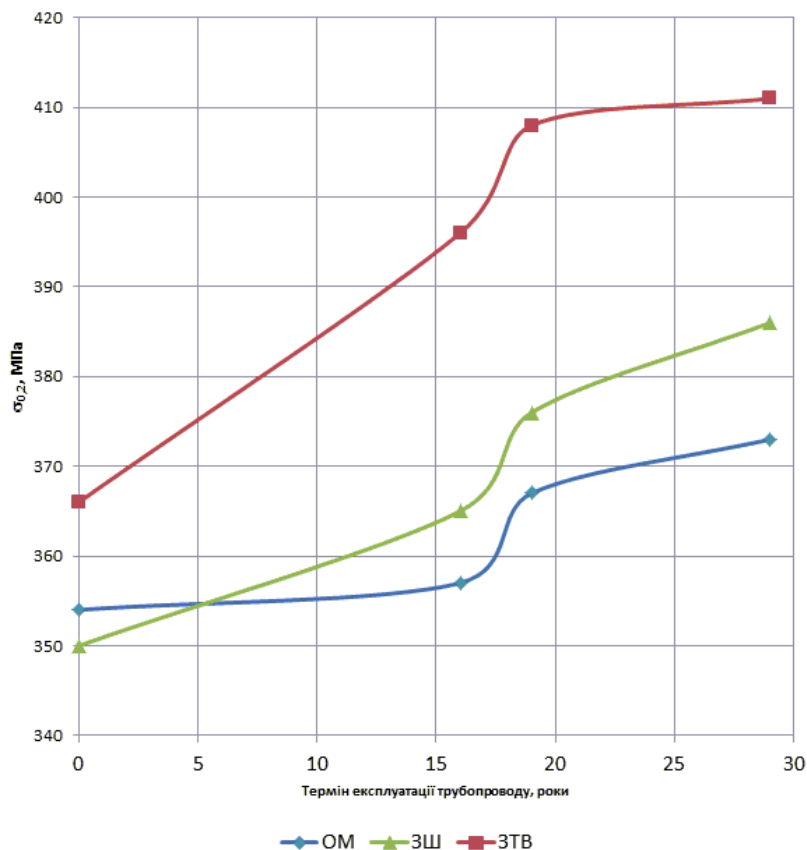
Оскільки трубопроводи експлуатуються за низькочастотних коливань, які в свою чергу поділяються на низькі, високі та середні навантаження, руйнування відбувається неоднозначно. Тому подальші дослідження проводимо на зрізках, вирізаних із котушок із кільцевим зварним з'єднанням. Як видно із рисунків 3.5–3.7, характер кривих майже нічим не відрізняється. Це свідчить про те, що зміна границі текучості та абсолютне видовження в експлуатованій трубі проходить однаково у всіх зонах зварного з'єднання.

Результати досліджень показують, що для встановлення реальної картини аварійності на трубопроводах необхідне детальне вивчення не тільки зовнішніх чинників, що діють на нього, але й структурних змін у металі труб, які відбуваються в трубних сталях у процесі їхньої експлуатації. Вплив режиму експлуатації трубопроводів на їхній технічний стан і на фізичний стан металу труб проявляється через зміну робочого тиску в процесі експлуатації і характеризується кількістю циклів зміни робочого тиску. Метал труб магістральних трубопроводів відчуває не тільки статичне, але й циклічне (повторно-статичне) навантаження в результаті коливань внутрішнього тиску, а більшість руйнувань металу труб носить крихкий характер.

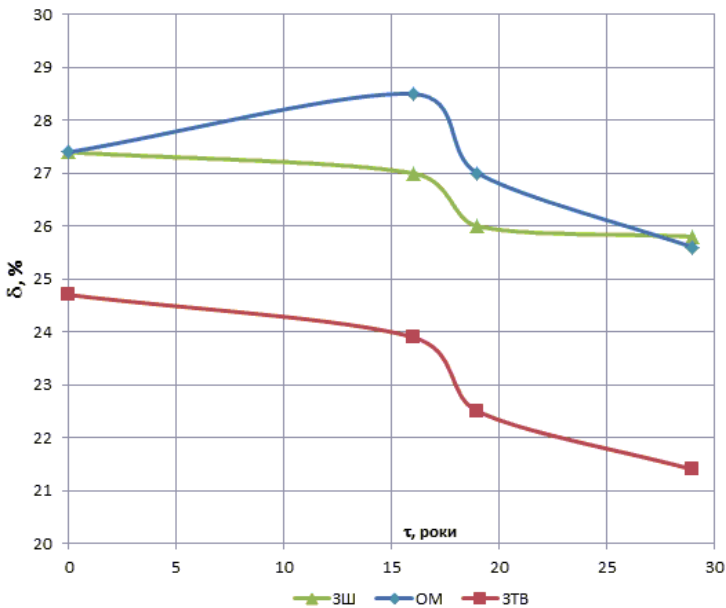
Отже, закладений нормативними документами дворовий запас міцності, розрахований на статичне навантаження, не забезпечує циклічну довговічність металу труб, яка безперервно зменшується з часом експлуатації трубопроводів. Це зумовлене тим, що за малоциклового навантаження, на відміну від статичного, через наявність концентраторів напружень відбувається накопичення незворотних мікропластичних деформацій у структурно-неоднорідних



областях металу, перерозподіл атомів вуглецю та інших домішкових атомів, пов'язаних із наводненням і деформаційним старінням, які призводять до окрихчування локальних ділянок металу, а отже, до зниження опірності трубних сталей крихкому руйнуванню.



**Рисунок 3.5 – Залежність границі текучості різних зон зварного з'єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу**

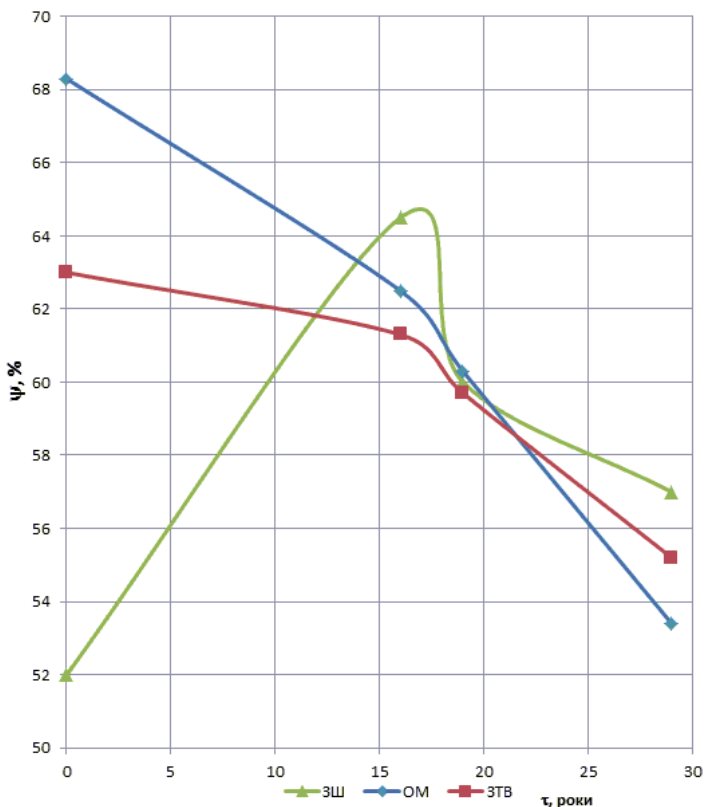


**Рисунок 3.6 – Залежність абсолютного видовження різних зон зварного з’єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу**

Під жорсткістю режиму експлуатації магістрального трубопроводу розуміють частоту зміни внутрішнього тиску в період експлуатації. Жорсткість режиму експлуатації може характеризуватися відношенням кількості циклів зміни внутрішнього тиску в аналізованому періоді до критичної кількості циклів зміни внутрішнього тиску, у разі досягнення якої може настати руйнування трубопроводу.

Слід зазначити, що кількісно показники міцності вищі порівняно з даними випробувань гладких зразків, що відображає ефект концентрації напружень – утруднення пластичної деформації. Важко також визначати відносне видовження для таких зразків (рис. 3.7). Для ОМ отримано відчутне зниження характеристик пластичності за загальної закономірності зростання ефекту зі збільшенням терміну експлуатації та деяке підвищення характеристик міцності. Для ЗТВ однозначна залежність механічних властивостей зберігається тільки для показника  $\psi$ . Це саме стосується і для ЗШ –

можна тільки відзначити різке зростання числового значення відносного звуження протягом перших 16 років експлуатації.



**Рисунок 3.7 – Залежність відносного звуження різних зон зварного з'єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу**

Проаналізувавши зруйновані зразки, бачимо, що руйнування проходить по ЗШ. Це означає, що ЗШ є найбільш чутливим до крихкого руйнування в умовах наводнювання сталі 17Г1С.

Як видно з наведених даних, більш чутливі зміни механічних властивостей у результаті експлуатації відбуваються

в зоні термічного впливу та зварному шві, що пояснюється наявністю в них різних структурно-неоднорідних областей.

Уповільнене руйнування проходить в три стадії, що можуть бути зафіксовані. Перша стадія – зародження – стадія зародження тріщини, друга стадія – зростання стабільної тріщини, і третя – швидкий «долом». Випробування на повільне руйнування проводимо за різних рівнів навантаження. Чим нижча величина прикладеного навантаження, тим більший час для руйнування. За таких умов тривалість цього періоду, як правило, більша, ніж період поширення стабільної тріщини, особливо за високих напружень. За низьких напружень тривалості стадій зародження і поширення тріщини майже однакові. Отже, для оцінювання надійності роботи трубопроводу в умовах можливого контакту з корозійним середовищем найбільше важливим є визначення опору зародженню тріщини і поширенню тріщини.

Показано, що причиною зниження корозійної стійкості газопроводів, наприклад, є утворення приповерхневих мікротріщин.

Розглянуто перспективний напрям зниження корозійної активності транспортованого середовища шляхом видалення іонів кальцію з розчину за допомогою спеціальних хімічних реагентів. Виявлений механізм утворення продуктів корозійної пошкоджуваності газопроводів дозволив сформулювати вимоги до забезпечення корозійної стійкості труб, які реалізують шляхом їхнього економного модифікування корисними мікродобавками

Отже, важливою умовою забезпечення стійкості газопроводів проти корозійно-втомних руйнувань у транспортованому середовищі є правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та мала кількість циклів навантаження.

### **3.2. Оцінювання експлуатаційної надійності газопроводів за наявності локальних дефектів зварних з'єднань**

Основна причина виходу з ладу промислових трубопровідних конструкцій – наявність у них дефектів, що виникають під час виконання зварювально-монтажних робіт та

експлуатації з порушенням регламентувальних правил. Для виявлення дефектів зварювального походження створені автоматичні засоби неруйнівного контролю на основі принципово нових фізико-технічних методів, що дозволяє своєчасно запобігати руйнуванню.

Однак здебільшого причиною виходу з ладу трубопроводних систем є їхня незадовільна дефектоскопічна технологічність, яка унеможлиблює своєчасне виявлення дефектів із розмірами, меншими, ніж ті, які бувають на практиці. Крім того, небезпеку дефекту оцінюють на підставі суб'єктивного досвіду фахівця, аналізуючи результати діагностики. Такий підхід часто неприйнятний через відсутність достатнього досвіду або нестандартності дефекту.

Отже, необхідне впровадження в практику діагностичного контролю зварних промислових трубопроводів, експлуатованих у різних кліматичних та ґрунтово-геологічних умовах, сучасних критеріїв тріщиностійкості для своєчасного виявлення дефектів і прогнозування надійності конструкцій.

Запропоновано розрахунково-експериментальну методику оцінювання небезпеки локального дефекту, представленого тріщиною, на підставі розрахунку співвідношення максимального еквівалентного коефіцієнта концентрації напруження в зоні дефекту та проєктного допустимого коефіцієнта.

Для аналізування граничного стану трубопроводів, що перебувають під тиском при статичному і циклічному навантаженні, найбільш перспективним є деформаційний критерій, прийнятий для широкої області розмірів тріщин і станів матеріалу. Однак використовувати цей критерій для оцінювання міцності труб газопроводів із тріщиноподібними дефектами до теперішнього часу було неможливо через відсутність необхідної експериментальної інформації про критичні коефіцієнти інтенсивності напружень і рішень для коефіцієнтів інтенсивності напружень у відносно великих наскрізних тріщинах у циліндричних тонкостінних оболонках.

Тому на підставі результатів експериментальних досліджень (наявність пластичних деформацій у зоні долому) визначають критичний розмір тріщини, використовуючи критерій утворення пластичного шарніра в ослабленому перерізі стінки труби [23]. Руйнування ослабленого перерізу

внаслідок утворення пластичного шарніра є пружнопластичним до моменту початку поширення тріщини. Передбачається, що руйнування відбувається за критичного напруження в ослабленому перерізі, що дорівнює  $\sigma_f = (\sigma_v + \sigma_{0,2}) / 2$  [48–62] або  $\sigma_f = A\sigma_{0,2} + B$ , де  $A$  і  $B$  – емпіричні коефіцієнти. У роботах [19–69] як критичні напруження приймають  $\sigma_f = \sigma_v/A$ , де  $A$  – емпіричний коефіцієнт, що враховує місце розташування тріщиноподібного дефекту.

Відомі класичні моделі розрахунків міцності трубопроводу з поздовжніми і кільцевими наскрізними дефектами стінки, використовувані в нормативах США, Німеччини та Японії [44–56]. Однак вони не враховують поздовжні зусилля і згини в трубопроводі, пов'язані з профілем траси та взаємодією з ґрунтом. Це може призвести до зниження розрахункового рівня руйнівного тиску для дефектів із великими кутами нахилу, що характерно для дефектів спірального шва труб (кут нахилу 60–70°). Оскільки крайніми випадками орієнтації дефекту є поздовжні та кільцеві дефекти, то слід визначити можливість зведення розрахункових формул для цих дефектів до одного виду.

Як розрахункові моделі для оцінювання небезпеки кільцевих дефектів запропоновано використовувати модель С. Ранганата, визначальну залежність між навантаженням (внутрішній тиск і згин) та розміром дефекту, та модель А. Даффі і Р. Ейбера [48] для наскрізних поздовжніх дефектів у трубах, навантажених внутрішнім тиском.

У зв'язку з цим здійснено спробу розробити метод оцінювання надійності газопроводів за наявності локальних дефектів (типу тріщин) зварних з'єднань.

Завдання про знаходження коефіцієнта концентрації напружень у зоні локального дефекту є об'ємним і його необхідно вирішувати в тривимірній постановці. Оскільки вирішити його аналітичним методом неможливо, для розрахунку було вибрано найбільш універсальний чисельний метод кінцевих елементів. Однак навіть при його використанні вирішення поставленого завдання в об'ємному вигляді ускладнене через труднощі, зумовлені необхідністю введення повної інформації про геометричні розміри дефекту, великим обсягом обчислень і невизначеністю граничних умов. Тому запропоновано розраховувати коефіцієнти інтенсивно-

сті напруженнь по перетину тріщини, вирішуючи не об'ємне (тривимірне) завдання, а ряд плоских (двовимірних).

Відомо, що під час аналізування напруженого стану розраховується загальний коефіцієнт концентрації напружень  $K_0$ . Для обліку впливу профілів зварних швів, форми і розмірів дефектів на міцність використовують локальні коефіцієнти концентрації напружень  $K_L$ .

Теоретичний коефіцієнт концентрації напружень за наявності локального концентратора визначають як  $K_T = K_L \cdot K_0$ .

Концентратори напружень поділяються на такі види [85]:

– риси, тріщини, підрізи, непровари

$$K_T = 1 + 2\sqrt{\frac{t}{\rho}}, \quad (3.1)$$

– зміна форми стикового шва

$$K_T = 1 + 1,1h \frac{\left(\frac{b}{\delta}\right)^2 + 1}{\delta} \sqrt{\frac{h}{\rho}}; \quad (3.2)$$

– зміщення кромки

$$K_T = 1 + \frac{3c}{\delta}; \quad (3.3)$$

– вм'ятини

$$K_T = 1 + \frac{6H}{\delta}, \quad (3.4)$$

де  $\rho$  – радіус у вістрі дефекту або переході шва до основного металу;  $t$  – глибина дефекту;  $h$  – висота посилення шва;  $b$  – ширина шва;  $c$  – зміщення кромки;  $\delta$  – товщина стінки;  $H$  – глибина вм'ятини.

Існуючі літературні дані про оцінювання внеску концентраторів напружень в експлуатаційну надійність трубопроводів стосуються тільки випадків наявності двох концентраторів напружень із розташуванням локального в загальному концентраторі. Так, наприклад, у роботі [46–53] для оцінювання розрахункової працездатності трубопроводу порівня-

но з експериментальними даними досліджено випадок створення підрізу під вм'ятиною, внаслідок чого за загальний коефіцієнт концентрації напружень приймали коефіцієнт (3.4), а за локальний – коефіцієнт (3.1). Теоретичний коефіцієнт концентрації в цьому разі являє собою утворення вирізів (3.1) і (3.4).

Неприпустимість одночасної наявності двох концентраторів напружень в одному поєднанні в технічних умовах на виготовлення газопровідних труб стосується тільки одного виду дефектів – підрізів. Так, у ТУ 14-3-311-74 на виготовлення електрозварних спіральшовних труб діаметром 720–520 мм зазначається, що за наявності одиничних підрізів з розмірами за глибиною і за довжиною не більшими від заданих, збіг підрізів в одному перерізі труби на внутрішньому і зовнішньому шву не допускається.

У нашому випадку об'єктом дослідження були два типи зразків, вирізаних із зварних кільцевих з'єднань, отриманих на електрозварних спіральшовних і прямошовних (I тип) та цільнотягнутих (II тип) трубах. Зварювання виконували покритими електродами основного типу марки УОНИ (корінь шва, діаметр електродів – 3 мм) та УОНИ 45 (заповнювальний і облицювальний шари, діаметр електродів – 4 мм) від джерела постійного струму на зворотній полярності. Режим зварювання:  $I_{св} = 180$  А,  $U_{д} = 23–24$  В (діаметр 4 мм);  $I_{св} = 120$  А,  $U_{д} = 22–23$  В (діаметр 3 мм). Котушки вирізані зі зварних газозбиральних трубопроводів. Монтажні стики збирали в польових (трасових) умовах відповідно до вимог СНиП 34.116-97. Зварювання неповоротних стиків трубопроводів виконували електрозварники VI розряду з великим досвідом роботи.

Експериментальні зразки, вирізані зі зварних з'єднань трубопроводів, піддавали надалі малоцикловим випробуванням відповідно до стандартної методики [17–69].

Для отримання залежностей  $E_{пр}^a - N_{ц}$  ( $E_{пр}^a$  – амплітуда повної пружнопластичної поздовжньої деформації,  $N_{ц}$  – кількість циклів до руйнування) проводили випробування на повторне пружнопластичне деформування. Для цього використовували універсальну машину для статичних і динамічних випробувань. Вид навантаження: розтяг – стиск, частота навантаження  $H = 1$  Гц. Режим навантаження – жорсткий ( $E = const$ ), цикл деформацій – симетричний ( $PE = -1$ ), ви-



пробувалася серія (до 15 шт.) зразків на п'яти рівнях деформації за температури  $+20^{\circ}\text{C}$ . База випробувань складала  $10^5$  циклів.

Випробування проводили на корсетних зразках типу Коффіна із записом поперечної деформації в заданому перетині із подальшим перерахунком її у поздовжню. За даними експериментів будували в логарифмічних координатах криві малоциклової втоми (рис. 3.8), а також обчислювали інтенсивність напружень.

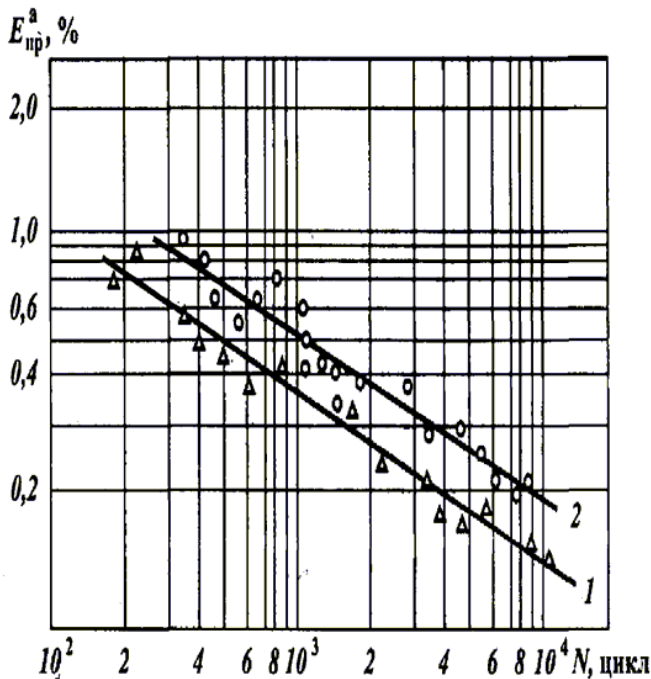


Рисунок 3.8 – Криві малоциклової втоми металу зразків I (1) та II (2) типів

Випробуванням піддавали зразки за наявності двох локальних концентраторів напружень різного типу, розташованих у місці знаходження спільного концентратора: у першому випадку – на перетині заводського і кільцевого монтажного швів, а в другому – в кореновому шві (місце притуплення) V-подібного стику.

За результатами малоциклових випробувань зразків I і II типів та розрахунку коефіцієнтів інтенсивностей напружень оцінювали експлуатаційну надійність газопроводів.

Локальні концентратори в труб (зразки I типу) являли собою внутрішні дефекти шва мікротріщини і дефекти у вигляді різкого переходу від наплавленого металу шва до основного, яке характеризується за ГОСТ 19232-73 як наплавне сполучення зварного шва. Обидва локальні концентратори перебували в зоні взаємодії один одного і водночас у зоні загального концентратора [58–62]. У газопровідних трубах (зразки II типу) в зоні загального концентратора розташовувалися два локальних концентратори, що не взаємодіяли між собою.

На зовнішній поверхні труби в місці розташування зони сплавлення зварного шва була вм'ятинна глибиною 1–1,5 мм, на внутрішній – дефект форми шва у вигляді наплавлення наплавленого металу без з'єднання з ним. Цей дефект характеризується за ГОСТом 19232-73 як наплав на зварному з'єднанні. Отже, максимальний коефіцієнт концентрації напружень досліджуваних труб високий і в першому випадку з внутрішньої сторони шва досягав значення [85, 129]

$$K_T = \left(1 + 2\sqrt{\frac{t}{\rho}}\right) \left(1 + 1,1h_2 \frac{\left(\frac{b_2}{\delta_2}\right)^2 + 1}{\delta_2} \sqrt{\frac{h_2}{\rho_2}}\right) \times \left(1 + 1,1h_3 \frac{\left(\frac{b_3}{\delta_3}\right)^2 + 1}{\delta_3} \sqrt{\frac{h_3}{\rho_3}}\right); \quad (3.5)$$

де  $t$ ,  $\rho$  – параметри пористості;  $b_2$ ,  $\delta_2$ ,  $h_2$ ,  $\rho_2$ ;  $b_3$ ,  $\delta_3$ ,  $h_3$ ,  $\rho_3$  – відповідно геометричні параметри спірального і кільцевого швів на внутрішній поверхні труби.

У досліджуваних трубах II типу теоретичні коефіцієнти концентрації напружень на зовнішній і внутрішній поверхнях труби були різними і виражалися відповідно формулами:

$$K_{T_1} = \left(1 + \frac{6H}{\delta}\right) \left(1 + 1,1h_5 \frac{\left(\frac{b_5}{\delta_5}\right)^2 + 1}{\delta_5} \sqrt{\frac{h_5}{\rho_5}}\right); \quad (3.6)$$

$$K_{T_2} = \left(1 + 1,1h_4 \frac{\left(\frac{b_4}{\delta_4}\right)^2 + 1}{\delta_4} \sqrt{\frac{h_4}{\rho_4}}\right) \left(1 + 1,1h_6 \frac{\left(\frac{b_6}{\delta_6}\right)^2 + 1}{\delta_6} \sqrt{\frac{h_6}{\rho_6}}\right), \quad (3.7)$$

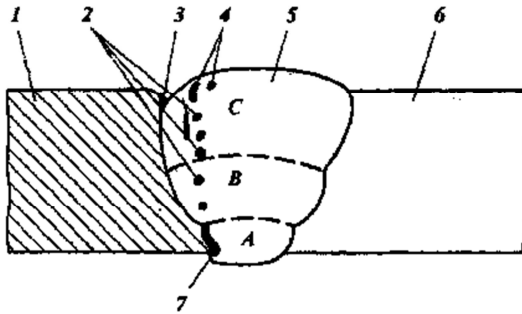
де  $H$ ,  $\delta$  – параметри вм'ятини;  $b_4$ ,  $\delta_4$ ,  $h_4$ ,  $\rho_4$  – геометричні параметри напливу зварного шва;  $b_5$ ,  $\delta_5$ ,  $h_5$ ,  $\rho_5$ ;  $b_6$ ,  $\delta_6$ ,  $h_6$ ,  $\rho_6$  – геометричні параметри кільцевого шва відповідно на зовнішній і внутрішній поверхнях труби.

Вид поперечного перерізу зварних швів у місці наявності двох локальних концентраторів, що були розташовані майже в одному перетині по товщині стінки зварного шва.

Випробування зразків труб I типу були припинені з появою мікротріщин по всьому поперечному перерізу зварного шва. Тріщини (на рис. 3.9) позначені цифрою 7), що зародилися на внутрішній поверхні шва від місця знаходження першого локального концентратора (дефекту у формі шва), при поширенні об'єдналися рядом пор 2, зв'язавши їх одна з одною мікротріщинами на ділянці, що прилягає до зовнішньої поверхні труби. У процесі випробування зразків II типу руйнування відбувалося на зварному шві (зона сплавлення). Поверхня зламу (рис. 3.10) об'єднала між собою два локальні концентратори, що були приблизно в одному перерізі, але на різних поверхнях трубопроводу (зовнішній і внутрішній).

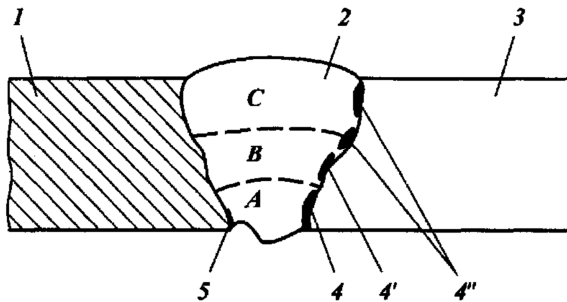
Результати випробувань (зразки підготовлені з 5 труб кожної партії) показали, що труби I типу, всі концентратори яких перебували в зоні дії один одного, руйнувалися при кількості циклів  $N_{ц1} = 0,8 \cdot 10^2$ , а труби II типу, локальні концентратори яких не взаємодіяли між собою і були розташовані в зоні дії загального концентратора, – при середньому значенні  $N_{ц2} = 7,5 \cdot 10^3$ . Локальні концентратори і місце руй-

нування також перебували в безпосередній близькості від зони з'єднання кільцевих зварних швів.



1 – перетин заводського зварного шва труби; 2 – пори,  
3 – дефекти форми на зовнішній поверхні зварного шва; 4 – проміжний і кінцевий ділянки зростання і поширення мікротріщини, 5 – зварне з'єднання; 6 – тіло труби; 7 – тріщина в місці наплавлення кореневого шару шва на основний метал;  
А, В, С – відповідно кореневий, заповнювальний і зовнішній шари зварного шва

**Рисунок 3.9 - Поперечний переріз зварного стику в трубопроводі І типу в місці знаходження трьох концентраторів напруження (один загальний і два локальні)**



1 – перетин заводського зварного шва труби; 2 – зварне з'єднання;  
3 – тіло труби; 4 - тріщина в зоні кореневого шару шва;  
4' 4'' – відповідно проміжний і кінцевий ділянки зростання і поширення мікротріщини;  
А, В, С – відповідно кореневий, заповнювальний і зовнішній шари зварного шва

**Рисунок 3.10 – Поперечний переріз зварного з'єднання рубопроводу ІІ типу в місці знаходження трьох концентраторів напруження (один загальний і два локальні)**

### **3.3. Вплив тривалого терміну експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості зварного з'єднання**

У трубних сталях у локальних областях через наявність напружень другого роду під дією зовнішнього навантаження розвивається пластична деформація. У результаті ковзання в цих кристаликах створюються дислокації, що змінюють дислокаційну структуру. Знімаються мікронапруження, які були в металі до початку деформування, і створюються нові напруження іншого типу відповідно до нової дислокаційної структури металу. Ці процеси до того ж супроводжуються старінням металу труб. Ця обставина досить важлива для трубних сталей у крихкому стані, коли умови руйнування й плинності досить близькі одна одній. Дійсно, напруження що накопичуються в матеріалі до початку плинності, взаємодіючи із зовнішніми та внутрішніми напруженнями, можуть спричинити передчасний розвиток мікротріщини.

Залишкові напруження в трубних сталях спричинюють хаотично пружні руйнування кристалічних решіток у результаті стиску або розтягання кристала на величину, приблизно рівну розміру зерна. Ці напруження виникають у межах зерна й мають дислокаційне походження, тобто являють собою результат суперпозиції далекодійних полів дислокацій, певним чином розподілених усередині зерна. Середнє значення таких мікронапружень не може перевищувати межі текучості металу й звичайно для металів у зміцненому (окрихченому) стані наближається за рівнем до межі пружності.

Руйнування металу – це у своїй основі мікроскопічне фізичне явище, хоча зовні воно проявляється в механічному, тобто макроскопічному аспекті. У сучасному поданні жоден реальний метал, крім бездефектного кристала з ідеальними кристалічними решітками, не може бути зруйнований без пластичної деформації, оскільки першопочатковим джерелом руйнування на мікрорівні служить мікротріщина, зародження якої в кристалі неможливе без елементарних актів пластичного деформування металу.

Можна було очікувати, що для виконання умови статичної міцності труб великого діаметра повлягає забезпечуватись робота трубопроводів без руйнувань. Однак практика

експлуатації показує, що в багатьох випадках труби виходять із ладу в міру напрацювання циклів. Ці експлуатаційні розриви за своїм зовнішнім виглядом схожі на руйнування під дією внутрішнього тиску при статичному навантаженні до розриву. За таких умов тріщини, як і за статичного розриву, утворюються в поздовжньому напрямку і, як правило, в зоні зварного з'єднання. Аналіз показує, що характер руйнування в цьому разі неоднаковий. Основною особливістю експлуатаційних розривів є відсутність пластичних деформацій у зоні осередку руйнування їхня наявність лише у зонах дефекту.

Статистичний аналіз механічних характеристик трубної сталі 17Г1С у вихідному стані проведено за результатами випробувань, наведеними у сертифікатах. Причиною таких руйнувань є накопичення незворотних мікропластичних пошкоджень і розвиток вихідних мікродефектів, що призводять до появи та поширення втомних тріщин від повторних впливів внутрішнього тиску в окрихченому металі труби в процесі експлуатації. Магістральні трубопроводи розраховано на міцність за методом граничного стану, що визначається міцністю труб на розрив від дії статичних навантажень. Водночас не брали до уваги неоднорідності розподілу напружень у стінці труби через дефекти, а також викликані відхиленнями перерізів труб від правильної геометричної форми через наявність зварного шва, зміщення кромки у ньому і овальності перерізу загалом.

Фізична характеристика в'язкості металів  $K_e$ , впливає з умови реалізації тріщини

$$K_e = \frac{R_{mc}}{\sigma_m},$$

де  $R_{mc}$  – коефіцієнт опору тріщини.

Коефіцієнтом в'язкості параметр  $K_e$  названий був не випадково, тому що відношення  $R_{mc}/\sigma_m$  чисельно показує, наскільки потрібно збільшити напруження текучості для того, щоб напруження  $\sigma_T$  досягло рівня  $R_{mc}$  і створилися можливості для реалізації тріщини. Чим більше  $K_e$ , тим більші потенційні можливості опору металу виникненню тріщин. У цьому полягає фізичний зміст і фундаментальний характер  $K_e$  як механічної характеристики сталей.

У неоднорідних силових полях, зокрема в місцях знаходження концентраторів напруження, у результаті розвитку локальної деформації найбільша жорсткість  $j_{\max}$  створюється на границі пружно-пластичної зони [22–27], де умова тріщини на границі текучості має вигляд  $j_{\max} \cdot \sigma_m = R_{mc}$  або  $K_{ve} = j_{\max}$ . У пластично ж деформованій зоні може раніше реалізуватися в'язкий мікрорізок:  $j_{\max} \cdot \sigma_m = R_{mc}$  тобто  $K_{ve} = j_{\max}$  оскільки  $K_{ve} < K_e$ . Отже, мікрокрихке руйнування може породжуватися двома мікромеханізмами зародження тріщини: крихким (на границі текучості) і в'язким (на стадії розвитку деформації). Ми звернемося увагу лише на деформаційний критерій Крафта, відповідно до якого умова руйнування тріщини під навантаженням реалізується тоді, коли на деякій відстані  $d_T$  від вершини тріщини досягається критична деформація  $e_{кр}$

$$e_{кр} = \frac{K_1}{E\sqrt{2\pi \cdot d_m}}.$$

Детально проаналізувавши тривало експлуатовані сталі, можна стверджувати, що критична деформація чисельно дорівнює показнику  $n$ , з огляду на що одержуємо вираз:

$$K_1 = n \cdot E\sqrt{2\pi \cdot d_m}.$$

Слід зазначити, що використане Крафтом наближення  $e_{кр} \approx n$  насправді реалізується для маловуглецевих сталей (куди належать трубні сталі) у вигляді  $e_{\min} \approx n$ . Отже, критична деформація за Крафтом має сенс деформації в мінімуму  $K_{ve}$ , а отже, ця модель справедлива для сталей, що мають немонотонну залежність  $K_{ve}$  від деформації, у яких  $n > 0,25$ . Очевидно, модель Крафта описує умови руйнування від тріщини, коли критична ситуація створюється перетинанням лінії жорсткості  $j$  із кривої  $K_1$  на ранніх стадіях пластичної деформації. У цьому разі деформація  $e_{кр}$  невелика й, отже, критична ситуація виникає недалеко від границі пружно-пластичної зони, що дозволяє вважати критичну відстань  $d_m$  наближено рівною ефективному радіусу вершини тріщини  $d_m \approx \rho_e$ , одержуємо:

$$K_1 = n \cdot E\sqrt{2\pi \cdot \rho_e}.$$

Зміну коефіцієнта інтенсивності напруження ( $K_I$ ) у трубних сталях досліджують на спеціально виготовлених зразках. На бічній стороні цих зразків роблять надрізи глибиною до 1/4 ширини зразка (ширина зразка  $b = 50$  мм). Робочу поверхню зразків шліфують й полірують. Потім зразки піддають циклічному навантаженню за допомогою спеціально сконструйованого пристрою, щоб виростити в них вторинні тріщини. Згодом зразки піддають статичному розтягу до руйнування й водночас вимірюють величину розкриття ( $\delta_0$ ) і силу навантаження, щоб визначити  $K_I$ .

Для оцінювання опору руйнуванню пластичних металів, таких як трубні сталі, застосовуються параметр – критичне розкриття тріщини. Критичні значення коефіцієнтів інтенсивності напруження були визначені для сталей 14ХГС й 17Г1С.

**Таблиця 3.1 - Зміна значення коефіцієнта інтенсивності напруження протягом експлуатаційного терміну трубопроводу зі сталі 14ХГС**

Роки експлуатації труби	Коефіцієнт інтенсивності напруження у трубі, $MPa\sqrt{m}$	
	зовнішня сторона труби	внутрішня сторона труби
13	78,4	122
30	75	113

Аналогічне зниження коефіцієнта  $K_I$  експлуатованого трубопроводу спостерігається й для трубної сталі 17Г1С. Отримані результати наведені у таблиці 3.2.

**Таблиця 3.2 – Зміна значення коефіцієнта інтенсивності напруження протягом експлуатаційного терміну трубопроводу зі сталі 17Г1С**

Роки експлуатації труби	Коефіцієнт інтенсивності напруження у трубі, $MPa\sqrt{m}$	
	зовнішня сторона труби	внутрішня сторона труби
17	105,2	145
21	101,9	133,4
28	94,5	117,1



Відсутність значень  $K_I$  у вихідному стані труби не дозволяє зробити які-небудь висновки про ступінь старіння. Однак зазначимо, що сталі такого класу у вихідному стані мають значення  $K_I = (130...180) \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ .

Розвиток тріщин шляхом розгалуження під час повторно-статичних навантажень тривало експлуатованих труб пояснюється наявністю в них локальних окрихчених областей у результаті нагромадження незворотних мікропластичних деформацій, розпаду цементиту й утворення дрібнодисперсних часток карбідів і нітридів. У цих областях під час повторних навантажень утворюються лінії ковзання. Між двома прилеглими до вершини тріщин, що розвиваються, і самою вершиною утворюються внутрішні шийки, які можуть розділитися водночас в декількох окрихчених областях, що призводить до розгалуження поширюваних тріщин, на два й більше напрямки.

Узагальнюючи отримані дані, слід зазначити, що процеси, які відбуваються в трубних сталях під час їхньої експлуатації (мікропластичні деформації й руйнування), залежать від ступеня деформаційного старіння, окрихченості металу. На певному етапі навантаження відбувається розширення лінії ковзання та їхнє розбивання на окремі ділянки. Це підтверджується появою на відносно пізній стадії розвитку поперечних ліній ковзання й скупченням на них атомів вуглецю, азоту, утворенням у цих областях дрібнодисперсних карбідів і нітридів. Ці процеси призводять до окрихчення локальних областей трубних сталей.

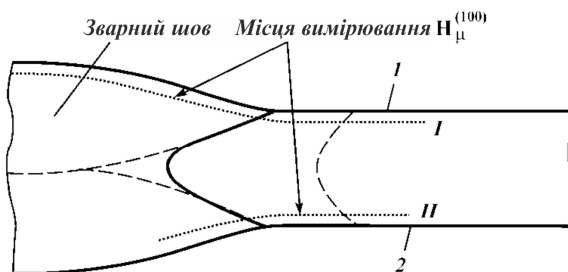
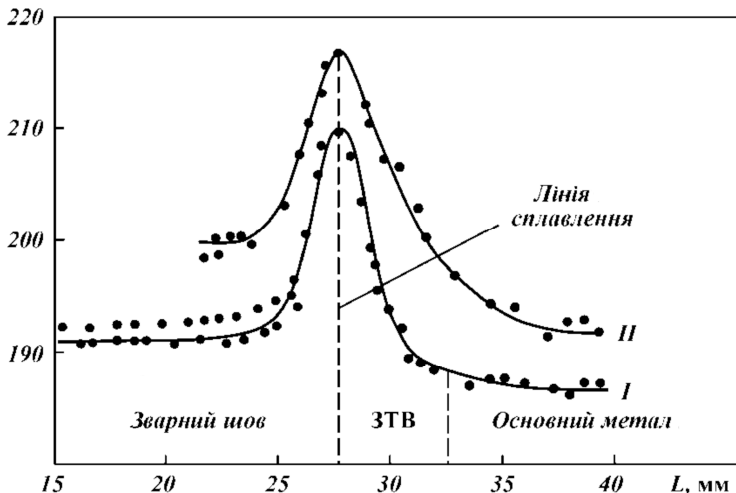
Як було зазначено, значення  $\psi$  і  $R_{mc}$  зі збільшенням терміну експлуатації зменшуються, значення  $S_k$  збільшуються [17–24]. Ці експериментальні відомості показують також, що в процесі експлуатації газопроводів відбувається окрихчення металу труб унаслідок незворотних мікропластичних деформацій і деформаційного старіння.

Значення мікротвердості й залишкового напруження були визначені майже на всіх досліджених сталях. Отримані дані показують, що із тривалим часом експлуатації ці значення змінюються своєрідно. Це зумовлюється, ймовірно, тим, що параметри  $H_\mu$  і мікроспотворення  $\Delta d/d$  є інтегральними величинами. Незважаючи на це, з отриманих результатів видно, що із часом значення цих величин зростає, що

свідчить про окрихчення сталей. Досить цікавим є факт більш інтенсивного зростання значення  $\Delta d/d$  поблизу дефекту в тривало експлуатованих труб.

Характерним є розподіл значень  $H_{\mu}$  у зварному з'єднанні труби, виготовленої зі сталі 17Г1С (рис. 3.11). Як видно з наведеного рисунка, значення  $H_{\mu}$  поблизу внутрішньої поверхні труби на 10–15 % вище, ніж поблизу зовнішньої поверхні труби. Ця відмінність особливо помітна у внутрішніх підрізах, звідки, як правило, починають руйнуватися труби газопроводів.

$$H_{\mu}^{(100)} \cdot 10^7, \text{ Па}$$



Сталь 17Г1С: 1 – зовнішня сторона труби; 2 – внутрішня сторона труби

**Рисунок 3.11 – Характер розподілу мікротвердості у зварному з'єднанні**

Отже, характеристики опору крихкому руйнуванню газопровідних експлуатованих сталей залежать від терміну служби, напрямку вирізки зразків і місця розташування концентраторів, структурного стану й властивостей сталі.

Необхідно зазначити, що в процесі повторно-статичних навантажень у металі експлуатованих труб утворюються незворотні мікропластичні деформації, що призводять, в остаточному підсумку, до виникнення й розвитку мікротріщин.

Проведений експеримент у процесі експлуатації показав стрибкоподібний характер зростання втомних тріщин та їхнє розгалуження в процесі навантаження, що пояснюється наявністю в металі експлуатованих труб окрихчених локальних областей, утворених у результаті деформаційного старіння. Цим самим пояснюється відносно маленька довжина втомних тріщин у тривало експлуатованих трубах.

Загальноприйнята модель механізму втомного зростання тріщин полягає в тому, що вершина тріщини то відкривається, то закривається внаслідок зворотної пластичної течії в кожному циклі. Зворотне розкриття поблизу вершини тріщини за плоскої деформації визначається рівнянням

$$\sigma_y = \tau_i + K_y d^{-1/2},$$

де  $\sigma_y$  – межа текучості під час зсуву;  $\tau_i$  – напруження;  $K_y$  – коефіцієнт, що не залежить від температури, якщо сталь не схильна до старіння;  $d$  – розмір зерна.

Як величина приросту тріщини за цикл приймають формулу

$$\Delta\delta \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta K^2}{2(2\sigma_c)E},$$

де  $\sigma_c$  – напруження течії для циклічно зміцненого металу.

Цей приріст тріщини пропорційний тій частині збільшення тріщини, що не відновлюється. У цьому разі передбачене значення  $dl/dN$  було б пропорційне  $\Delta K^2$ . Однак поширення тріщини в кожній точці контуру може бути неоднаковим. Це особливо стосується тривало експлуатованих сталей. Звичайно, у деяких областях орієнтація зерен виявляється сприятливою для ковзання, однак у тривало експлуатованих трубних сталях основну роль відіграють локально-

окрихчені ділянки, пов'язані з розпадом цементиту й, імовірно, утворенням дрібнодисперсних часток карбідів та нітридів.

Зупинку розвитку окремих втомних тріщин у метали експлуатованих труб при повторно-статичних навантаженнях, імовірно, можна пояснити релаксацією накопичуваної енергії біля вершини тріщини внаслідок утворення ділянок ковзання з довжиною, меншою, ніж критична. Енергія також розсіюється внаслідок зростання сусідніх втомних тріщин. Якщо біля вершини тріщини утворюються ділянки ковзання критичних розмірів, то за подальшим навантаженням ділянки з деформованою структурою можуть, у свою чергу, стати областями підвищеної концентрації в металі, що сприяє подальшому розвитку втомної тріщини.

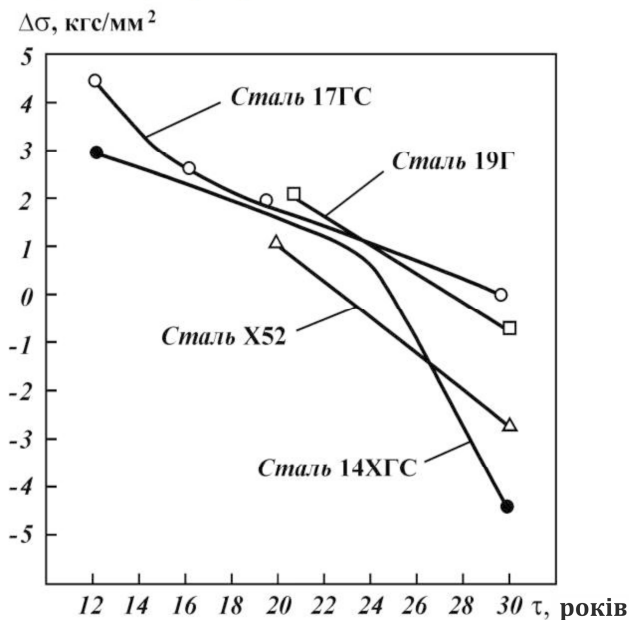
Відносно чутливими параметрами до окрихченості маловуглецевих сталей є критичне напруження руйнування  $S_k$ , коефіцієнт інтенсивності напруження  $K_1$ , і коефіцієнт опору тріщини  $R_{mc}$ . Критичне напруження руйнування трубних сталей зі збільшенням терміну служби трубопроводів збільшується. Збільшення значення  $S_k$  тим більше проявляється, чим більша кількість вуглецю в сталях (наприклад, у сталях 17Г1С й 19Г).

Параметр  $K_1$ , є певною мірою критичною характеристикою металу. Подібно тому, як  $\sigma_b$ ,  $\sigma_m$ ,  $S_k$ , з одного боку, і  $\delta$ ,  $\psi$  – з іншого боку, оцінюють міцність й пластичність гладкого зразка під час розтягу, так  $K_1$  призначений оцінювати міцність металу особливих ділянок зразка із тріщиною. У тривало експлуатованих металах зниження значення  $K_1$  показує на наявні ділянки, де ослаблені атомні зв'язки.

Зменшення значення  $R_{mc}$  з часом експлуатації свідчить про структурні зміни (виникнення ліній ковзання, генерація нових дислокацій тощо) і зміни хімічного складу в локальних областях (перерозподіл домішкових атомів, утворення нових часток карбідів і нітридів та розпад цементиту) в окремих перлітних зернах.

Наведені експериментальні результати, підтверджують, що в трубних сталях у процесі експлуатації відбувається деформаційне старіння. Для того щоб вивчити, якою мірою відбулося деформаційне старіння, були проведені випробування за такою методикою: пластична деформація зразків на 5 %, відпал їхній за 250 °С протягом однієї години, потім

розтяг до руйнування. При цьому основною характеристикою, що відображає схильність трубних сталей до деформаційного старіння, є  $\Delta\sigma$  – підвищення границі текучості, викликане закріпленням дислокацій. Отримані результати графічно наведені на рисунку 3.12.



**Рисунок 3.12– Залежність схильності трубних сталей до старіння від тривалості їхньої експлуатації**

Ці експериментальні дані можна пояснити виділенням атомів вуглецю із твердого розчину, закріпленням дислокацій, а отже, зміцненням феритної структури. Отримані дані показують, що досліджувані нами трубні сталі до 30 років експлуатації стають практично майже несхильними до деформаційного старіння.

Спільним для всіх випадків руйнування трубопроводів є відсутність помітного зменшення товщини стінки труби у краях розриву, а також відсутність залишкової деформації по периметру труби. При руйнуванні труб по основному металу в зоні осередків руйнування були виявлені дефекти у вигляді тріщин глибиною до 3–4 мм, вм'ятин глибиною до 2–3 мм, неметалевих включень та ін. На поверхні труби, де

були механічні пошкодження, в зоні деформації значення твердості металу збільшилися приблизно в 1,5 раза в порівнянні з іншими ділянками основного металу.

Окрихчення цієї ділянки також призвело до значної втрати пластичних властивостей металу труб. У цих зонах у процесі повторно-статичних навантажень виникли тріщини, які, у свою чергу, збільшують концентрацію напруження в зоні дефектів.

### **3.4. Оцінювання міцності та працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами**

У багатьох випадках детальне аналізування причин аварій дозволило встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування з будь-яким, нехай і малопомітним, дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труби. Заводські дефекти проявляються у вигляді дефектів металу труби, неметалічні включення – у вигляді сульфідних ділянок, неповного зняття залишкових напружень зварного шва, дефектів механічного пошкодження внутрішньої поверхні труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортування труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, забоїн, рисок, а також дефектів поперечних стикових швів, зокрема непроварів та ін.

Для виявлення впливу робочого корозійного середовища на міцність і витривалість трубної сталі необхідно охарактеризувати корозійне середовище. Взаємодія середовища і металу залежатиме від:

- хімічного складу і його окремих компонентів;
- пластичної і пружної деформації;
- стану поверхні.

Слід розрізняти три можливі випадки, коли відбувається наводнення металу:

- наводнення металу з недеформованою решіткою.
- наводнення металу з деформованою решіткою (процеси холодного деформування металу);
- наводнення в процесі деформування металу.

Структурний стан сталі та її деформування суттєво впливають як на електрохімічні корозійні процеси, так і на дифузійні процеси, і чим більша нестабільність фаз, тим вища її чутливість до корозії.

Підземні магістральні газопроводи, не зважаючи на комплексний захист від корозії, що включає пасивний захист протикорозійними покриттями та активний електрохімічний захист, все ж досить інтенсивно схильні до різних корозійних пошкоджень. Однак до теперішнього часу закономірності міцнісної поведінки корозійних дефектів досліджені не повною мірою.

Так, існуючі нормативні вимоги до безпечної і безвідмовної роботи магістральних газопроводів цілком однозначно регламентують негайне усунення наднормативних корозійних пошкоджень. Проте, розвиток корозійного дефекту на трубах підземного прокладання носить невизначений характер і проявляється зазвичай раптово у вигляді аварійної відмови різної складності.

У цій ситуації залишаються недопрацьованими методи, що дозволяють оцінити темп напрацювання міцнісного ресурсу газопровідної труби в процесі розвитку корозійних дефектів. З іншого боку, сучасні способи внутрішньотрубної дефектоскопії дозволяють виявити абсолютну більшість корозійних дефектів прямим вимірюванням за один цикл досліджень. За такої умови фіксується картина множинності корозійних пошкоджень, усунення яких потребує наукового обґрунтування тимчасових пріоритетів, оскільки одномоментне ліквідування виявлених дефектів, як того вимагають чинні нормативи, неможливе з технічних причин.

Для уточнення цих прогалин на дослідно-промисловому стенді виконані повномасштабні гідравлічні випробування корозійно пошкоджених труб, забракованих із діючих газопроводів.

У представленій класифікаційній групі проаналізовано результати випробувань восьми об'єктів (табл. 3.3), схильні до корозійних пошкоджень глибиною понад 10 % товщини стінки.

Слід зазначити, що корозійні дефекти були виявлені тільки на зовнішній поверхні труб у місцях наскрізних або закритих ушкоджень ізоляційного покриття. Очевидно, що корозійні потоншення стінки труби зумовлюють локальне

зростання напружено-деформованого стану і зниження міцності труби. Результати вимірювань представлені в табл. 3.4.

**Таблиця 3.3 – Об'єкти випробувань та їхні основні характеристики**

Номер труби	Дн×δ, мм марка сталі	Термін експлуатації до вирізки, років	Причина вирізки за типом дефекту	Розміри максимального дефекту, мм	Граничний тиск (МПа), характер руйнувань
1	1220 × 12, 17Г1С	13	Корозія за ВТД	1100 × 520 × 2,8	9,2 Стан текучості
2	1220 × 14,5, 17Г1С	13	Корозія за ВТД	3000 × 3,5	12,0 В'язке
3	1220 × 12, 17Г1С	17	Аварія, КРН	Загальна корозія 800 × 0,5	9,8 В'язке
4	1220 × 12, 17Г1СУ	6	Корозія за ВТД	Загальна корозія 800 × 4,4	11,0 В'язке
5	1020 × 9; 17Г1С, термозміцнена	18	Корозія за ВТД	Виразкова корозія 900 × 4,4	8,0 В'язке
6	1020 × 9; 17Г1С, термозміцнена	18	Корозія по ВТД	Виразкова корозія 300 × 3,0	10,5 В'язке
7	1220 × 10,5; 17Г2СФ, термозміцнена	23	Аварія, структурні дефекти металу	Каверни глибиною до 2,5	11,3 В'язке
8	1220 × 12,5, 17ГС	30	Ділянка МГ, що сплила на болоті	Гофри, вм'ятини 1220 × 800 × 109, виразки до 2,0	11,0 В'язке

Із табл. 3.4 видно, що фактична деформація труби в непошкодженій зоні зіставна з розрахунковим значенням, обчисленим відповідно до узагальненого закону Гука для плоского напруженого стану, тобто, отримані результати мають достатньо достовірно відобразити процеси, що відбуваються.



**Таблиця 3.4 – Результати деформування труб у поперечному напрямі від дії внутрішнього тиску**

№ з/п	Місце встановлення тензометра	Приріст показань тензометра при зміні тиску, МПа						Середня деформація при зміні тиску на 1 МПа	
		0÷1	1÷2	2÷3	3÷4	4÷5	5÷6	поділок тензометра	відносна % × 10 <sup>2</sup>
<b>Зварний шов труби № 12</b>									
1	Обширна корозійна зона глибиною до 4,4 мм	-1	32	29	28	22	24	27	6,75
2	Короткий дефект глибиною до 4 мм	13	14	13	13	10	12	12,5	3,13
3	Обширна корозійна зона глибиною до 4,1 мм	56	27	20	17	15	15	18,8	4,70
4	Короткий дефект глибиною до 5,2 мм	16	14	6	8	8	11	10,5	2,63
5	Короткий дефект глибиною до 4,5 мм	34	20	16	17	13	12	14,4	3,60
6	Довгий дефект глибиною до 3,5 мм	19	12	9	10	7	9	9,4	2,35
<b>Зварний шов труби № 13</b>									
7	Обширна корозійна зона глибиною до 1 мм	53	17	18	14	13	10	14,4	3,60
8	Обширна корозійна зона глибиною до 3 мм	80	29	26	18	17	13	20,6	5,15
9	Обширна корозійна зона глибиною до 2,5 мм	63	28	22	16	5	22	18,6	4,65
10	Непошкоджена труба	10	9	14	11	10	10	10,7	2,68

Далі, повертаючись до отриманих результатів, можна констатувати, що ряд тензометрів (№ 2, 4, 6), встановлених, як правило, в зоні непротяжних дефектів, зафіксували деформацію, зіставну з деформацією неушкодженої труби, тобто такі дефекти не спричинили помітного зниження міцності.

Разом із цим зони великих корозійних дефектів (тензометри № 1, 3, 8, 9) деформувалися набагато більшою мірою, ніж бездефектна труба, тобто ці зони мали більш високі напруження. Як показало подальше навантаження, розрив шва № 12 стався в зоні встановлення тензометра № 1, де була зафіксована найбільша деформація, що перевищила в 2,52 рази деформацію непошкодженою зони. Щодо досліджень № 13, то в ході випробувань були нанесені штучні дефекти, які і стали осередком руйнування.

Поряд із наведеним вище, реальна інтегральна оцінка наявності і величини зниження міцності дефектної труби все ж може бути визначена тільки після її руйнування, що й було виконано на кінцевих етапах випробувань трубних швів № 2; 3; 9; 13; 18; 19 чинними нормативними документами до категорії неприпустимих.

Результати випробувань і розрахунків розглянутих швів труб представлені в табл. 3.5. З цієї таблиці видно, що п'ять випробуваних швів (№ 1, 2, 9, 12, 13) мають корозійні дефекти.

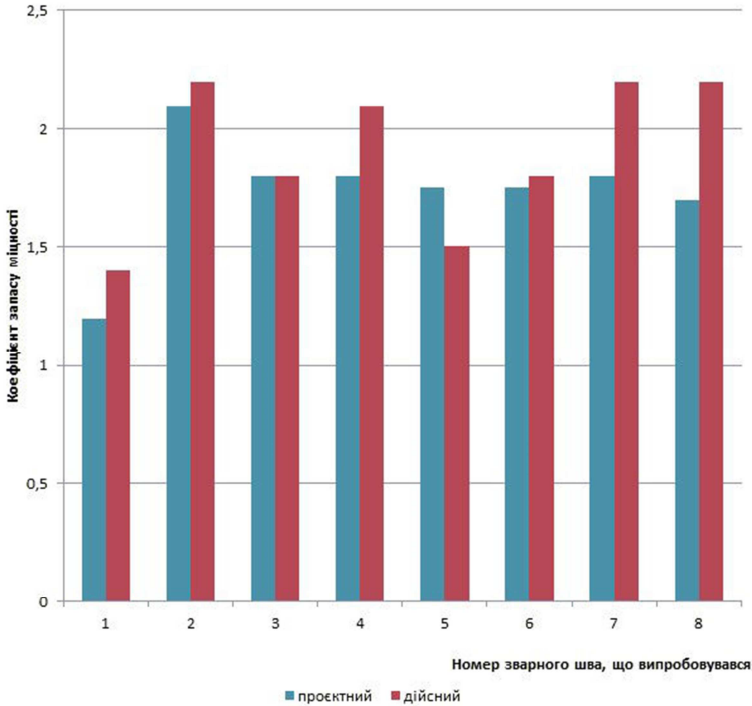
Наявність таких пошкоджень потребує проведення ремонтних заходів щодо їхнього усунення, або зниження робочого тиску до безпечної величини (на 4,3 ... 30 % від проектного тиску).

У ході оцінювання розглянутих дефектів до категорії дефектів, що потребують проведення ремонту додатково, потрапляють дефекти зварного шва труби № 18. Водночас рівень зниження робочого тиску на всіх випробуваних об'єктах (за неможливості проведення ремонту) стає ще більш істотним (на 4,3 ... 27,1 % порівняно з попереднім варіантом).

Поряд з цим, порівняння дійсного Кд і проектного Кпр коефіцієнтів запасу міцності, а також їхні співвідношення Кд/Кпр, графічне представлення яких надане на рис. 3.13 і 3.14, показує, що тільки в одному випадку (зварний шов труби № 12) не забезпечується необхідною надійністю труби.

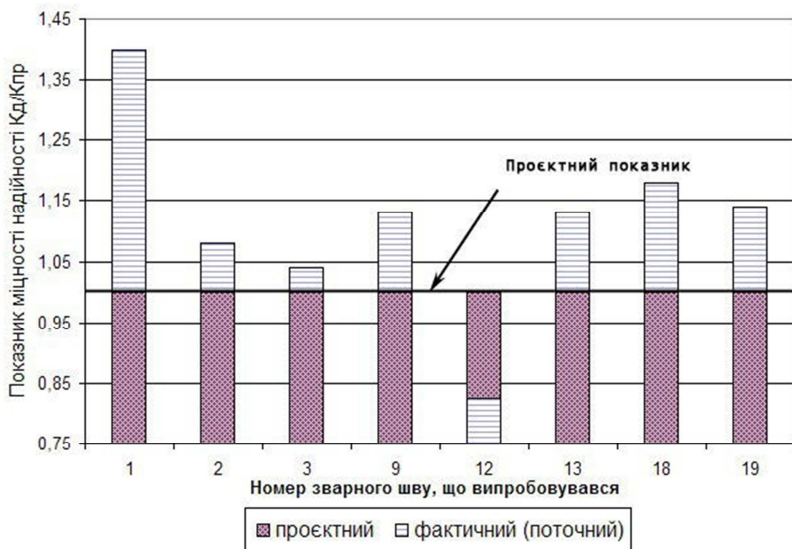
**Таблиця 3.5 - Результати випробувань і розрахунку зварних швів труб із корозійними ушкодженнями**

Параметр	Номер трубного зварювального шва, який випробовували								
	1	2	3	9	12	13	18	19	
Діаметр і номінальна товщина стінки труби, мм	1220×12,0	1220×14,5	1220×12,0	1220×12,0	1020×9,0	1020×9,0	1220×10,5	1220×12,0	
Марка сталі	17Г1С	17Г1С	17Г1С	17Г1СУ	17Г1С	17Г1С	17Г2СФ	17ГС	
Нормативні механічні характеристики, МПа	520	520	520	520	600	600	550	520	
Межа міцності, $\sigma_b$	360	360	360	360	420	420	380	350	
Межа текучості, $\sigma_t$									
Корозійний дефект	д	д	д	д	д	д	к	д	
									Короткий(к) Довгий(д)
Максимальна глибина дефекту	2,8	3,5	0,5	4,4	4,4	3,0	2,5	2,0	
Допустима глибина дефекту за [58, 59], %	23,3	24,1	4,2	36,7	48,9	33,3	23,8	16,0	
Тиск розриву зварного шва, МПа	21,2	21,7	21,2	21,2	28,1	28,1	70,0	22,2	
Коефіцієнт проєктного запасу міцності, $K_{т,пр}$	9,2	12,0	9,8	11,0	8,0	10,5	11,3	11,0	
Коефіцієнт проєктного запасу по межі текучості, $K_d$	1,8	2,15	1,8	1,8	1,71	1,71	1,8	1,8	
Дійсний коефіцієнт запасу міцності, $K_{пр}$	1,05	1,26	1,05	1,05	1,0	1,0	1,05	1,05	
Показник міцнішої надійності $K_d/K_{пр}$	1,48	2,22	1,81	2,04	1,48	1,94	2,09	2,04	
Допустимий робочий тиск за [58, 59]	1,41	1,03	1,006	1,13	0,87	1,13	1,16	1,13	
Допустимий робочий тиск за [61]	5,17	5,15	5,4	4,27	3,78	4,94	5,4	5,4	
Допустимий робочий тиск за [61]	4,14	4,22	5,17	3,42	2,76	3,6	4,11	4,54	



**Рисунок 3.13 – Зіставлення проєктного і дійсного коефіцієнтів запасу міцності випробуваних труб**

За неможливості проведення тут ремонтних робіт, необхідне зниження робочого тиску відповідно до [5,6] величини 3,78 МПа, що становить 70 % від величини проєктного тиску. Водночас, із результатів гідравлічних випробувань цього зварного шва видно, що проєктний коефіцієнт запасу забезпечується вже за робочого тиску, рівного  $p = 8 / 1,71 = 4,68$  МПа (86,7 % від проєктного тиску), тобто на 23,8 % більше від величини.



**Рисунок 3.14 - Показники міцнісної надійності для випробуваних зварних швів тривало експлуатованих трубопроводів**

Для інших зварних швів труб реальний запас міцності порівняно з проектним, виключаючи об'єкт № 1, де труба була доведена тільки до текучості металу, становить 0,6÷16%, (рис. 3.15), тобто фактично необхідна надійність труб забезпечується навіть у тому разі, якщо за чинними нормами потрібне проведення ремонтних або технічних заходів щодо зниження робочого тиску (зварні шви № 2; 9; 13).

### **Список використаних джерел третього розділу**

1. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O. S., Makovkin O. M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 10. P.202–204.
2. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 8. P. 516–520.

3. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 4. P. 91–93.

4. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 2. P. 62–66.

5. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов. *Нафтогазова галузь України*, 2014. № 6. С. 27–30.

6. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації. *Нафтогазова галузь України*. 2014. № 6. С. 43–46.

7. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties. *Metallurgical and mining industry*, 2013. № 3. P. 68–73.

8. Крижанівський Є. І. Тараєвський О. С. Особливості корозійно-втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2012. Спец випуск № 9. С. 653–661.

9. Крижанівський Є. І. Тараєвський О. С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2011. № 3(40). С.27–32.

10. Тараєвський О. С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2011. № 3(36). С. 43–47.

11. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2010. Спец випуск № 8. С. 655–660.

12. Тараєвський О. С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі. *Нафтогазова енергетика*. Івано-Франківськ, 2008. № 3(8). С.26–29.

13. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. Івано-Франківськ, 2008. № 1(17). С.76–79.

14. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2008. Спец випуск № 7. С. 791–797.

15. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживан-

ня. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2008. № 2(27). С.97–100.

16. Абдуллин Н. Г., Гареев А. Г. Диагностика и анализ механизма разрушения газопроводов по причине стресс-коррозии : тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. Москва, 1990. С. 12–13.

17. Абдуллин И. Г., Гареев А. Г. Коррозионно-усталостная долговечность трубной стали в карбонат-бикарбонатной бреде. *Защита-95*: материалы II-го Междун. конгр. Москва, 1995. № 5. С. 97–98.

18. Айбиндер А. Б., Камерштейн А. Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость : справочное пособие. Москва : Недра, 1982. 344 с.

19. Сурков Ю. П., Соколова О. М., Рыбалко В. Г., Малкова Л. Ф. Анализ причин разрушения и механизмов повреждаемости магистральных газопроводов из стали 17ГС. *Физико-химическая механика материалов*, 1989. № 5. С. 96–100.

20. Андреюк Е. И., Козлова И. А. Коптева Ж. Б. Исследование микробиологической коррозии магистральных трубопроводов и рекомендации по рациональной защите от нее. *Экспресс информ. (ВНИИЭГазпром)*. Хим. пром., 1966. Вып. 2. С.11–12.

21. Анненков Н. П., Анучкин М. П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения. *Труды ВНИИСТ*, 1974. Вып. 30.

22. Анучкин М. П. Прочность сварных магистральных трубопроводов. Гостоптехиздат, 1963. 196 с.

23. Анучкин М. П., Горицкий В. Н., Мирошниченко Б. И. Трубы для магистральных трубопроводов. Москва : Недра, 1986. 231 с.

24. Арчаков Ю. И. Водородная коррозия стали. Москва : Металлургия, 1985. 192 с.

25. Банахевич Ю. В., Кичма А. О., Дзюбин А. Р. Напруження в околі дефектів матеріалу оболонкових конструкцій. *Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій* : зб. наук. праць. Львів : Каменяр, 2002. Вип. 5. С. 311–315.

26. Білобран Б. С. Наукові основи оцінки напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів з урахуванням пластичних деформацій : автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ, 2004. 32 с.

27. Васильченко Г. С. Кошелев П. Ф. Практическое применение механики разрушения для оценки прочности конструкций. Москва : Наука, 1974. 148 с.

28. В.Б.Н. В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. Київ : Держнафтогазпром, 2000. 57 с.

29. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами. *Нафтогазова галузь України*, 2013. № 6. С. 33–37.

30. Tarayev's'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects. *Metallurgical and mining industry*, 2013. № 12. P. 61–67.

31. Тараєвський О. С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2012. № 4(45). С. 43–47.

32. Тараєвський О. С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного з'єднання магістральних трубопроводів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. Івано-Франківськ, 2012. № 2(32). С. 66–74.

33. Тараєвський О. С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів. *Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем*, 2012. № 31. С. 46–53.

34. Тараєвський О. С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. *Вісник донбаської державної машинобудівної академії*, 2012. № 3(28). С. 264–268.

35. Поляков В. Н., Романов В. В., Лифшиц Н. Г. и др. Влияние металлургических факторов на стойкость сталей против коррозионного растрескивания : обзор. информ. Сер. Коррозия и защита сооружений в газовой промышленности. Москва : ВНИИЭ-газпром, 1990. 87 с.

36. Воронин Г. В. Статистика стресс-коррозии на южных газопроводах : тез. докл. I-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. Москва, 1990. С. 16–17.

37. Чернов В. Ю., Макаренко В. Д., Крижанівський Є. І., Шлапак Л.С. Вплив водню на механізм сульфідного корозійного розтріскування під напруженням (СКРН) сталей промислових трубопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2003. № 1. С.121–123.

38. Крижанівський Є. І., Петрина Ю. Д., Рудко В. П., Онищук О. О., Петрина Д. Ю. Вплив параметрів перекачування сірководневих газів на корозійну тривкість трубоної сталі. *Машинознавство*, 2003. № 6. С.24–26.

39. Галиуллин З. Т., Карпов С. В., Королев М. И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. *Диагностика – 99* : Девятая международная деловая встреча, (г. Сочи, апрель 1999 г.). Москва, 1999. С.11–23.



40. Герцог Э. Коррозия сталей в сероводородной среде. Коррозия металлов. Москва : Металлургия, 1964. С.31–38.

41. Гоник А.А. Коррозия железа в присутствии сероводорода в двухфазной системе электролит-углеводород. : докл. АН СССР, 1960. № 2, Т.135. 1637 с.

42. Гоник А. А. Коррозия нефтепромышленного оборудования и меры ее предупреждения. Москва : Недра, 1976. 189 с.

43. ГОСТ 25.506-85. Расчёты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. Москва : Изд-во стандартов, 1985. 62 с.

44. Тараевский О. С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трассовых условиях. *Трубопроводный транспорт – 2016*. : материалы XI междунар. учебн.-научн.-практ. конф. Уфа, 2016. С. 383–385.

45. Тараевский О. С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промышленных трубопроводов. *Трубопроводный транспорт – 2015* : материалы X междунар. учебн.-научн.-практ. конф. Уфа, 2015. С. 200–202.

46. Тараевский О. С., Тараевский С. Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта* : материалы VIII Междунар. науч.-техн. конф. Новополюк, 2014. С. 30–32.

47. Тараевский О. С., Тараевский С. Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов. *Трубопроводный транспорт– 2013* : материалы IX междунар. учебн.-научн.-практ. конф. Уфа, 2013. С.135–137.

48. Тараевський О. С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів. *Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу* : матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. Івано-Франківськ, 2012. С.123–124.

49. Andreikiv O. Ye. Mathematical modelling of the hydrogen assisted fracture in metals. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 1997. № 4. С.53–64.

50. Bruno T. V. Susceptibility of pipeline welds to environmental cracking. *Abstr.Pap. 69th AWS Annu. Meet.* (Miami, Fla., Apr. 17-22, 1988). 1988. P.

51. Dagdale D. S. Yielding of steel sheets containing slits. *J.Mech. and Phys.Solids*, 1960. №2, V.8. P.100–104.

52. Folias E. S. An axial crack in a pressurized cylindrical shell. *Int.J.Tract.Mech*, 1965. № 2,V.1. P. 104–113.

53. Groyzman G., Erdman N. A study of Corrosion of mild steel in mixtures of petroleum Distillates and Electrolytes. *Corrosion*, XII, 2000. P. 1266–1271.

54. Krasovsky A. Y., Dolgiy A. A., Torop V. M. Charpy testing to estimate pipeline steel degradation after 30 years of operation. Proc. "Charpy Centary Conference", Poitiers. 2001, Vol.1. P.489–495.

55. Mao X., Liu X., and Revie R. W. Pitting corrosion of pipeline steel in dilute bicarbonate solution with chloride ions. *Corrosion*, 1994. 50, № 9. P. 651–657.

56. Mendosa A. J., and Sykes J. M. The effect of low frequency cyclic stress on initiation of stress corrosion cracking in X60 line, pipe steel in carbonate solution. *Corros. Sci.*, 1983. 23, № 6. P. 547–558.

57. Oriani R. A. A mechanistic theory of hydrogen embrittlement of steel. *Ber.Bausenges.Phys.Che*, 1972. № 8. P. 818–857.

58. NACE standart TM-01-77. Testing of metals for resistance to sulfide stress cracking at ambient temperatures. *Materials Performance*, 1977. № 9. P.1–8.

59. Payer J. H., Berry W. E., and Parkins R. N. Application of slow strain – rate technique to stress: corrosion cracking of pipeline steels. *Stress corrosion cracking - the slow strain - rate technique. ASTM STP 665*. Philadelphia: ASTM, 1979. P. 222–234.

60. Paris P., Erdogan F. A critical analysis of crack propagation laws. *Trans. ASME. J.Basic Eng*, 1963. 85, № 4. P.528–534.

61. Paris P.C. The fracture mechanics approach to fatigue. *Fatigue.– An interdisciplinary Approach*. Syracuse(N.Y.): Syracuse Univ. Press, 1964. P.107–132.

62. Parkins R. N., Blanchard Jr., and Delanty B. C. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure in contact with solution of neutral pH. *Corrosion*, 1994. 50, № 5. P. 394–408.

63. Parkins R. N. Predictive approaches to stress-corrosion cracking failure. *Corros. Sci.*, 1980. 20, № 2. P. 147–166.

64. Peten N.I., Stables E. Delayed fracture of metals under static load. *Nature*, 1952. 163. P. 842–843.

65. Pilkey A. K., Lambert S. B., and Plumtree A. Stress corrosion cracking of X-60 pipe line steel in a carbonate-bicarbonate solution. *Corrosion*, 1995. 51, № 2. P. 91–96.

66. Powder Diffraction File 1974: Search manual alphabetical listing and search section of frequently encountered phases. Inorganic. Philadelphia, 1974.

67. Тараевский О. С. Методы повышения механических свойств сварных металлоконструкций нефтегазовых объектов. *Трубопроводный транспорт - 2012.* : материалы междунар. научн.-практ. конф. Уфа, 2012. С. 181–182.

68. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта* : материалы VII междунар. науч.-техн. конф. Новополюцк, 2011. С. 181–182.

69. Тараєвський О. С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ. *Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопровідного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі* : матеріали наук.-практ. конф. Івано-Франківськ, 2010. С.47–49.

70. Tarayevski O. S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation. *Technical sessions on welding* : XVIII Conferences. Madrid, Spain. 2010. P 28–32.

71. Savula S., Banakhevych Y., Dragilyev A., Kychma A. Monitoring methods of technical state of oil and gas pipelines. *Drilling oil gas*. Krakow, 2006. № 23/1. P. 371–376.

72. Moody N. R., W.W. Gerberich. Influence of frequency and microstructure on fatigue crack growth in Ti-6Al-6V-3Sn. *Metal Sci*, 1980. 14, № 3. P. 95–100.

73. Newman J. C., I. S. Raju. Stress intensity factors for internal surface crack in cylindrical pressure vessels. *Trans. ASME. J. Pressure Vessel Technol*, 1980. 102, № 4. P. 342– 346.

74. Papadopoulos I. V., Panoskaltsis V. P. Gradient – dependent multiaxial high – cycle fatigue criterion. *Multiaxial Fatigue and Design.ESIS Pap lication 21. Мep. London*, 1996. P. 349–364.

75. Paris P. C., Gomes M. P., Anderson W. E. A rational analysis theory of fatigue. *Trend Eng*, 1961. 13, № 1. P. 9–14.

76. Brauer H., Ehle S., Pinto J., White M. Progressive inductive guenching and tempering of HFI-welded oilfield tubular. *Pipeline Technology 2009* : International conference (October, 11-14, 2009, Ostend, Belgium). 2009. P. 78–80.

77. Rodzewicz M., Czerwinski G. Diagnostyka ultradźwiękowa rozwarstwien w powłokach kompozytowych. *Diagnostics-2004* : 3rd International congress of technical diagnostics (september 6-9, 2004, Poznan.- Poland). C. 89–92.

78. Robin C., Louagh M., Pluvinage G. Influence of overload on the fatigue crack growth in steels. *Fatigue and Fract. of Eng. Mater. And Struct*, 1983. 6, № 1. P. 1–13.

79. Saxena A. A., Hudak S. J., Jouris G.M. Three component model for representing wide range fatigue crack growth data. *Eng. Fract. Mech.*, 1979. 12, № 1. P. 103–115.

## РОЗДІЛ 4

# РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ НЕПЕРЕРВНОГО МОНІТОРИНГУ НАВАНТАЖЕНОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ, РОЗМІЩЕНИХ У ЗОНІ ВПЛИВУ НЕСТАБІЛЬНИХ ГІРСЬКИХ МАСИВІВ

Промислові та магістральні трубопроводи України нерідко розміщуються в геодинамічно активних зонах і можуть піддаватись діям механічних навантажень унаслідок розвитку небезпечних геологічних процесів. В остаточному підсумку це може призвести до аварійного стану зазначених об'єктів, зокрема руйнування трубопроводів та інших технологічних конструкцій. Отримані наукові результати дозволять удосконалити систему запобігання аварійним ситуаціям на об'єктах нафтогазового комплексу з урахуванням режиму експлуатації газопроводу, його фактичного технічного стану, а також параметрів аномальних ділянок із порушеною рівновагою приповерхневого масиву гірських порід.

Створені геоінформаційні моделі розвитку надзвичайних ситуацій геологічного характеру як регіонального, так і локального рівня, що відображені в різноманітних картах та схемах, можуть бути застосовані для використання на різних територіях України в місцях експлуатації об'єктів нафтогазового комплексу в умовах територій порушеної стійкості з подальшою метою управління сталим розвитком.

### **4.1. Методика досліджень вивчення напружено-деформованого стану гірського масиву методом ШЕМПЗ**

У 1977–1978 рр. вперше були проведені експерименти з дослідження закономірностей формування імпульсних електромагнітних полів у районах розвитку небезпечних геоло-

гічних процесів і явищ як природного, так і техногенного походження на різних стадіях їхніх проявів [1–83]. Вони дали можливість розробити нові оригінальні способи дослідження найрізноманітніших геологічних процесів [22–45]. Виник новий експрес-метод геофізичних досліджень – метод природних імпульсів електромагнітного поля землі (ПІЕМПЗ).

Сьогодні для вивчення напружено-деформованого стану масивів гірських порід методом реєстрування ПІЕМПЗ застосовують варіаційні (режимні) спостереження та профілювання.

Основним методом вивчення ПІЕМПЗ є варіаційні (режимні) спостереження. Їх виконують за допомогою двох чи більшої кількості варіаційних станцій, одну з яких розміщують у нормальному полі (бажано подалі від інтенсивних індустріальних перешкод). Великою, вимірюваною на станціях, є кількість імпульсів електромагнітного поля, що перевищують поріг чутливості станцій, які фіксуються в заданому інтервалі часу (час експозиції).

Проводять або дискретні спостереження, або неперервне реєстрування електромагнітних імпульсів за одиницю часу («швидкість рахунку»). Вибір способу реєстрації електромагнітних імпульсів (ЕМІ) визначається масштабною і активністю досліджуваного процесу.

Під час неперервного запису або фіксують величину, пропорційну швидкості рахунку рівномірної розгортки за часом, або кількість імпульсів, зареєстрованих від початку спостереження в інтервалах часу.

Під час дискретних спостережень кількість імпульсів, зареєстрованих за час експозиції (зазвичай 5 с, 15 с, 30 с, 1 хв, 5 хв, зрідка – більше) визначаються через інтервал часу («шпаруватість спостережень») у 30 с, 1 хв, 5 хв, 10 хв, 15 хв, 30 хв, 1 год. Для обчислення швидкості рахунку кількість зафіксованих імпульсів відносять до часу експозиції.

Іноді фіксують із визначеним інтервалом величину, пропорційну швидкості рахунку за час, який автоматично відмірюється варіаційною станцією (1 с, 5 с), середню за показами стрілкового індикатора станції, що спостерігається впродовж 5 і 10 с.

Результат варіаційних вимірювань представляють у вигляді функцій залежності швидкості рахунку від часу, зафік-

сованих станцією, розміщеною в місці очікуваного прояву ПЕМПЗ, і опорної варіаційної станції, розміщеної у нормальному полі, тобто подалі від очікуваних джерел вогнищ ПЕМПЗ.

У деяких випадках визначають і розглядають різниці кількості імпульсів, зафіксованих цими станціями, від загальної з початку спостережень і залежність цієї величини від часу.

Одним із основних моментів є вибір правильного місця розташування станції. Загалом розташування станції вибирають у нормальному полі на основі морфометричного аналізу, даних буріння, гірських робіт і результатів геофізики, що свідчать про однорідність геологічної будови ділянок, де буде розміщена станція, а також ретельного попереднього вивчення місцевості для виявлення джерел перешкод.

Вивчення гравітаційних зміщень (зсувів, обвалів, селів, снігових лавин) методом реєстрування ПЕМПЗ потребує для вибору розташування станції інформації про загальні умови їхнього розвитку та закономірності варіацій ПЕМПЗ в кожному районі. Враховуючи ці закономірності, антени розміщують у найбільш цікавих місцях, де постійно відбуваються зміни напруженого стану і підготовка вогнища до геодинамічної події.

Для вивчення фонових характеристик ПЕМПЗ у районі розміщують так звану опорну станцію для реєстрації сигналів, не пов'язаних безпосередньо з досліджуваним вогнищем. Перед розміщенням станції в зоні очікуваного вогнища ПЕМПЗ на опорній станції зазвичай проводять комплекс досліджень, що мають за мету виявити характерні для району і регіону зміни швидкості рахунку. Відомо, що ПЕМПЗ має періодичну та аперіодичну складові. Аперіодична складова пов'язана з природними стихійними явищами, що спостерігаються як в атмосфері, так і в земній корі. Типовими є такі періодичні зміни швидкості рахунку електромагнітних сигналів:

- наявність у добовому ході 2–4 екстремумів, пов'язаних визначеним способом із тривалістю світлового дня, з сонячно-добовими варіаціями;
- сезонні варіації ПЕМПЗ, що умовно поділяються на відносно спокійний осінньо-зимовий період та збурений весняно-літній період.

Різкі зміни добового ходу відбуваються під дією метеорологічних чинників (грозова погода, опади, сильний вітер, хвилеприбійні явища біля великих водоймищ, льодостав, льодохід). Ці зміни спостерігаються синхронно в точках, віддалених одна від одної на перші кілометри (до півтора десятків кілометрів). На відміну від них, індустріальні перешкоди проявляються асинхронно на таких відстанях, зменшуючись у разі віддалення точки приймання від джерел. Їхня інтенсивність виявляє кореляцію з доступним спостереженням режимом джерел перешкод.

Стаціонарні перешкоди з боку довгохвильових і середньохвильових радіостанцій на згаданих вище відстанях можуть проявлятися синхронно, однак вони виявляють зв'язок інтенсивності з геологічною будовою (геологічним розрізом). Засобом боротьби з індустріальними перешкодами під час їхнього інтенсивного прояву, якщо вони виявляються на опорній станції, є відбракування даних за проміжками часу.

Якщо немає певності, що на опорній станції достатньо придушені та надійно розпізнаються перешкоди, то вдаються до розміщення двох станцій на невеликих відстанях одна від одної у ближній зоні вогнища, у якого припускається нерівномірність та несинхронність поляризації прилеглих до станції частин у різних проміжках часу. Ці станції є взаємно-опорними. Відстані між ними вибирають так, щоб нестационарні перешкоди на них виявлялися приблизно синхронно.

Несинхронні варіації у цьому разі відносять із великою ймовірністю до нерівномірності поляризації вогнища та несинхронності механоелектричних перетворень у ньому.

Наприклад, у зоні розлому станції розміщують на різних крилах симетрично відносно лінії зміщувача або контакту різних товщ гірських порід, під час вивчення зсувів – у головній частині та в язичку чи в інших динамічно різних частинах, на різних горизонтах при відпрацюванні родовищ шахтним способом тощо. Кількість цих станцій може сягати десятка, детальність вивчення об'єкта визначається відстанню між станціями і освітленістю, спостереженнями його основних структурно-морфологічних елементів.

У результаті тривалих спостережень виділяють регулярні варіації напруженості ПЕМПЗ.

Профілювання під час вивчення ПЕМПЗ методично будується так само, як і в методі радіокіп при вивченні магнітотелуричних варіацій [87, 99]. Зазвичай його виконують дві станції, одна з яких – нерухома, призначена для вимірювання варіацій ПЕМПЗ в часі, а інша – зміщується по профілю для виявлення швидкості рахунку на деякій ділянці. Профілювання наче складається з великої кількості короткочасних варіаційних спостережень, які виконують синхронно нерухома (опорна) станція та рухома. Методично розрізняють одноточкове профілювання, якщо в кожній точці рухомої станції виконують одне визначення швидкості рахунку; багатоточкове профілювання, за якого синхронно виконують при нерухомих станціях кілька підрахунків по рухомій, після чого вона зміщується на іншу точку.

Профілювання проводять для різних геологічних та методичних цілей. Воно дає можливість упродовж короткого часу охопити дослідженнями значну площу, вибрати ділянки майбутнього розміщення станцій для варіаційних спостережень, оцінити вплив нестационарних перешкод.

Робота з профілювання однієї рухомої станції без опорних спостережень допускається в разі доброї вивченості особливостей тимчасового ходу ПЕМПЗ в районі, на ділянках із малим рівнем індустриальних перешкод і за надійного придушення перешкод радіостанцій смуговою фільтрацією.

Спеціальну апаратуру для спостережень ПЕМПЗ у нашій країні та за кордоном серійно не випускали. Сьогодні застосовують різні варіанти дослідних приладів, виготовлених спеціально для вимірювання швидкості рахунку імпульсів, які складаються загалом з антени, підсилювача з фільтром і реєстратора імпульсів — лічильника, осцилографа чи стрілкового індикатора. Технічні характеристики таких приладів суттєво відрізняються, і тому результати є важко порівнюваними, іноді суперечливими. Відомий комплект апаратури «ГПИ – ТомскТисиз» [21]. Він дає можливість проводити роботу в різних режимах за допомогою магнітних та електричних антен і застосовний як у польових, так і в лабораторних умовах. Суттєвим недоліком його є потреба в мережевому електроживленні, великі габарити, а також необхідність у виготовленні стикувальних пристроїв.

У Томському політехнічному інституті пізніше була розроблена багатоканальна станція «Катюша-2», що працює



в напівавтоматичному режимі і призначена для стаціонарних спостережень ПЕМПЗ за магнітною та електричною складовими в наземних і підземних умовах.

Спостереження ПЕМПЗ здійснюють переважно магнітними антенами, серед яких найбільш поширені котушки з нефритовими осердями індуктивністю від десятих часток до одиниць Генрі. Застосовуються також багатовиткові рамкові антени з площею витка близько  $1 \text{ м}^2$ , які мають більш вкраплену вибіркочувачість спрямованість приймання сигналів.

Найбільш зручною для профілювання є станція, виготовлена на базі польового гамма-радіометра. Переробка радіометра полягає в заміні давача радіації на магнітну антену, котра узгоджується за допомогою спеціального блока з рахунковою схемою. Узгоджувальний каскад виконує також роль активного фільтра. Така «приставка до радіометра» відрізняється компактністю, легкістю та герметичністю. З різних типів радіометрів рекомендовано використовувати СРП-2 або СРП-68-01.

Дослідним виробництвом Західно-Української геофізичної розвідувальної експедиції (ДВ ЗУГРЕ) об'єднання «Укргеофізика» був розроблений радіохвильовий індикатор напружено-деформованого стану порід РВІНДІС.

Сьогодні в ДВ ЗУГРЕ розроблена нова конструкція індикатора ПЕМПЗ РВІНДІС-ІІ-03. Він забезпечує цифрову індикацію щільності потоку імпульсів ПЕМПЗ у межах від 0 до 10 тисяч імпульсів на секунду з нижнім порогом дискримінації за напруженістю магнітної складової не більше ніж  $1,5 \times 10^{-5} \text{ А/м}$ . Імпульси можна підраховувати в різних режимах роботи – від 1 с до 10 хв.

В ОКБ Київського заводу «Геофізприлад» розроблена компактна апаратура «Апогей». В її основу покладений РВІНДІС зі зміною функціональної та принципової електричної схем, що забезпечують вибір необхідної чутливості і діапазону параметрів, що реєструються, мале енергоспоживання, зменшені габарити і більш стабільне автономне живлення. Прилад «Апогей» забезпечує реєстрування середньої частоти проходження імпульсів ПЕМПЗ від 0 до  $10^5 \text{ с}^{-1}$ . Приймальна частина приладу «Апогей» забезпечує підсилення сигналу в смузі частот від  $3 \pm 1$  до  $55 \pm 5 \text{ кГц}$ . Чутливість за напруженістю магнітної складової зовнішнього електромагнітного поля на частоті 10 кГц не менше ніж

$0,5 \cdot 10^{-4}$  А/м. Регулювання підсилення відбувається ступінчасто в межах 5 положень. Час вимірювань змінюється ступінчасто і становить  $0,1 \pm 0,005$ ;  $1 \pm 0,05$ ;  $10 \pm 0,5$ ;  $100 \pm 1$  С. Діапазон робочих температур зовнішнього середовища для приладу «Апогей» – від мінус  $10^\circ$  до плюс  $50^\circ$ .

По всій трасі трубопроводу через кожен кілометр і в місцях повороту встановлюють постійні знаки, що мають вказувати вісь трубопроводу, кілометр і пікет траси, а також номер телефону експлуатувальної організації. Крім того, на трасі мають бути знаки, що забороняють зупинку на перетинах трубопроводу з автомобільними і залізницями, біля колодязів лінійних засувок, збірників нафти і в інших небезпечних місцях. Крім постійних знаків, обслуговувальний персонал під час проведення технічного огляду траси трубопроводу повинен мати переносні попереджувальні знаки для огорожі ремонтованих ділянок, місць розмивання трубопроводу тощо.

Охоронна зона магістрального трубопроводу має бути відображена в картах землеустрою та землекористування.

В охоронній зоні заборонено: зводити будь-які будівлі та споруди, крім споруд, обговорених у СНП та узгоджених з організаціями, що експлуатують магістральні газопроводи; проводити всякого роду гірські, кар'єрні, будівельні, монтажні, вибухові та інші роботи без відповідного узгодження. Природні та штучні перешкоди (яри, невеликі річки, струмки тощо), трапляються на трасі нафтопроводу, необхідно об'їзджати дорогами загального користування, а там, де їх немає, необхідно влаштувати земляні насипи з водоспуском для проїзду транспорту та аварійної техніки.

Суть процесу оцінювання стану лінійних ділянок газотранспортної системи як складного технічного об'єкта полягає у визначенні ряду параметрів, що характеризують властивості системи на даний момент часу. Вихідною інформацією для реалізування методу є параметри режиму роботи системи, на основі яких визначають діагностичні характеристики, сукупність яких у свою чергу визначає стан об'єкта. Діагностичні ознаки за вимірними значеннями параметрів режиму визначають на основі діагностичних моделей, що являють собою сукупність алгебраїчних, диференційних чи інтегральних рівнянь із граничними умовами й обмеженнями, що відображають суть фізичного процесу.

Діагностична ознака або їхня сукупність повинна входити як параметр у діагностичну модель, що пов'язує її з параметрами режиму, з одного боку, і не має залежати від них (визначати тільки властивості системи) – з іншого.

З часом експлуатації газопроводу спостерігається зміна його гідравлічного опору внаслідок старіння лінійної ділянки. Тому прийнято використовувати неабсолютні значення коефіцієнта гідравлічного опору та його відносну величину порівняно з первісним (теоретичним) значенням. Відношення теоретичного гідравлічного опору газопроводу до його фактичного значення на даний момент експлуатації системи називають коефіцієнтом гідравлічної ефективності. Його можна використати як діагностичну ознаку, що оцінює зміну гідравлічного опору газопроводу.

Також причиною значних втрат від аварії є ще те, що трубопроводи розташовані в одному технологічному коридорі. Також треба враховувати, що коли прокладали трубопроводи, то звичайно відбулися незначні пошкодження експлуатованих поряд трубопроводів, також проводяться ремонти на будь-якій вітці трубопроводу та піддаються небезпеці всі інші поряд прокладені трубопроводи.

По трасі трубопроводу необхідно відзначати зарості лісу, ділянки з ерозією ґрунту, зміну русел річок, пошкодження або відсутність орієнтирів, поганий стан доріг, місця проведення будівельних робіт у смузі відводу або поруч із нею, які можуть пошкодити трубопровід або порушити режим його експлуатації. Інспектування переходів через струмки та річки потребує найбільшої уваги, щоб виявити прогини трубопроводів унаслідок вимивання під ними ґрунту або їхнє розкриття під дією піщаної або гравійної ерозії.

До зовнішніх впливів на підземні трубопроводи відносять можливі навантаження під час проведення різних робіт поблизу трубопроводу, наїзди важкого транспорту, зсуви, землетруси, вибухи тощо. Результати аналізу відмов свідчать про те, що однією з основних причин пошкоджень підземних трубопроводів є вплив зовнішніх сил, що призводить до утворення поверхневих вм'ятин, тріщин, розривів у зварних швах і по тілу труби. Якщо значні механічні пошкодження, що виникають у період будівництва трубопроводів, можуть бути виявлені й усунені, то пошкодження, що виникають після гідравлічного обпресування і зумовлені впливом

зовнішніх сил, можуть стати причиною розриву трубопроводу не тільки безпосередньо в момент його пошкодження, але й через якийсь проміжок часу, тривалість якого залежить від характеру пошкодження і ступеня навантаження трубопроводу [12–22].

Для трубопроводів, прокладених у гірських умовах, найбільш небезпечні із зовнішнього впливу зсуви. Зсуви ґрунтів призводять до силового впливу на трубопроводи, збільшуючи їхній напружений стан, і за певних умов спричиняють руйнування труб у вигляді повного або часткового розриву.

Часто підземні трубопроводи піддаються зовнішньому впливу від наїздів на них важкої техніки, за такої умови на тілі труби є тріщини, вм'ятини або пориви. Заповнення простору між трубопроводом і стінками траншеї, а також під трубопроводом м'яким ґрунтом із подальшим його ущільненням значно підвищує опір трубопроводу таких зовнішніх навантажень.

Виходячи із зазначеного вище проблему можна формулювати так. На газопровід як на підземних ділянках, так і на ділянках надземних переходів із різноманітних причин діють сторонні сили. Розподіл цих сил є нерівномірним. За таких умов, відповідно до конструктивних особливостей, диференціація навантажень має відбуватись у місцях кріплення до опор надземних дільниць, у разі паводків – від надземної до підземної частини. Крім того, додаткові навантаження з'являються у зв'язку з дією геологічних процесів, насамперед, зсувів, просідань та проболів поверхні, суфозії, землетрусів, порушень фізичних властивостей ґрунту внаслідок зміни кліматичних умов та техногенних навантажень [4–16].

Постає питання: чи можна контролювати зміну таких механічних навантажень за допомогою прямих або опосередкованих методів? Очевидно, можна, для цього існують відповідні прилади та пристрої. До окремих методів вимірювань відносять: акустичний, ультразвуковий, діагностування пропусканням внутрішньотрубних інтелектуальних поршнів та інші [31–40].

Загальний недолік зазначених методів полягає в дискретності отриманої інформації, сумарній дії різних чинників, що неможливо розкласти на складові, складності та ви-

сокій вартості вимірювань. Тому слід уточнити, в яких інформативних полях, крім поля механічних напружень, відображається зміна зовнішніх сил, що діють на газопровід. Відповідь: насамперед, у полі механоелектричних перетворень, а саме в природному імпульсному електромагнітному полі Землі (ПЕМПЗ).

Метод ПЕМПЗ базується на явищі генерування мінералами імпульсного електромагнітного поля за різних змін стану гірських порід. Загалом під «природним імпульсним електромагнітним полем Землі» розуміють есамперед електричні поля, що генеруються в надрах Землі гірськими породами внаслідок таких процесів:

- механоелектричні перетворення в іонних кристалах при деформаціях;

- виникнення плазми, яка випромінює електромагнітні й акустичні хвилі при іскрових розрядах, що супроводжують утворення тріщин;

- розрив електричних зв'язків у твердих тілах із відповідною появою та релаксацією вільних зарядів;

- температурні зміни мінералів і порід;

- релаксація механічного збудженого геологічного середовища;

- деформація капілярів, заповнених природною водою.

Ці процеси можуть доповнюватись такими:

- спорадичні поля, що складаються із полів фізико-хімічного походження і полів, пов'язаних із імпульсно-механічними діями;

- постійно діючих електричних полів, що складаються із електромагнітних полів космічного походження;

- електричних полів, пов'язаних із стаціонарним геометричним напруженням гірських порід.

Водночас слід зазначити, що єдиної теоретичної основи методу ПЕМПЗ сьогодні не існує внаслідок багатofакторності процесів генерування – доведені аналітичні представлення стосуються лише окремих чинників або в обмежених умовах. Унаслідок цього на теперішньому етапі результати методу дістали розвиток на стадії якісної у кращому випадку, напівкількісної інтерпретації.

Останнім часом метод ПЕМПЗ найбільш поширений при вирішенні в основному інженерно-геологічних і геолого-екологічних завдань. Серед цих завдань – дослідження

зсувних і закарстованих ділянок, порушених та нестійких інженерних споруд господарських і житлових приміщень.

На сьогодні метод є досить поширеним у Росії та Україні. Фахівці-геофізики інших країн лише починають ознайомлюватися з методом за працями російських та українських вчених, принаймні про це свідчить, по-перше, відсутність на заході відповідних публікацій, по-друге, сприймання праць із ПЕМПЗ.

Для реєстрування імпульсного електромагнітного поля в Україні використовуються прилади «Сімеїз», «Адоніс» і здебільшого РХІНДС – радіохвильовий індикатор напружено-деформованого стану. Чутливим елементом є одна або декілька напрямлених антен, що позначені X, Y, Z і мають відповідну направленість. Зазвичай антени X і Y напрямляють уздовж і впоперек простягання об'єктів картування, а антена Z є вертикальною. Кожна з антен реєструє хвилю, перпендикулярну до напрямку антени. Результативні матеріали – графіки та карти інтенсивності поля (імпульси в секунду) за кожною антеною. Крім того, звичайно будують графіки карти повного вектора  $T = \sqrt{X^2 + Y^2 + Z^2}$ , що відображають внесок складових по кожній антені.

Щодо дослідження методом ПЕМПЗ ділянок, де розташовані газопроводи, слід згадати єдину відому нам науково-дослідну роботу, що стосувалась зсувної ділянки, де були розташовані три паралельні гілки газопроводів – «Прогрес», «Уренгой-Помари-Ужгород», «Долина-компресорна станція». Ділянка досліджень розташована в гірській місцевості в Українських Карпатах. Роботи виконувались у 2008 та 2010 роках. Метод ПЕМПЗ комплектувався з вертикальним електричним зондуванням і методом природного електричного поля [20–22].

У 2008 році були зафіксовані значні аномалії інтенсивності електромагнітного поля по антенах X та Y величиною до декількох тисяч імпульсів на секунду (антена Z не спостерігали). Аномалії були пов'язані із зсувними процесами. Після реалізації рекомендованих заходів щодо планування схилу та розвантаження підземних вод похилими свердловинами аномалії, ініційовані зсувами, за результатами знімання 2010 р. не спостерігались, тобто була забезпечена безаварійна робота газопроводів. Важливим висновком є твер-

дження про наявність фонових аномалій уздовж газопроводів у зоні приблизно  $\pm 5$  метрів (газопровід «Долина-КС»). Якщо газопроводи розташовані близько – 10 м між ними (УПУ та «Прогрес»), то фонові аномалії зливаються в одну смугу, яка заповнює ділянку між нитками газопроводів. Це стосується хвилі, напрямленої вздовж газопроводів. Для поперечної хвилі фонові аномалії немає. Ділянка, де розташовані газопроводи, спланована, проте спостерігається нахил схилу по напрямку пролягання ниток. Чи буде наявна така аномалія для горизонтальних площин закладення труб, невідомо. Під час проведення досліджень катодний захист було вимкнено.

## **4.2. Оцінювання зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу**

Одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи (ГТС) України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу, є підземні сховища газу (ПСГ) (рис. 4.1). Розміщення підземних газосховищ на західному кордоні України дає змогу транспортувати газ із них порівняно швидко майже в будь-яку країну Європи. ПСГ – це складна система, основними елементами якої є пластоколектор, пов'язаний з поверхневим обладнанням та трубопроводною обв'язкою сховища. Режимми роботи цих об'єктів на відміну від газових родовищ нестабільні в часі, що ускладнює їхню надійну експлуатацію. Навантаження на трубопроводи змінюються під впливом чинників порушених земель ПСГ. Для забезпечення експлуатаційної надійності трубопроводів необхідно здійснювати моніторинг їхньої навантаженості.

На всій глибині сховища гірська порода – це глини з пропластками пісковиків. Вивчення ПСГ цим геофізичним методом дало можливість отримати уточнену інформацію щодо розподілу підвищеного напружено-деформованого стану (НДС) гірських порід і зон релаксації напружень для визначення меж території з можливим розвитком деформаційних процесів, а також визначити просторову неоднорідність у загальному полі механічних напружень [38].

Підземні сховища газу створені у пористих пластах (два – на базі водоносних структур і 11 – на базі вичерпаних газових родовищ).



Рисунок 4.1 – Схема розташування підземних сховищ газу України

Польові роботи були виконані в модифікації картування (рис. 4.2). Загалом виконано 512 спостережень за розподілом характеристик ПІЕМПЗ при різних напрямках вимірювального елемента – вертикального ( $H_z$ ) і набору горизонтальних через  $45^\circ$  ( $E_x, E_y$ ). У тому числі проведено повторні вимірювання для контролювання варіацій електромагнітного фону. Повторні контрольні спостереження проводили періодично протягом знімання обсягом 25 % від загальної кількості пікетів. Водночас похибка вимірювань не перевищувала 10 %. Для більш точного встановлення ймовірного розміщення аномальних явищ у ґрунтовому масиві крок між вимірюваннями становив 25 м. Кожна точка спостережень фіксувалась на місцевості пікетом з його прив'язкою на топографічній основі з масштабом 1:5000.

За розподілом поля напружень спостерігали двома приладами типу «Адонис-32М», виготовленими спеціально для вимірювання кількості електромагнітних імпульсів за одиницю часу в компактному переносному варіанті з малим енергоспоживанням.



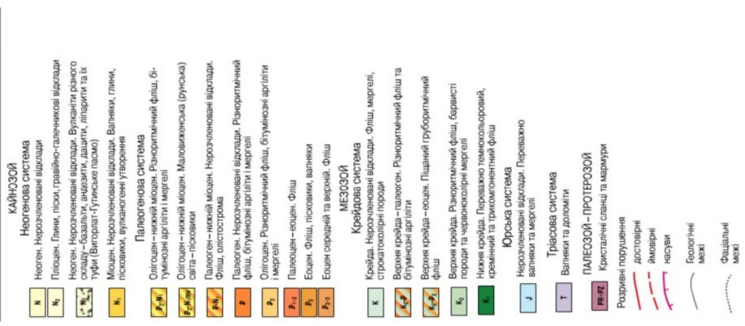
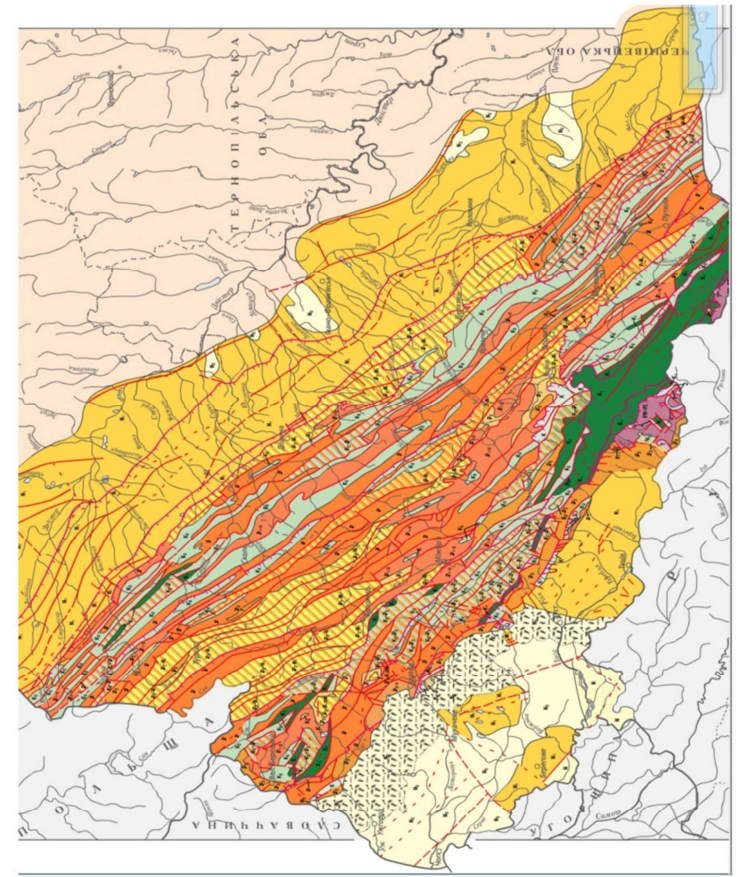
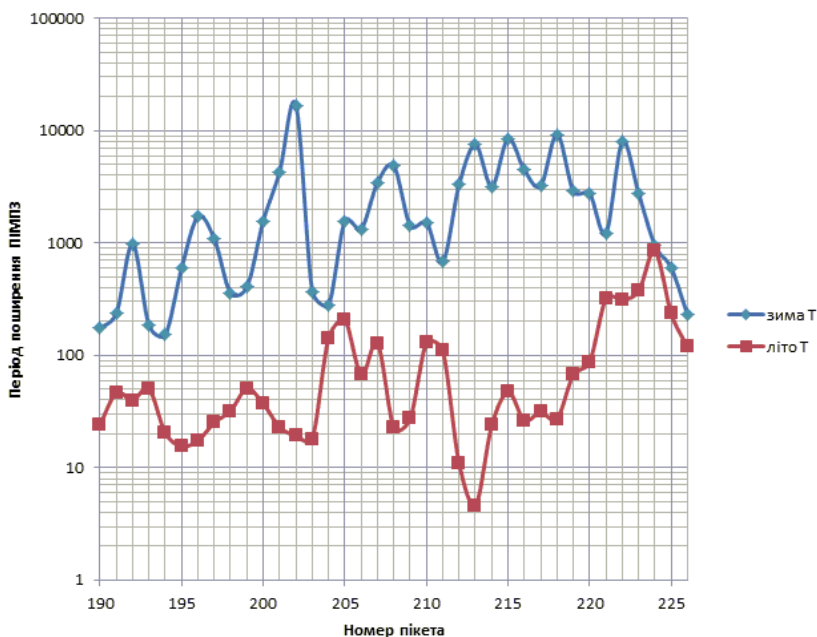


Рисунок 4.2 – Зсувонебезпечні ділянки Карпатського регіону



Обробка польових даних полягала в усередненні отриманих замірів на точці відніманням регіональних варіацій електромагнітного фону. Для обробки використано комплекс статистичних методів аналізу спостережень для визначення їхньої достовірності при оцінці виявлених аномалій. Якщо область однорідна за своєю геологічною будовою, геофізичними властивостями, то випадкові значення ПЕМПЗ мають належати до однієї генеральної сукупності, а їхні відхилення мають випадковий характер (рис. 4.4–4.5).

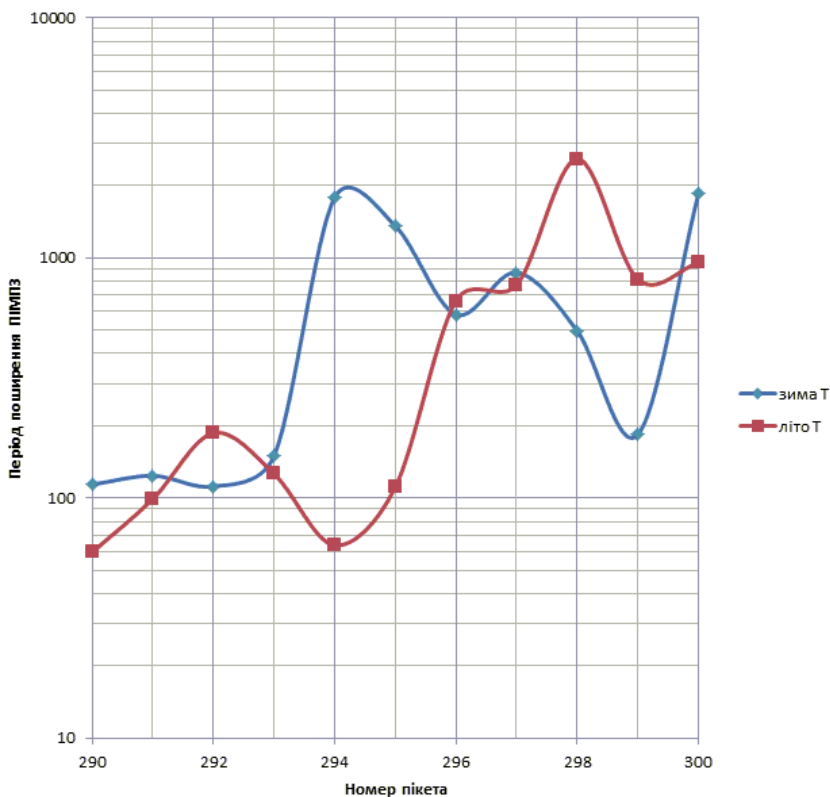


**Рисунок 4.4 – Повний вектор інтенсивності поширення ПЕМПЗ на ділянці з колінами та трійниками підземних газопроводів**

Експеримент проводили за різних заповнень газосховища, тобто за різних внутрішніх тисків. Перші заміри проводили у червні за мінімально заповненого сховища із внутрішнім тиском газу 58 атмосфер. Другі заміри виконували в тих самих пікетах у грудні за максимально заповненого сховища з внутрішнім тиском газу 93 атмосфери. Результати

досліджень представляли у вигляді карт ізоліній середньої інтенсивності ПЕМПЗ для поверхневих вогнищ НДС.

Важливість проведеного натурального експерименту полягала в можливості виявити небезпечні зони за різних режимів роботи газопроводу та його структури і прослідкувати залежності зміни інтенсивності ПЕМПЗ зі зміною завантаженості. За різних тисків порівнювали результати в одних і тих самих точках.



**Рисунок 4.5 – Повний вектор інтенсивності поширення ПЕМПЗ на ділянці з трубопроводами, що проходять в одному технічному коридорі**

Проведені порівняльні оцінки дають змогу дійти висновку, що за збільшенням внутрішнього тиску в ПСГ зме-

ншується амплітуда зміни інтенсивності ПЕМПЗ. При заповненні підземного сховища газом відбувається зворотний процес – повернення до рівноважного стану гірського масиву як колишнього природного родовища газу.

Із викладеного випливає, що будь-яке втручання в рівновагу гірського масиву спричинює утворення вогнищ механічних напружень, тобто є додатковим джерелом напружень, а траси магістральних газопроводів, прокладених у горах, є концентраторами напружень.

Отже, уже на початковій стадії формування умов утворення зсуву спостерігається зміна інтенсивності ПЕМПЗ, за допомогою якої можемо визначити його ймовірні межі зсуву, що дасть можливість побудувати схему навантаження об'єкта. Вивчення ПСГ цим геофізичним методом дало можливість отримати уточнену інформацію щодо розподілу підвищеного рівня напружень гірських порід і зон їхньої релаксації, для визначення меж території з можливим розвитком деформаційних процесів, а також визначити просторову неоднорідність у загальному полі механічних напружень.

Експеримент проводили за різних заповнень газосховища, тобто за різних внутрішніх тисків. Важливість проведеного натурного експерименту полягала в можливості виявити небезпечні зони за різних режимів роботи газопроводу та його структури, прослідкувати залежності зміни інтенсивності ПЕМПЗ зі зміною навантаженості. За різних тисків порівнювали результати в одних і тих самих точках. Отримані дані (рис. 4.4–4.5) дали можливість стверджувати, що найбільше аномалій зафіксовано конкретно на таких елементах як поворот та відвід (пікети 197–203, рис. 4.5) газопроводу «Богородчани – Долина».

На основі проведеної порівняльної оцінки можна зробити висновок, що зміна режимів експлуатації ПСГ викликає зміну частоти інтенсивності ПЕМПЗ в місцях гірського масиву, де розміщені складні конструктивні елементи трубопроводів. Це пояснюється тим, що деформації трубопроводу передаються гірському масиву. Порушення цілісності гірського масиву посилює цей вплив, як концентратор напружень.

Отже, використання методу ПЕМПЗ є надійним чутливим інструментом для виявлення локальних глибинних

напружень, що виникають на територіях із порушеною рівновагою, незалежно від природи їхнього виникнення.

### **4.3. Вплив зовнішніх чинників на технічний стан підземних та надземних трубопроводів**

До зовнішніх впливів на підземні трубопроводи відносять можливі навантаження при різних діях на газопровід – це наїзди важкого транспорту, зсуви, землетруси, вибухи та ін. Результати аналізу відмов свідчать про те, що однією з основних причин пошкоджень підземних трубопроводів є вплив зовнішніх сил, що призводить до утворення поверхневих вм'ятин, тріщин, розривів у зварних швах і по тілу труби. Якщо значні механічні пошкодження, що виникають у період будівництва трубопроводів, можуть бути виявлені і усунені в результаті гідравлічної обпресування трубопроводу, то пошкодження, що виникають після гідравлічного обпресування і зумовлені впливом зовнішніх сил, можуть стати причиною розриву трубопроводу не тільки безпосередньо в момент його пошкодження, але й через якийсь проміжок часу, тривалість якого залежить від характеру пошкодження і ступеня навантаження трубопроводу.

Найбільш поширені пошкодження, що виникають у результаті проведення ремонтних або будівельних робіт в безпосередній близькості від діючого трубопроводу. Вони належать до потенційно найбільш небезпечних. Необхідно вчасно оцінювати небезпеку таких пошкоджень і можливість подальшої експлуатації пошкодженої ділянки трубопроводу. Унаслідок зовнішніх впливів на вітчизняних газопроводах відбувається ронад 5 % аварій від загальної їхньої кількості, а за нанесенням збитку вони посідають перше місце.

Кліматичні зміни в атмосфері також впливають на стан трубопроводу. Зміни температури зовнішнього повітря викликають зміну температури ґрунту, в якому покладений трубопровід. Під час замерзання або відтанення ґрунтів ці зміни іноді призводять до руйнування трубопроводу. Заморожені вологі ґрунти при відтаванні дають значну осадку як унаслідок того, що відбувається ущільнення, так і внаслідок зниження опору зсуву; водночас чим більше глинистих частинок в ґрунті, тим менший опір зсуву він має. У

результаті нерівномірного осідання ґрунту, що виникає під дією ваги труби, відбувається вигин трубопроводу. Створення в трубопроводі додаткових згинальних напружень за наявності інших несприятливих чинників (наприклад, поганої якості зварювання), як правило, призводить до порушення міцності окремих стиків [3–15].

Для газопроводів, прокладених у гірських умовах, найбільш небезпечні із зовнішнього впливу зсуви. Заходи щодо усунення можливості активізування зсувних явищ необхідно передбачати вже під час проєктування нафтопроводу та уточнювати в будівельний і експлуатаційний періоди. Частина їх потрібно виконувати в ході будівництва, іншу – в період експлуатації, тому що досвід боротьби із зсувами показав, що тільки поетапне здійснення комплексу протизсувних заходів дає найкращі результати.

Магістральні газопроводи – споруди великої довжини, траси яких перетинають лісу, річки, озера, болота, яри, залізниці і шосейні дороги, підземні комунікації та інші природні і штучні перешкоди. Є ділянки трубопроводів, де використані наземна та надземна схеми укладання (рис. 4.6).



**Рисунок 4.6 – Досліджувана ділянка газопроводів, що проходять паралельно і перетинають природні та штучні перешкоди**

Зсуви ґрунтів призводять до силового впливу на трубопроводи, збільшуючи їхній напружений стан, і за певних умов спричинюють руйнування труб у вигляді повного або часткового розриву.

Часто підземні газопроводи піддаються зовнішньому впливу від наїздів на них важкої техніки, при цьому дефектами на тілі труби є тріщини, вм'ятини або пориви. Заповнення простору між трубопроводом і стінками траншеї, а також під трубопроводом м'яким ґрунтом із подальшим його ущільненням значно підвищує опір трубопроводу таким зовнішнім навантаженням.

Для збереження, забезпечення та створення нормальних умов експлуатації введено «Правила охорони магістральних трубопроводів». Згідно з цими Правилами встановлюють так звану охоронну зону у вигляді смуги землі, обмеженої лініями, що проходять в 25 м від осі нафтопроводу з кожного боку. Вона призначена для проїзду і обходу обслуговуючого персоналу по трасі трубопроводу, а також для проведення робіт, пов'язаних із підтриманням магістрального трубопроводу в справному стані.

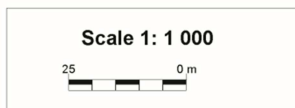
Використовуючи наведений вище метод ПЕМПЗ, дослідили ці ділянки. Отримані результати наведені на рисунку 4.7.

Для розширення сфери застосування методу ПЕМПЗ з метою експерс-аналіза стану газопроводів у зв'язку з дією на них додаткових сил нами проведені експериментальні дослідження щодо вимірювань інтенсивності поля на ділянці, де розташовані нитки газопроводів «Уренгой–Помари–Ужгород» та «Союз». Ділянка знімання – у рівнинній частині Передкарпаття на правому березі річки Бистриця Надвірнянська поряд з автомагістраллю «Івано-Франківськ – Яремча» біля села Бистриця (рис. 4.8). Ділянка знімання включала перехід газопроводів із надземного простягання в підземне (рис. 4.9–4.10).

Завдання геофізичних робіт було сформульоване таким чином:

- визначити особливості розподілу ПЕМПЗ вздовж магістрального газопроводу та в прилеглих зонах в умовах:
  - надземної лінійної (прямої) нитки;
  - підземної лінійної (прямої) нитки;
  - зміни напрямку повороту надземної частини «труби»;
  - жорсткого закріплення надземної частини «труби» на опорах;
  - переході від надземної частини «труби» до підземної.





**Повний вектор T**

**Рисунок 4.7 – Результати інтенсивності напружень ШЕМПЗ газопроводів «Союз» та «Уренгой – Помари – Ужгород»**



**Рисунок 4.8 – Трубопроводи, що проходять в одному технологічному коридорі (газопроводи «Уренгой – Помари – Ужгород» та «Союз»)**

Сітка спостережень нерегулярна та сформована за рахунок окремих профілів північно-південного простягання (навхрест основного напрямку газопроводів) із відстанню між профілями 6–15 м та між точками за профілем 3-8 м. Сітка буде показана на результативних картах. Нерегулярність відстаней диктувалась ландшафтом місцевості та можливістю пересування оператора зйомки. Ділянка зйомки для газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород» мала приблизні розміри 50x90 м (98 точок вимірювань), а для ГП «Союз» – 35x70 м (64 точки вимірювань). Під час знімання використовували апаратуру РХІНДС, що забезпечило реєстрацію інтенсивності поля за трьома антенами – X, Y, Z.



**Рисунок 5.9 – Ділянка газопроводу із переходу підземного прокладання у надземне (газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород»)**



**Рисунок 4.10 – Ділянка газопроводу із переходу підземного прокладання у надземне (газопровід «Союз»)**

Слід зазначити, що спостережене поле істотно змінюється в часі внаслідок зміни сонячної активності та погодних умов. Наприклад, якщо Сонце заходить за хмару, то інтенсивність імпульсного електромагнітного поля зменшується. Тому обов'язковим елементом техніки спостережень є робота як мінімум із двома приладами. Один прилад використовують в тривіальному режимі геофізичного профілювання, а інший встановлюють у фоновому полі. Прилади працюють синхронно за однакових напрямів антен. Початкова обробка даних полягає у корегуванні даних польових спостережень шляхом вилучення часових варіацій.

Інтенсивність зареєстрованого поля коливалась у межах 500–22 350 імп/с, а нормованих значень - від 2 до 65 імп/с. Нормування дає можливість універсалізації даних з подальшою можливістю їхнього порівняння для знімальних, виконаних на різних ділянках у різний час.

Як результативні представлені такі матеріали:

- графіки по всіх антенах та для вектора  $T$  вздовж ниток газопроводів;

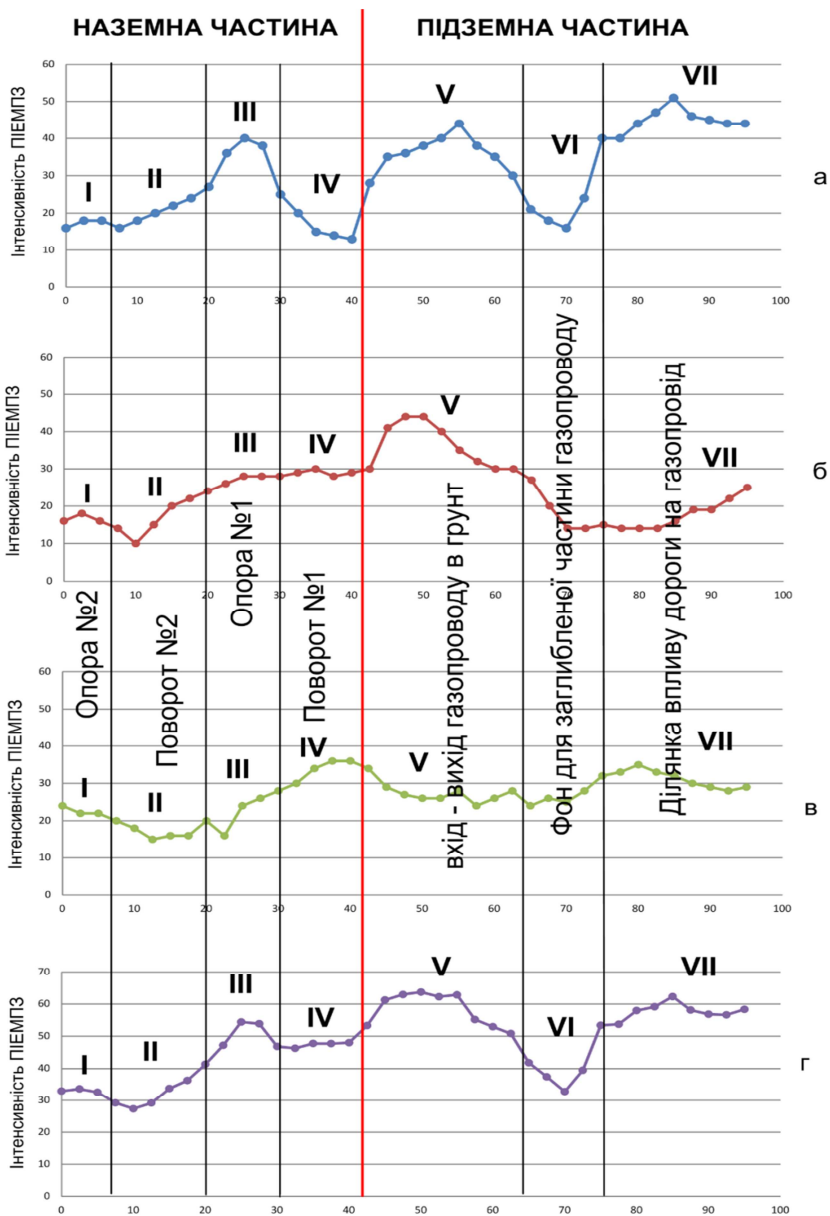
- карти інтенсивності електромагнітного поля по всіх антенах та для вектора  $T$  для ділянок «Уренгой – Помари – Ужгород» та «Союз».

Візуальний аналіз графіків і карт ПЕМПЗ загалом дозволяє стверджувати їхню значну диференціацію, притаманну конфігурації, конструктивним елементам та умовам прокладання ниток газопроводів.

Розглянемо більш детально результативні матеріали в порядку їхнього графічного представлення.

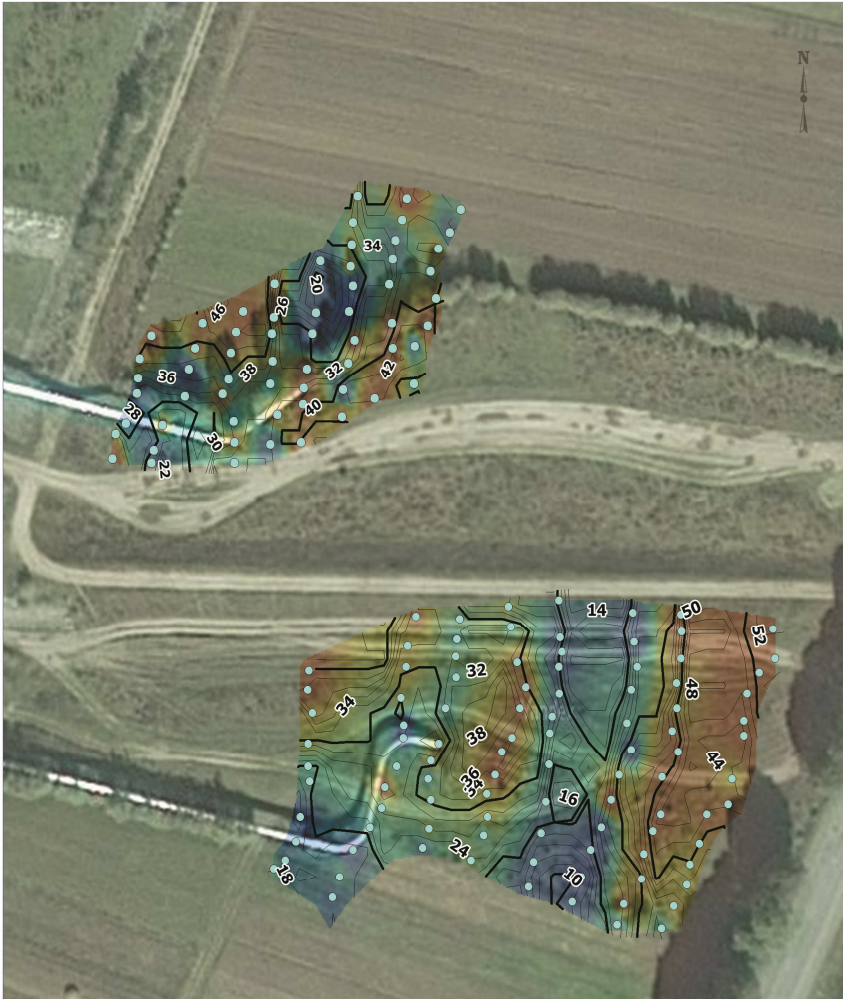
Графіки побудовані відповідно до карт інтенсивності поля за фактичними та інтерпольованими значеннями (рис. 4.11–4.15).

Особливістю побудови рисунка є узгодження графіків ПЕМПЗ з усіма наявними конструктивними елементами газопроводу в межах території знімання та з відповідним розподілом аномальних або фонових ділянок поля, які для зручності аналізу перенумеровані римськими цифрами. Нумерація опор та поворотів газопроводу подана справа наліво – за напрямком руху газу. Наголосимо, що напрям електромагнітного випромінювання є перпендикулярним до напрямку антен. Антена  $Z$  є вертикальною і сприймає безпосередньо сигнал з будь-якого напрямку в горизонтальній площині.



а – антена Ix; б – антена Iy; в – антена Iz; г – повний вектор T  
**Рисунок 4.11-- Графіки інтенсивності поля  
 вздовж нитки газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород»**





**Рисунок 4.12 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, напрям антени X**

На графіку інтенсивності поля спостерігаються три значні аномалії. Аномалія III узгоджується з місцем розташування опори I на надземній частині газопроводу. Далі в місці заглиблення газопроводу в ґрунт спостерігається ано-

малія V. Аномалія VII захоплює підземну ділянку газопроводу та може бути пов'язана із впливом автомагістралі, що проходить у двадцяти метрах на схід. Опорі 2 та повороту 2 притаманне незначне підвищення інтенсивності поля. Щодо повороту 1, не можна пояснити чи це підвищення поля IV, чи спадне значення аномалії III.



**Рисунок 4.13 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, напрям антени Y**



**Рисунок 4.14 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, напрям антени Z**

Графік інтенсивності поля є досить інформативним і налічує шість аномалій. На надземній частині аномалія I узгоджується з опорою 2, аномалія III – з опорою 1. Аномалія II відповідає повороту 2, а аномалія IV – повороту 1. Виразна аномалія V однозначно захоплює зону входу – виходу газопроводу в землю. Далі вздовж підземної нитки газопро-



воду виокремлюється незначна аномалія VII, яка пояснюється наближенням до автомагістралі.



**Рисунок 4.15 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, повний вектор напруження T**

Особливістю розподілу інтенсивності поля для антени Z є той факт, що антена приймає сумарний сигнал, який приходить по горизонталі з будь-якого напрямку. Проте антена Z не сприймає безпосередньо випромінювання, яке розповсюджується по вертикалі, тобто з-під землі. Тому в сигналі антени Z здебільшого спостерігаються значні аномалії або підвищення значення поля, які корелюють із аномаліями за антенами X та Y. І насправді дві виразні аномалії за антеною Z (IV та VII) узгоджуються відповідно з аномаліями для X та Y, іншим X-, Y-аномаліям відповідають підвищенням поля (за винятком повороту 2).

Графік повного вектора інтенсивності поля згідно з наведеною вище формулою для його розрахунку містити аномалії, відображені для всіх антен. При цьому найбільших значень у полі T досягають ті аномалії, що були зафіксовані по кожній антені під час їхньої кореляції. Аналіз графіка дозволяє стверджувати, що кожний конструктивний елемент (опора, поворот) газопроводу та кожна особлива ділянка (вхід-вихід у ґрунт) без винятку відображені в полі ПЕМПЗ.

На графіку фоновим значенням для надземної частини є значення T на пікеті 10, а для підземної частини – значення T на пікеті 70. Тому не тільки виразні куполоподібні підвищення поля III, V, VII є аномаліями, але й ділянки графіків I, II, IV, тобто для кожного елемента характерна відповідна йому інтенсивність аномалій імпульсного електромагнітного поля. Площинний розподіл інтенсивності електромагнітного поля по всіх антенах, а також по вектору T. Аналіз цих рисунків з урахуванням графіків уздовж ниток газопроводів (рис. 4.12) дозволяє зробити загальні висновки щодо пояснення диференціації поля, ускладненого наявністю надземних та підземних частин газопроводу та їхніх конструктивних елементів. Надалі сформуємо їх для карт розподілу за складовими поля.

На газопроводі «Уренгой – Помари – Ужгород» спостерігаються дві виразні аномалії. Одна – охоплює північно-західну частину ділянки і захоплює зони до 20 м завдовжки вздовж газопроводу від точки заглиблення в ґрунт. Інша аномалія знаходиться на сході ділянки і простягається вздовж автомагістралі паралельно до неї на відстані 15–20 м. Ще одна, незначна за інтенсивністю аномалія, узгоджується з опорою № 1 надземної гілки.

*Антенa Y* (рис. 4.13). Спостерігається одна значна за розмірами аномалія, яка тяжіє до зони, що прилягає до траси газопроводу по всій його довжині.

Західна частина аномалії, що захоплює близько 40 м нитки надземної частини газопроводу та 25 м підземної, є більш значною за значеннями інтенсивності. На аномалію накладаються локальні максимуми, що збігаються співпадають з опорами, зоною повороту № 1 та ділянкою заглиблення в ґрунт, що охоплює близько 15 м від точки заглиблення. Східна частина згаданої аномалії має загалом меншу інтенсивність, невизначні контури і ускладнення одним локальним максимумом біля східного краю ділянки. Загальна ширина аномалії, що простягається із заходу на схід – від 25 до 40 м.

*Антенa Z* (рис. 4.14). Аномалія має вигляд яскраво вираженої смуги шириною 15–25 м. При цьому аномальна смуга загалом вистежується із заходу на схід таким чином, що газопровід приблизно є розташованим посеред аномалії. Довжина аномалії – близько 90 м, з них близько 30 м – для надземної частини і близько 60 м – для підземної. Локальні підвищення інтенсивності виразно окреслені та притаманні місцям розташування опор № 1 і 2, повороту № 2, заглибленню надземної частини в ґрунт та придорожній зоні.

*Вектор T* (рис. 4.15). На карті вектора T спостерігаються дві виразні значні за розмірами площинні аномалії – західна та східна. Аномалії розділені мінімумом інтенсивності, проте цей мінімум має більші значення інтенсивності, ніж фон північніше або південніше. Західна аномалія є складною і сформована, вірогідно, аномаліями від опор № 1, перегину № 1, переходу від наземної до підземної ниток. Східна аномалія – це аномалія автомагістралі. Газопровід «Союз»: серед мозаїки неоднозначних аномалій можна знайти локальні максимуми, які відповідають повороту, суміщеному з опорою, та переходу до підземної частини.

Одна значна за розмірами площинна аномалія еліпсоїдальної форми тяжіє до нитки газопроводу. Проте немає можливості виокремити її елементи, як це було зроблено для антени X. Довжина аномалії – близько 60 м, ширина – від 15 до 20 м, але південна границя не визначена. Порівняно з картами для антен X та Y аномалія більш виразно окреслена та прослідковується вздовж газопроводу майже по всій його довжині приблизно на 60 м при ширині 15–25 м. Окремі ло-

кальні підвищення інтенсивності поля спостерігаються на повороті (опорі) та початку заглиблення в ґрунт.

В основному повторюється карта для антени Z, проте аномалія стає менш виразною, окремі елементи не виділені – очевидно, через згладжувальний вплив антен X та Y.

Загалом за результатами аналізу карт для площинного розподілу інтенсивності ШЕМПЗ можна зауважити таке. Аномалії поля мають загальний вигляд смуги, що простягається від надземної частини до підземної. Для антен X та Y локальні аномальні форми можуть суттєво відрізнитись, що пов'язане з різною напрямленістю хвилі ресструвального поля при зміні напрямків ниток газопроводів. Найбільш виразною є площинна загальна аномалія для антени Z, на фоні якої локальні аномальні елементи більш високого порядку узгоджуються з конструктивними особливостями споруд газопроводу, а саме, з опорами надземної частини, поворотами при зміні азимуту ниток газопроводу, з переходом від надземної до підземної частини, з ділянками наближення до автомагістралі.

Неоднозначна відповідність аномалій електромагнітного поля однаковим за конструкцією, але розташованих на різних ділянках елементам (опора для газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород») дозволяє стверджувати про різний ступінь силового тиску на газопровід у місцях утримувальних конструкцій. Те саме стосується ділянок повороту – на одній з них для газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород» відмічається значна аномалія, а для іншої – такої аномалії немає.

Диференціація інтенсивності поля за антенами X, Y, Z є допоміжною і дозволяє деталізувати інформацію та уточнити джерела аномалій поля.

Наступним завданням, що потребує вирішення, є аналізування виміряного імпульсного поля на ділянках досліджень для відповіді на питання: яким чином свідчать отримані результати про наявність надлишкового механічного навантаження. Для цього розглянемо кількісні показники поля.

Кarti нормованих значень поля (рис. 4.11–4.15) свідчать, що інтенсивність поля змінюється в межах 1–52 імп/с. Логічним подальшим кроком є введення градації аномалій, запропоновано в табл. 4.1.

**Таблиця 4.1- Градація ШЕМПЗ за кількісними ознаками для складових  $I_X$ ,  $I_Y$ ,  $I_Z$ .**

№ рівня градація	Рівень градації	Межі зміни інтенсивності поля імп/с	Скорочене позначення
1	Фоновий	<10	ф
2	Слабкий аномальний	10-20	сл
3	Середній аномальний	21-30	ср
4	Підвищений	31-40	пд
5	Аномальний високий	>40	в

Наведена градація дозволяє запропонувати класифікаційну таблицю фонового модельного поля для всієї території, де виконано геофізичне знімання. Під фоновим модельним полем ми розуміємо мінімальний стабільний рівень інтенсивності поля, притаманний ділянці без газопроводу та надземній і підземній ділянкам газопроводів, не ускладнених додатковими конструктивними елементами. Зазначену класифікацію розглянуто в табл. 4.2. Зрозуміло, що вона має бути розведена за векторами X, Y, Z і T, тому що згідно з формулою для розрахунку T значення останнього за припустимої умови  $I_X \approx I_Y \approx I_Z$  має в 1,7 раза перебільшувати значення кожної складової. Вважатимемо, що для вектора T таблиця 4.1 корегується так: ф - <20, сл – 20 – 30, ср – 31 – 40, пд – 41 – 50, в - >50. Такі оцінки на даній стадії досліджень мають наближений характер. Зміст таблиці 4.2 свідчить про наявність смугової аномалії, притаманної території гілки навколо газопроводу для будь-якої його ділянки.

Перевищення інтенсивності поля фонових модельних значень розглянуто як аномалію, пов'язану з наявністю додаткового силового навантаження і відповідно напруженого стану газопроводу. Результати аналізу, спрямованого на виділення аномалій для території зйомки ГП «Уренгой – Помари – Ужгород», наведені в таблиці 4.3. З розгляду таблиці зрозуміло, що додаткове наднормоване силове навантаження спостерігається для всіх конструктивних елементів, а також для зони входу-виходу газопроводу в ґрунт. Зазначені елементи потребують додаткових діагностичних досліджень, а також режимних спостережень у часі. Зона входу-виходу газопроводу в ґрунт завжди перебуває в полі додаткових навантажень.

**Таблиця 4.2 – Класифікація фонового модельного поля ШЕМПЗ**

№ ділянки	Характеристика ділянки	Величина та характеристика фонового модельного поля по антенам X, Y, Z та вектору T			
		X, Y, Z		T	
		інтенсивність, імп/с	градація	інтенсивність, імп/с	градація
1.	Ділянка за межами впливу газопроводу	<10	ф	<20	ф
2.	Надземна ділянка ГП, вільна від аномалієутворювальних елементів	<15	сл	<30	сл
3.	Підземна ділянка ГП, вільна від аномалієутворювальних елементів	<15	сл	<230	сл

Для території зйомки ГП «Союз» аналіз поля свідчить про наявність середньої за інтенсивністю аномалії поля для нитки газопроводу над опорою, суміщеною з поворотом, а також підвищеної аномалії для входу-виходу газопроводу в ґрунт.

Фрагментарні дослідження щодо методу ШЕМПЗ, представлені в даній статті, не є звичайно такими, що дають відповіді на всі питання, пов'язані з діагностикою газопроводів. Проте слід вважати доведеним, що такі дослідження є ефективними, а отже – необхідними. При цьому очевидною є доцільність продовження досліджень на інших ділянках газопроводів для удосконалення класифікації фонового модельного поля та аномалій його інтенсивності, а також однозначного узгодження таких аномалій із конструктивними елементами газопроводів для подальшого розпізнавання об'єктів понаднормованого навантаження. Тобто в перспективі метод ШЕМПЗ потребує подальшого доопрацювання з тим, щоб стати однією з ланок діагностики експлуатації газопроводів.

**Таблиця 4.3 – Характеристика аномалій ШЕМПЗ для ділянки ГП «Уренгой – Помари – Ужгород»**

№ з/п	Об'єкт	Поле по антенах								Усереднений аномальний рівень
		I <sub>x</sub>		I <sub>y</sub>		I <sub>z</sub>		T		
		значення	градация	значення	градация	значення	градация	значення	градация	
1	Опора №1	40	пд	30	ср	26	ср	55	в	Аномалія підвищена
2	Опора №2	18	сл	20	сл	24	ср	33	ср	Норма середня
3	Поворот №1	20	сл	30	ср	36	пд	48	пд	Аномалія підвищена
4	Поворот №2	18	сл	20	сл	16	сл	34	ср	Норма слабка
5	Вхід-вихід ГП в ґрунт	51	в	25	ср	35	пд	62	в	Аномалія підвищена

#### **4.4. Прогнозування та попередження зсувів на гірських трасах газопроводів**

Об'єкти газотранспортної системи часто розміщені в геодинамічних активних зонах складних рельєфів і за відповідних кліматичних умов піддаються діям механічних навантажень від гірських порід. В остаточному підсумку це може призвести до деформації і руйнувань труб та інших технологічних конструкцій. Особливо небезпечними є зсуви в гірській місцевості. Отже, важливо вміти прогнозувати процеси геодинамічної активності гірських порід, щоб попередити аварійні ситуації.

Для виявлення напруженого стану гірських порід використовують різні методи фізичних досліджень, серед яких в останній час чільне місце займає метод природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ШЕМПЗ).

Дослідження і спостереження за зсувами однозначно свідчать, що метод ПЕМПЗ може бути ефективним для прогнозування зсувів. Адже він вказує на локальне підвищення напружень та деформацій, що є важливою передумовою формування зсуву. Ці процеси не є швидкоплинними на початкових етапах формування умов утворення зсуву, що дає можливість виконати відповідні інженерні роботи і зменшити важкі негативні наслідки зсуву. Особливо це важливо для таких небезпечних об'єктів як магістральні газопроводи та газопроводи розподільних мереж різних тисків.

Для вивчення впливу локальних глибинних напружень на зміну інтенсивності ПЕМПЗ на різних глибинах гірської породи проводили дослідження на Богородчанському підземному сховищі газу (ПСГ) [53]. Вивчення ПСГ цим геофізичним методом дало можливість отримати уточнену інформацію щодо розподілу зон підвищеного напружено-деформованого стану (НДС) гірських порід і зон релаксації напружень для визначення меж території з можливим розвитком деформаційних процесів, а також визначити просторову неоднорідність у загальному полі механічних напружень.

Польові роботи виконано у модифікації картування. Загалом виконано 512 спостережень за розподілом характеристик ПЕМПЗ на різних напрямках вимірювального елемента — вертикального ( $H_z$ ) і набору горизонтальних через  $45^\circ$  ( $E_x$ ,  $E_y$ ). У тому числі проведено повторні вимірювання для контролювання варіацій електромагнітного фону. Повторні контрольні спостереження проводились періодично протягом знімання обсягом 25 % від загальної кількості пікетів. При цьому похибка вимірювань не перевищувала 10 %. Для більш точного встановлення ймовірного розміщення аномальних явищ у ґрунтовому масиві крок між вимірюваннями становив 25 м. Кожну точку спостережень фіксували на місцевості пікетом з його прив'язкою на топографічній основі з масштабом 1:5000.

Спостереження за розподілом поля напружень проводили двома приладами типу «АДОНИС-32М», виготовленими спеціально для вимірювання кількості електромагнітних імпульсів за одиницю часу в компактному переносному варіанті з малим енергоспоживанням.

Обробка польових даних полягала в усередненні отриманих замірів на точці з відніманням регіональних варіацій



електромагнітного фону. У ході обробки використано комплекс статистичних методів аналізу спостережень для визначення їхньої достовірності під час оцінювання виявлених аномалій. Як фізико-геологічну модель у процесі інтерпретації польових спостережень приймаємо, що спостережувані значення величини ПЕМПЗ в кожній досліджуваній області мають випадковий характер. Якщо область однорідна за своєю геологічною будовою, геофізичними властивостями, то випадкові значення ПЕМПЗ мають належати до однієї генеральної сукупності, а їхні відхилення мають випадковий характер.

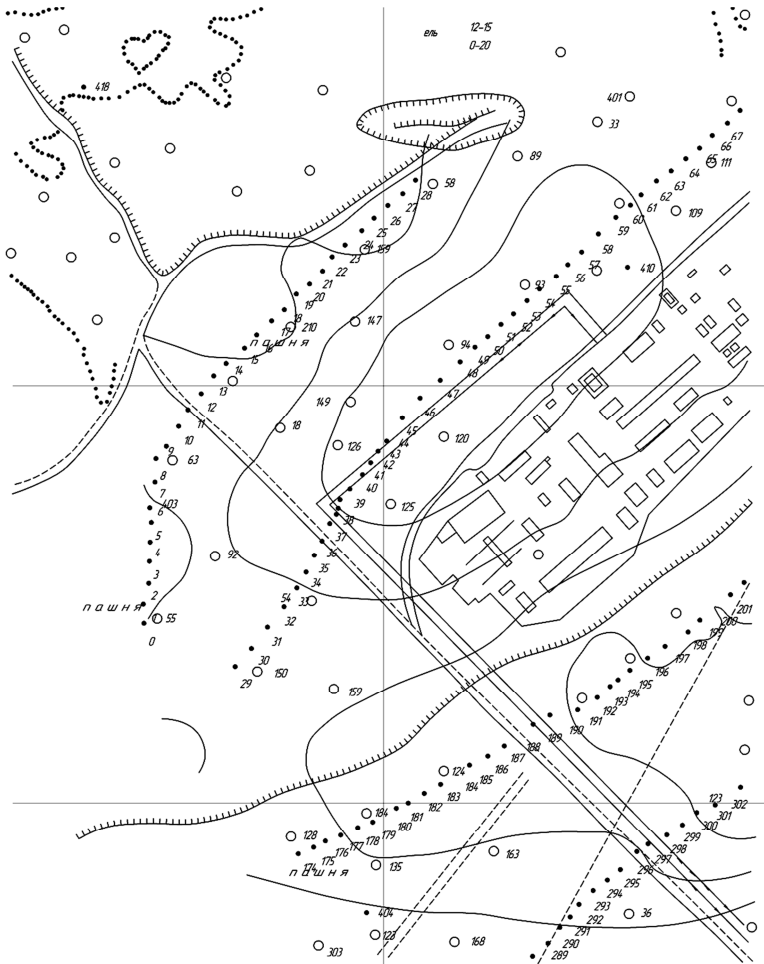
Для характеристики однорідності серії замірів в одній точці і відсіювання випадкових відхилень застосовували нуль-гіпотезу з використанням параметричних критеріїв і перевіркою вибірок щодо їхньої належності до нормального закону розподілу.

Експеримент проводили за різних заповнень газосховища, тобто за різних внутрішніх тисків. Перші заміри проводили у червні за мінімально заповненого сховища з внутрішнім тиском газу 58 атмосфер. Другі заміри виконували в тих самих пікетах у грудні за заповненого сховища з внутрішнім тиском газу 93 атмосфери. Результати досліджень зображували у вигляді карт ізоліній середньої інтенсивності ПЕМПЗ для поверхневих вогнищ НДС на глибині 60–100 м та глибинних вогнищ НДС на глибині 600–800 м. Фрагмент однієї з карт ізоліній досліджуваної ділянки сховища зображено на рис. 4.16.

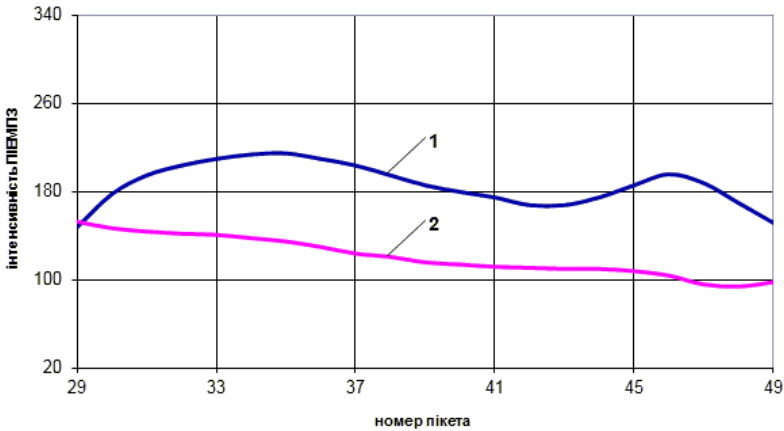
Важливість проведеного натурного експерименту полягала в можливості виявити небезпечні зони за різних режимів роботи газосховища та прослідкувати залежності зміни інтенсивності ПЕМПЗ зі зміною завантаженості. За різних тисків порівнювали результати в одних і тих самих точках. Для прикладу розглянемо ділянку довжиною 100 м між пікетами 29 та 49 (рис. 4.16).

Проведені порівняльні оцінки дозволяють дійти висновку, що в разі збільшення внутрішнього тиску в ПСГ зменшується амплітуда зміни інтенсивності ПЕМПЗ для глибинних (рис. 4.17) та поверхневих (рис. 4.18) явищ НДС. Тобто, за більш високого тиску в ПСГ зменшуються механічні напруження в гірському масиві над сховищем. Це можна пояснити тим, що ПСГ — це вичерпане газове родовище,

гірський масив якого перебував у зрівноваженому стані до початку розробки родовища. Видобуток газу призвів до порушення природної рівноваги та створив вогнища механічних напружень у гірській породі. Під час заповнення підземного сховища газом відбувається зворотній процес — повернення до зрівноваженого стану гірського масиву, що підтверджують вимірювання інтенсивності ПЕМПЗ.

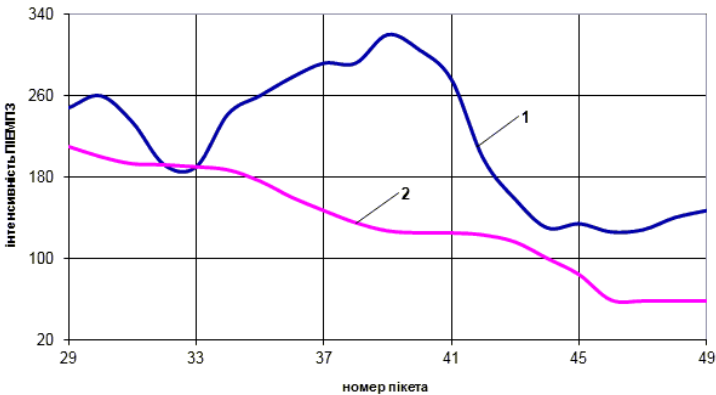


**Рисунок 4.16** — Карта ізолій середньої інтенсивності ПЕМПЗ, що характеризує поверхневі вогнища НДС (60–100 м) на площі Богородчанського ПСГ (сховище незаповнене)



*1 – незаповнене сховище; 2 – заповнене сховище*

**Рисунок 4.17 — Інтенсивність ПЕМПЗ, що характеризує глибинні вогнища напружено-деформованого стану Богородчанського газосховища на ділянці довжиною 100 м**



*1 – незаповнене сховище; 2 – заповнене сховище*

**Рисунок 4.18 — Інтенсивність ПЕМПЗ, що характеризує поверхніві вогнища напружено-деформованого стану Богородчанського газосховища на ділянці довжиною 100 м**

Із викладеного вище випливає, що будь-яке втручання в рівновагу гірського масиву провокує утворення вогнищ механічних напружень, тобто є концентратором напружень і джерелом зародження майбутніх зсувів за відповідних умов.

Такими концентраторами напружень є прокладені в горах траси магістральних газопроводів.

На початковій стадії утворення зсуву спостерігається зміна параметрів ПЕМПЗ, за допомогою яких можемо визначити межі ймовірного зсуву і об'єм гірської породи, що буде задіяна в зсуві. Маючи механічні та силові чинники зсувного тіла, можна визначити, які навантаження воно створюватиме на ґрунт та різні інженерні споруди на шляху свого руху.

Отже, використання методу ПЕМПЗ на зсувонебезпечних ділянках газопроводів дає можливість контролювати навантаженість на труби і в поєднанні з методиками оцінювання міцності та профілактичними заходами забезпечити їхню надійну довготривалу експлуатацію.

Статистичні дані свідчать про появу або активізування за останнє десятиріччя в Карпатах та прилеглих прогінах близько 6000 зсувів, частина з яких територіально пов'язана з розташуванням газосховищ, компресорних станцій, трубопроводів. Тому актуальним є просторово-часову прогнозування зсувних процесів [54].

У просторовому прогнозуванні зсувних процесів, тобто у вирішенні завдань просторового розподілу зсувів, основним завданням є визначення області можливого їхнього виникнення та розвитку, а також напрямленості процесу та інтенсивності його прояву на території досліджень. Такі оцінки формуються із врахуванням впливу різноманітних природно-техногенних чинників на стійкість території.

Прогнозування розподілу зсувів у часі базується на даних режимних спостережень за їхньою інтенсивністю та пов'язується з часовими рядами сонячної активності, метеорологічних чинників, сейсмічності території.

На рівні системного аналізу розроблено теоретичні передумови прогнозування зсувів. При цьому дотримувалися такої послідовності.

1. Доведення зв'язку просторового розподілу зсувів із кожним із відомих та запропонованих чинників.

2. Розроблення методики оцінювання регіонального розподілу зсувів з урахуванням інтегральної дії просторових чинників.

3. Доведення зв'язку часового розподілу зсувів із кожним із часових чинників.

4. Розроблення методики оцінювання розподілу активізації зсувів з врахуванням інтегральної дії часових чинників.

5. Розроблення методики оцінювання просторово-часового розподілу зсувів.

Наведений далі перелік просторових чинників, залучених до аналізу, вибрано таких міркувань: забезпечено представництво всіх груп чинників; чинники унеможливають вплив один на одного; коефіцієнт інформативності чинників приблизно однаковий; чинники є об'єктивними, відповідають регіональному рівню прогнозу та є загальнодоступними для користувача; кількісні показники кожного із чинників змінюються закономірно. Істотність впливу кожного окремого просторового чинника процес зсувоутворення обґрунтовано.

Інтегрований показник, що визначає просторовий розподіл зсувів, розраховують таким чином. Спочатку виконують необхідні процедури статистичного аналізу для розрахунку інформативності кожного параметра. Визначають статистичні характеристики відповідних розподілів і виконують процедуру нормалізації по кожному з параметрів, в результаті чого отримують нормалізовані значення параметра  $\Pi_{ij}$ , де  $i$  – номер точки спостереження,  $j$  – номер параметра. Значення інтегрального показника  $\Pi \sum_i$  розраховують за формулою:

$$\Pi \sum_i = \sum \Pi_{ij} \times V_j, \quad (4.1)$$

де  $V_j$  – ваговий коефіцієнт інформативності  $j$ -го параметра.

Стосовно часового прогнозу на сьогодні перспективним вважають прогноз часу активізації зсувних процесів, заснований на уявленні про закономірну повторюваність більшості природних явищ, у тому числі зсувів, на території Землі чи її окремих частин. Таку закономірну повторюваність проявів зсувів через визначені інтервали часу, що викликана дією сукупності природних та антропогенних чинників, називають ритмічністю, причому під ритмом розуміють відрізок часу між двома періодами активізації зсувного процесу, які закономірно повторюються.

Наступним завданням досліджень є обґрунтування методики одночасового обліку всіх часових чинників, що іні-

ціюють зсуви в їхньому взаємовпливі та взаємозумовленості. Як показано далі, достатньо інтегрального урахування таких чинників для встановлення закономірного їхнього зв'язку із рядами активізації зсувів: сонячна активність (ряд чисел Вольфа); інтенсивність атмосферних опадів; температура повітря; сейсмічність. Розроблення та використання інтегрального підходу в часовому аналізі активності зсувів дозволили встановити розподіл зсувів під дією часових чинників.

Розроблення методики часового прогнозу реалізована в такій послідовності: уніфікація (нормалізація) зсувоутворювальних чинників у їхніх часових рядах, розрахунок інтегрованих показників часових чинників, визначення ритмів аномалій шляхом розрахунку кореляційних функцій і спектрів інтегрованих показників та активності зсувів, визначення часу наступних активізацій за екстрапольованими рядами.

Нормалізація кожного з досліджуваних часових чинників зводиться до розрахунку безрозмірного ряду контрастності кожного  $j$ -го параметра, нормованого за середньоквадратичним відхиленням

$$X_{ij}^{норм} = \frac{X_{ij} - X_j}{\sigma_{ij}}, \quad (4.2)$$

де  $X_{ij}^{норм}$  – нормалізоване значення  $j$ -го параметра в точці спостереження в  $i$ -му році;  $X_j$  – середньоарифметичне значення  $j$ -го параметра за всі роки спостережень;  $\sigma_{ij}$  – середньоквадратичне відхилення значень параметра за весь період спостережень.

Оскільки нормовані ряди представлені безрозмірними величинами приблизно рівноінформативних показників контрастностей, оцінка суми чинників, що ініціюють зсувний ризик, визначається за функцією комплексного показника чинників:

$$\Phi_i = \sum_{j=1}^m X_{ij}^{норм}, \quad (4.3)$$

де  $m$  – кількість чинників чинників.

Функція  $\Phi_i$  названа інтегральним чинником зсувного ризику.

При екстраполяції в майбутній час графіка розподілу інтенсивності зсувів та відповідних чинників реалізується процедура продовження кривих: а) за Фур'є; б) з використанням осереднених гармонік.

Просторово-часову імовірність зсувної активності розраховують як добуток просторової та часової імовірності в будь-якій точці в межах території, для якої реалізована процедура встановлення закономірності розподілу зсувів.

Для перевірки теоретичних положень та отриманих висновків про комплексний вплив виявлених параметрів на розподіл зсувів був проведений ряд додаткових досліджень у межах спеціально обраної ділянки (рис. 4.19). Розміри ділянки  $50 \times 100$  км; на її території зареєстроване й описано 1142 зсуви.

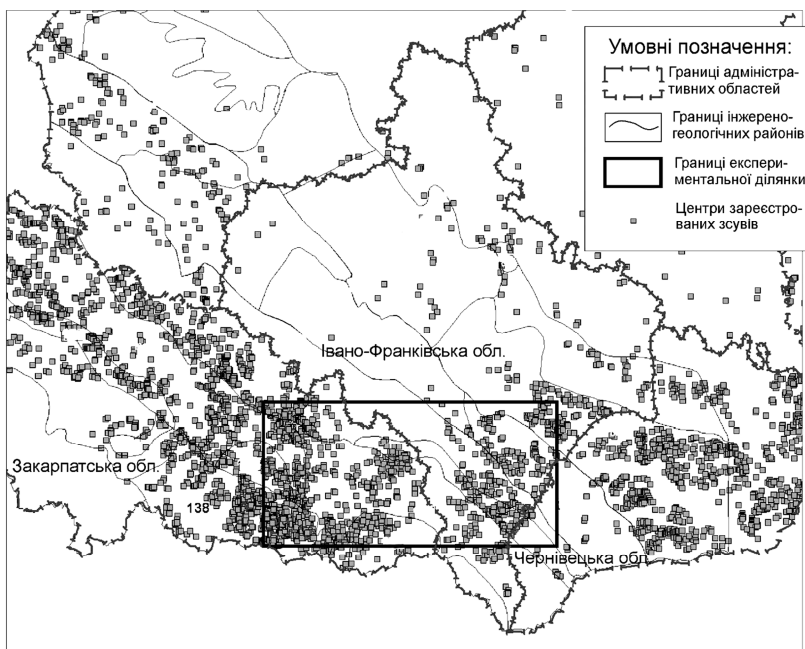


Рисунок 4.19 — Схема розташування Карпатських зсувів

Експериментальна ділянка розташована на території Українських Карпат і характеризується різноманітним набором гірських порід переважно осадового походження палео-

зойського, мезозойського й кайнозойського віку. Досліджувана територія є однією з найбільш нестійких у гідродинамічному відношенні. Це зумовлено її плановим розміщенням у зоні впливу тектонічно активної молоді Карпатської гірськоскладчастої області. Крім того, тут спостерігається досить високий рівень техногенного навантаження, яке з кожним роком зростає. Висока щільність зсувів дозволяє провести ряд статистично достовірних досліджень, спрямованих на експериментальну перевірку теоретичних передумов про комплексний вплив визначальних чинників на розподіл зсувів.

Для досліджень відібрано 11 основних параметрів відповідно до теоретичного обґрунтування їхнього істотного впливу на процеси зсувоутворення. Критерієм добору чинників активізації зсувних процесів є фізичні передумови, засновані на наших уявленнях про механізм утворення зсувів. Формальним підтвердженням оптимальності обраного набору параметрів служать методи статистичного аналізу. Для окремих літофаціальних зон (параметр літофації) та інженерно-геологічних районів запропонована кількісна характеристика, що визначає їхній зв'язок зі зсувними процесами  $R_i$  коефіцієнт контрастності (або коефіцієнт ураженості території):

$$R_i = \frac{N_i / \sum N_i}{S_i / \sum S_i}, \quad (4.4)$$

де  $N_i$  – кількість зареєстрованих зсувів у межах певної зони (району) згідно з літофаціальним або інженерно-геологічним районуванням;  $\sum N_i$  – загальна кількість зареєстрованих зсувів у регіоні;  $S_i$  – площа певної зони (району);  $\sum S_i$  – загальна площа території всього регіону.

Наведений показник характеризує ступінь ураженості зсувами для конкретної території: менше за 1 – знижена ураженість, понад 1 – підвищена ураженість. Завдяки кількісному показнику – коефіцієнту контрастності з'явилася можливість ранжування окремих зон за ступенем ураженості й розрахувати для конкретного параметра значення функції імовірності ураженості зсувами в конкретній точці території через функцію Лапласа.



Важливим етапом подальшого аналізу є виявлення «дублювальних» чинників для зменшення їхньої загальної кількості та уникнення «подвійної ваги». Для цього застосована процедура кластерного аналізу з побудовою дендограм евклідових відстаней між окремими чинниками, а також факторний аналіз у варіанті методу головних компонент. За результатами кластерного і факторного аналізів зроблено висновки, що всі обрані чинники є відносно незалежними, несуть різну за своєю природою інформацію щодо процесів зсувоутворення і мають бути задіяні при прогнозуванні просторового розподілу зсувів.

Для розрахунку сумарного показника зсувної небезпеки розраховано власні вагові коефіцієнти для кожного з чинників, які названі коефіцієнтами інформативності (раніше – наведеними загальними коефіцієнтами кореляції)  $R_{np}$

$$R_{np_i} = \frac{\sum_j |r_{i,j}|}{\sum_i \sum_j |r_{i,j}|} \cdot 100 \% , \quad (4.5)$$

де  $r_{i,j}$  – значення коефіцієнта парної кореляції між  $i, j$  змінними.

Наступним найбільш важливим етапом є розрахунок інтегрального показника, закономірно пов'язаного з розподілом зсувів. Після визначення статистичних характеристик відповідних розподілів кожного чинника й виконання процедури нормалізації по кожному з параметрів, у результаті якої одержуємо нормалізоване значення параметра  $П_{ij}$ , де  $i$  – номер точки спостереження,  $j$  – номер параметра, значення сумарного показника  $П\Sigma_i$  розраховуємо за формулою (4.1).

Основні процедури попереднього аналізу часових рядів для створення комплексного прогнозного показника – індикатора зсувної активності такі:

- виявлення певних періодичностей на автокореляційних функціях (АКФ) рядів окремих параметрів і порівняння їх із виявленими періодами активізації зсувів у регіоні;
- проведення спектрального аналізу часових рядів для виділення основних гармонік часових коливань;

– аналіз взаємкореляційних функцій (ФВК) окремих параметрів із рядом зсувної активності для встановлення зміщення рядів у часі;

– суміщення рядів параметрів з рядами зсувної активності на величини їхнього відставання (випередження) та розрахунок матриці коефіцієнтів парної кореляції;

– розрахунок вагових коефіцієнтів інформативності для кожного параметра;

– підсумовування зміщених часових рядів нормалізованих значень параметрів пропорційно їхнім внескам (коефіцієнтів інформативності) для розрахунку інтегрального показника зсувної активності;

– побудова продовження часового ряду інтегрального показника для складання часової прогнозної моделі активізації зсувів.

Заключним етапом прогнозу є розрахунок комплексної просторово-часової оцінки ймовірності поширення зсувних процесів шляхом перемножування відповідних ймовірностей просторового й часового прогнозу в певній точці місцевості на певний час. Такий прогноз є обґрунтованим, виходячи з теоретичних положень й експериментально доведених фактів про комплексний інтегральний вплив чинників різної природи на процес розвитку зсувних явищ.

Закономірність розподілу зсувів, що теоретично й експериментально доведена під час проведення дослідницьких робіт для різних регіонів України, є значним внеском у уявлення про природу й механізм утворення й розвитку зсувних процесів. Результати досліджень практично реалізовані в розробці аналітичної геоінформаційної системи комплексного просторово-часового прогнозування зсувних процесів. Система заснована на використанні алгоритмів, короткий опис яких наведено вище, і дозволяє виконувати просторовий, часовий або просторово-часовий прогноз розвитку й активізації зсувних процесів.

Ієрархічна послідовність прогнозу при цьому така.

1. Побудова середньо- або дрібномасштабних регіональних карт із урахуванням рельєфу, геологічної будови, антропогенного навантаження, тектоніки, метеочинників. При цьому визначається ймовірність зсувів для заданої території.

2. Локальний прогноз активізації зсуву в конкретній точці в межах заданої точності з урахуванням особливостей території прогнозування.

Критерієм підбору чинників активізації зсувних процесів є фізичні передумови, обґрунтовані уявленнями про механізм утворення зсувів. Формальним підтвердженням служать методи статистичного аналізу, приклад їхнього застосування був детально розглянутий вище.

На рис. 4.20 наведено приклад використання аналітичної геоінформаційної системи прогнозування зсувонебезпеки під час проектування газо- або нафтопроводу. Створена система дозволяє оцінити різні варіанти прокладання газо- або нафтопроводу, оцінити зсувонебезпеку навколо нього, обрати найбільш безпечний і економічно доцільний варіант прокладання трубопроводу, заощадити витрати праці та коштів на проведення обстежень траси майбутнього трубопроводу. Проектантові достатньо побудувати на екрані трасу майбутнього трубопроводу і задати розмір зони навколо нього для оцінювання зсувонебезпеки. Застосування цієї геоінформаційної системи для існуючих газонафтогонів дозволить виділити зони підвищеної зсувонебезпеки, зосередити зусилля на вивченні цих територій та оцінюванні ефективності запроєктованих запобіжних заходів на стадії розроблення. Створена система може бути адаптована для будь-якої території та специфічних завдань будь-якої галузі народного господарства.

#### **4.5. Оцінювання допустимих навантажень на трубопровід у зоні сповзання ґрунту**

Прокладаючи магістральні трубопроводи по схилах з небезпечними ділянками повільного сповзання ґрунту слід враховувати поряд із робочим тиском та перепадом температури додаткові навантаження на трубу. Подаємо розрахункову схему допустимого довільно орієнтованого навантаження на трубу в зоні зсуву [55].

Нехай прямолінійна нитка трубопроводу у довільному напрямку перетинає зону сповзання ґрунту завдовжки  $2\ell$ .



**Рисунок 4.20 — Приклад використання геоінформаційної системи прогнозування зсувонебезпеки при проєктуванні траси трубопроводу**

Силу дію рухомого ґрунту на трубу моделюємо рівномірно розподіленим навантаженням  $q$ , нахиленим під кутом  $\alpha$  до її осі. На прилеглих ділянках труба взаємодіє з зовнішнім пружним середовищем за гіпотезою Вінклера. Враховуючи напруження від внутрішнього тиску та сталого за довжиною температурного перепаду, встановимо допустиме навантаження  $q$  та його залежність від  $\alpha$ .

Уведемо систему декартових координат, сумістивши вісь  $x$  з віссю труби, а початок координат – з серединою ділянки зсуву (рис. 4.21).

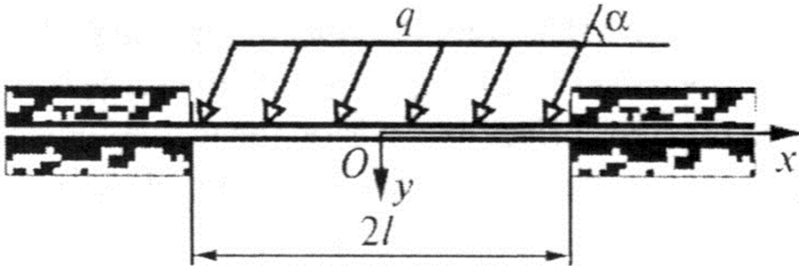


Рисунок 4.21 – Розрахункова схема

Трубопровід моделюємо безмежним стрижнем із трубчастим попереччям, а під час детальнішого розгляду питань міцності – безмоментною оболонкою.

Запишемо диференціальні рівняння рівноваги в переміщеннях, що описують деформування стрижня в площині схилу:

$$EF \frac{d^2 u_x}{dx^2} - q_x = 0, \quad |x| \in [0, \ell); \quad (4.6)$$

$$EF \frac{d^2 u_x}{dx^2} - \pi D k_x u_x = 0, \quad |x| \in (\ell, \infty);$$

$$EJ \frac{d^4 u_y}{dx^4} + q_y = 0, \quad |x| \in [0, \ell); \quad (4.7)$$

$$EJ \frac{d^4 u_y}{dx^4} + D k_y u_y = 0, \quad |x| \in (\ell, \infty).$$

Тут  $u_i$ ,  $u_y$  — поздовжній та поперечний компоненти переміщення;  $q_x = q \cos \alpha$ ,  $q_y = q \sin \alpha$  — осьовий та поперечний складники навантаження;  $k_x$  та  $k_y$  — коефіцієнти пружної постелі;  $F \approx \pi D t$  — площа поперечного перерізу;  $J \approx \pi D^3 / 8$  — момент інерції;  $D$  — діаметр;  $t$  — товщина стінки труби;  $E$  — модуль Юнга.

**Побудова розв'язку.** Згасні на безмежності один раз неперервно диференційований розв'язок рівнянь (4.6) та тричі неперервно диференційований розв'язок рівнянь (4.7) знайшли у вигляді

$$u_x(x) = \frac{q_x \ell^2 \tilde{u}_x(\xi)}{EF}, \quad u_y(x) = \frac{q_y \ell^4 \tilde{u}_y(\xi)}{EJ}, \quad (4.8)$$

$$\tilde{u}_x(\xi) = \begin{cases} -\gamma_x + \frac{\xi^2 - 1}{2}, & |\xi| \leq 1, \\ -\gamma_x \cdot e^{-\frac{|\xi|-1}{\gamma_x}}, & |\xi| \geq 1; \end{cases}$$

$$\tilde{u}_y(\xi) = \begin{cases} -\frac{\gamma_y^2}{6} \cdot \frac{1+3\gamma_y + \frac{3}{2}\gamma_y^2}{1+\gamma_y} + \frac{1+3\gamma_y+3\gamma_y^2}{1+\gamma_y} \cdot \frac{\xi^2-1}{12} + \frac{1-\xi^4}{4!}, & |\xi| \leq 1, \\ \frac{\gamma_y^2}{6} \cdot e^{-\frac{|\xi|-1}{\gamma_y}} \left[ \frac{1+3\gamma_y + \frac{3}{2}\gamma_y^2}{1+\gamma_y} \cos \frac{|\xi|-1}{\gamma_y} + \frac{1-\frac{3}{2}\gamma_y^2}{1+\gamma_y} \sin \frac{|\xi|-1}{\gamma_y} \right], & |\xi| \geq 1. \end{cases}$$

$$\text{Тут: } \xi = \frac{x}{\ell}; \quad \gamma_x = \sqrt{\frac{EF}{\pi D k_x}} / \ell \approx \sqrt{\frac{Et}{k_x D^2}} \cdot \frac{D}{\ell};$$

$$\gamma_y = \sqrt[4]{\frac{4EJ}{k_y D}} / \ell \approx \sqrt[4]{\frac{\pi Et}{2k_y D^2}} \cdot \frac{D}{\ell}.$$

Переміщення (4.8) відповідають осьова сила та згинальний момент:

$$N = q_x \ell \tilde{N}(\xi); \quad M = q_y \ell^2 \tilde{M}(\xi);$$

$$\tilde{N}(\xi) = \begin{cases} \xi, & |\xi| \leq 1, \\ e^{\frac{|\xi|-1}{\gamma_x}} \operatorname{sgn} \xi, & |\xi| \geq 1; \end{cases}$$

$$\tilde{M}(\xi) = \begin{cases} \frac{1}{6} \cdot \frac{1+3\gamma_y+3\gamma_y^2}{1+\gamma_y} \cdot \frac{\xi^2}{2}, & |\xi| \leq 1, \\ -\frac{1}{6} \cdot e^{\frac{|\xi|-1}{\gamma_y}} \left[ \frac{1-\frac{3}{2}\gamma_y^2}{1+\gamma_y} \cos \frac{|\xi|-1}{\gamma_y} + \frac{1+3\gamma_y+\frac{3}{2}\gamma_y^2}{1+\gamma_y} \sin \frac{|\xi|-1}{\gamma_y} \right], & |\xi| \geq 1. \end{cases}$$

**Аналіз міцності.** З урахуванням двомірного термопружного стану напірної труби осьове напруження в її крайніх ( $y = \pm D/2$ ) волокнах подамо у вигляді:

$$\sigma_x(\xi) = \nu \sigma_\phi - E \alpha_T T + q \ell \left( \frac{\tilde{N}(\xi)}{F} \cos \alpha \pm \frac{\ell \tilde{M}(\xi)}{W} \sin \alpha \right), \quad (4.9)$$

де  $\sigma_\phi$  – колове напруження від внутрішнього тиску;  $T$  – температурний перепад (додатний під час нагрівання);  $\nu$  – коефіцієнт Пуассона;  $\alpha_T$  – коефіцієнт лінійного температурного розширення труби;  $W \approx \pi D^2 t / 4$  – момент опору її перерізу.

Нехтуючи дотичним напруженням від поперечної сили, можемо вважати, що  $\sigma_x$  та  $\sigma_\phi$  – основні напруження. Запишемо умови міцності труби як безмоментної оболонки за енергетичним критерієм Губера-Мізеса:

$$\max_{\xi} \sigma_{eq}^{IV}(\xi) \leq [\sigma], \quad (4.10)$$

де  $\sigma_{eq}^{IV} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_\phi^2 - \sigma_x \sigma_\phi}$ ,  $[\sigma]$  – допустиме напруження матеріалу.

Враховуючи вираз (4.10) та вимагаючи виконання умови міцності і за відсутності напору (якщо  $\sigma_\phi = 0$ ), нерівність (4.6) перетворимо до вигляду обмеження на навантаження

$$q \leq q_*, q_* = [\sigma] F \begin{cases} \frac{(0,5 - \nu)\sigma_\phi + E\alpha_T T - \sqrt{[\sigma]^2 - 0,75\sigma_\phi^2}}{[\sigma] \ell \min(\tilde{N}\xi) \cos \alpha \pm 4\ell \tilde{M}(\xi) \sin \alpha / D}, & \sigma_x < 0; \\ \frac{[\sigma] + E\alpha_T T}{[\sigma] \ell \max(\tilde{N}\xi) \cos \alpha \pm 4\ell \tilde{M}(\xi) \sin \alpha / D}, & \sigma_x > 0. \end{cases} \quad (4.11)$$

Результат (4.11) дозволяє встановити допустиме додаткове навантаження на трубу з боку зсунутого ґрунту.

**Приклад.** Розглядали систему труба – ґрунт з параметрами:  $D = 1,42 \text{ m}$ ;  $t = 1,8 \text{ mm}$ ;  $E = 210 \text{ GPa}$ ;  $\nu = 0,3$ ;  $k_x = 2 \text{ MN/m}^3$ ;  $k_y = 5 \text{ MN/m}^3$ ;  $T = 0$ ;  $\sigma_\phi = 0,75[\sigma]$  або  $\sigma_\phi = 0$ ;  $2\ell = 60D$ .

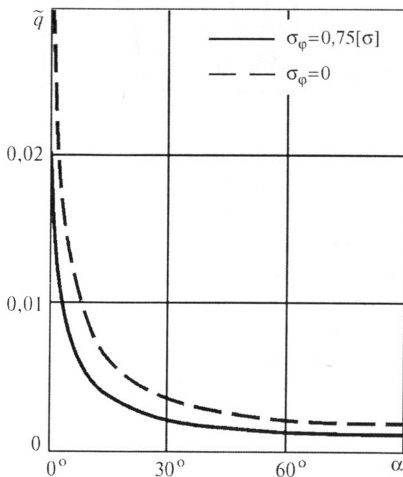


Рисунок 4.22 — Залежність допустимого навантаження

від кута  $\alpha$  ( $\tilde{q} = \frac{q_* D \ell}{[\sigma] F}$ )

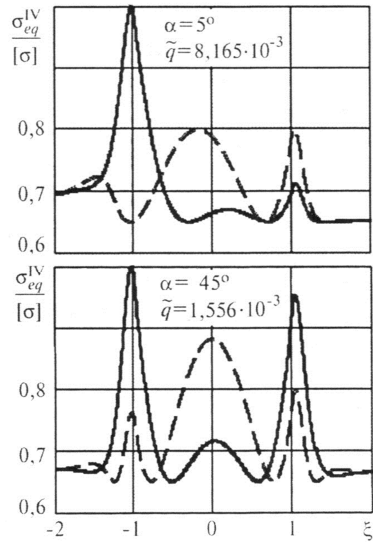


Рисунок 4.23 — Розподіл зведених еквівалентних напружень по довжині труби: суцільна лінія – нижні, штрихована – верхні волокна



За формулою (4.11) дослідити залежність допустимого додаткового навантаження з боку рухомого ґрунту від кута  $\alpha$  за сталої довжини труби на ділянці сповзання (рис. 4.22), для конкретного значення цього кута контролювати розподіл еквівалентного напруження в трубі під тиском до допустимого навантаження  $q_*$  (рис. 4.23). Граничний стан трубопроводу найперше досягається у його нижніх стиснутих волокнах на початку закопаної ділянки (зліва від точки  $\xi = -1$ ).

Розроблена методика дозволяє вказати допустимий рівень довільно орієнтованого навантаження на трубу в області сповзання ґрунту. Реальне додаткове навантаження, яке чинить рухомий ґрунт на трубопроводі, та його залежність від напрямку сповзання слід знайти на підставі натурних спостережень або структурної теорії. Порівнюючи реальне чи прогнозоване значення навантаження з допустимим, можна судити про безпеку об'єкту.

### Список використаних джерел четвертого розділу

1. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу. *Нафтогазова енергетика-2017* : матеріали міжнар. наук.-техн. конф. Івано-Франківськ, 2017. С. 353–354.

2. Крижанівський Є. І., Кузьменко Е. Д., Тараєвський О. С., Багрій С. М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. *ЕКОГЕОФОРУМ-2017*. Актуальні проблеми та інновації : матеріали міжнар. наук.-практична. конф. Івано-Франківськ, 2017. С. 287–288.

3. Taraevskyy O. Research on exploitation of gas pipelines at areas crossing the natural and artificial obstacles by the method of natural pulse of electromagnetic field of the Earth (NPEMFЕ). *Metallurgical and mining industry*, 2016. № 12. P. 36–38.

4. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions. *Metallurgical and mining industry*, 2016. № 8. P. 22–26.

5. Taraevskyy O. Aspects of research of indicators of emergency risk of long-term operating pipelines. *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 5. P. 22–25.

6. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O. S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex

mining and geological conditions. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 8. P. 516–520.

7. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 4. P. 91–93.

8. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*, 2015. № 2. P. 62–66.

9. Воробьев А. А. К вопросу иницирования землетрясений : в кн.: Электрическая аппаратура и электрическая изоляция. Москва : Энергия, 1970. С. 494–500.

10. Воробьев А. А. О возможности электрических разрядов в недрах Земли. *Геология и геофизика*, 1970. № 12. С. 3–13.

11. Воробьев А. А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах. Томск : Изд-во ТГУ, 1980. 211 с.

12. Воробьев А. А. Тектоноэлектрические явления и возникновение естественного импульсного электромагнитного поля Земли. ЕИМПЗ. Ч. II. ДСП в ВИНТИ № 4297, 1979. 149 с.

13. Воробьев А. А., Евсеев В. Д., Запринский Д. А. Биосаваровское приближение при расчетах магнитных полей поляризованных эллипсоидов. *Изв. ВУЗов. Физика*, 1974. № 5. С. 72–77.

14. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов. *Нафтогазова галузь України*, 2014. № 6. С. 27–30.

15. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації. *Нафтогазова галузь України*, 2014. № 6. С. 43–46.

16. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties. *Metallurgical and mining industry*, 2013. № 3. P. 68–73.

17. Горский В. Г., Швецова-Шиловская Т. Н., Кирсанов В. В., Терещенко Г. Ф. Анализ аварийного риска и обеспечение безопасности химически опасных объектов. *Химическая промышленность*, 2002. № 4. С. 1–14.

18. Гошовський С. В., Рудько Г. І., Преснер Б. М. Екологічна безпека техноприродних геосистем у зв'язку з катастрофічним розвитком геологічних проєктів. Київ : ЗАТ «Нічлава», 2002. 624 с.

19. Дахнов В. Н. Промысловая геофизика. Москва : Гостехиздат, 1959. 692 с.

20. Деньга В. С. Международный опыт использования методологии анализа риска в ядерной энергетике, химической промышленности и космической деятельности. *Управление риском*, 1999. № 2. С. 51–58.

21. Емельянова Е. П. Основные закономерности оползневых процессов. Москва : Недра, 1972. 307 с.

22. Иванцов О. М., Харитонов В. И. Надежность магистральных трубопроводов. Москва : Недра. 1978. 254 с.

23. Кузьменко Е. Д., Блінов П. В., Климчук Л. М. та ін. Карпатські зсуви : деякі морфологічні характеристики та зв'язки їх з літологією. *Геоінформатика*, 2004. № 1. С. 74–83.

24. Качинський А. Б. Развитие проблемы ризику в Україні: теорія і практика. *Стратегічна Панорама*, 2002. № 4. С. 18–25.

25. Киттель И. Введение в физику твердого тела. Москва : Госгортехиздат, 1957. 523 с.

26. Крижанівський Є. І., Гончарук М., Рудко В. П. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 2003. № 1(5). С. 31–34.

27. Кузнецов И. В., Саломатин В. Н., Матвеев В. Д. Закономерности деформирования пород при сдвиговой ползучести. *Инженерная геология*, 1986. № 1. С. 59–64.

28. Рудько Г. И. Геодинамика и прогноз опасных геологических процессов Карпатского региона: автореф. дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.07. Київ, 1991. 65 с.

29. Рудько Г. И., Саломатин В.Н, Роль сейсмического фактора в развитии оползневого процесса на примере Украинских Карпат. *Геоэкология*, № 5. С. 89–99.

30. Рудько Г. І. Наукові і методичні основи розробки методологічної бази оцінки ризику виникнення природних та техногенних катастроф (на прикладі західного Регіону України). *Основні напрями забезпечення безпеки населення та стійкості функціонування господарства України при загрозі виникнення природних та техногенних катастроф* : матеріали наук. техн. конф. (м. Київ, 10-12 грудня 1996 р.). Київ, 1997. Ч. 1. С. 45–47.

31. Саломатин В. Н. Закономерности геологических процессов и явлений, их связь с импульсной электромагнитной эмиссией : автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Симферополь, 1987. 412 с.

32. Способы оценки и прогнозирования устойчивости крупных геологических структур и аппаратура для его регистрации. Пат. № 95073181 от 30.03. 1998 г.

33. Способы изучения оползней. А.с.СССР № 857699, 1981.

34. Семенов А. С. Электроразведка методом естественного поля. Ленинград : Недра, 1974. 391 с.

35. Крижанівський Є. І. Тараєвський О. С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2011. № 3 (40). С.27–32.

36. Тараєвський О. С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магистральних газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2011. № 3(36). С. 43–47.

37. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2010. Спецви-пуск № 8. С. 655–660.

38. Тараєвський О. С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі. *Нафтогазова ене-ргетика*, 2008 № 3(8). С. 26–29.

39. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Методика оціню-вання навантаження газопроводу внутрішнім тиском. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного універси-тету нафти і газу*, 2008. № 1(17). С. 76–79.

40. СНиП 1.02.07-87. Инженерные изыскания для строитель-ства. Справочное приложение. Госстрой СССР. 06.08.1987.

41. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Строи-тельные нормы и правила. Москва : ЦИТП Госстроя СССР, 1988. 52 с.

42. Стеклов О. И. Прочность сварных конструкций в агрес-сивных средах. Москва : Машиностроение, 1976. 200 с.

43. Тархов Г. А. Основы геофизической разведки методом радиокип. Москва М : Госгеолиздат, 1961. 215 с.

44. Тер-Степанян Г. И. Новые методы изучения оползней. Ереван : Из-во АНАрм.ССР, 1978. 152с.

45. Тараєвський О. С. Розробка практичних рекомендацій підвищення технологічної промислових трубопро-водів. *Трубопровідний транспорт– 2015* : матеріали X между-нар. учебно-научн.-практ. конф. Уфа : Изд-во УГНТУ, 2015. С. 200–202.

46. ASME B31G. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. American Society of Mechanical Engineers Code for Pressure Piping, 1993.

47. British Gas engineering standard BGC/PS/P11. Procedures for inspection and repair of damages steel pipelines (Designed to operate at pressure above 7 bar), December, 1983.

48. Brock D. The practical use of fracture mechanics. Dordrecht : Kluwer Academic Publishers, 1989. 522 p.

49. Cosham A., Hopkins P. The Pipeline Defect Assessment Manual. *Proceedings of IPC 2002* : International Pipeline Conference (29 September- 3 October, 2002). Calgary, Alberta, Canada.

50. Council Directive 96/82/EC on the control of major-accident hazards involving dangerous substances. *Official Journal of the European Communities*, 1997. No L 10. P. 13–33.

51. Dagdale D. S. Yielding of steel sechts containing shifts. *J.Mech. and Phys.Solids*, 1960. № 2, V. 8. P. 100–104.

52. Dowling A. R., Towley C.H.A. The effect of defect on structural failures: a two-criterial approach. *Int.J. Pres. Ves. And Piping*, 1975. Vol.3. № 2. P. 77–107.

53. Рудко В. П., Саломатін В. М., Шкіца Л. Є. Прогнозування та попередження зсувів на гірських трасах газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2004. № 3 (12). С. 5–9.

54. Кузьменко Е. Д., Крижанівський Є. І., Карпенко О. М., Журавель О. М. Прогноз розвитку зсувних процесів як фактор забезпечення надійної експлуатації трубопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2005. № 4. С. 24–35.

55. Крижанівський Є. І., Рудко В. П., Шацький І. П. Оцінка допустимих навантажень на трубопровід у зоні сповзань ґрунту. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*, 2004. № 4. С. 98–100.

## РОЗДІЛ 5

### **ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРУБОПРОВОДІВ, ЩО ПРОХОДЯТЬ У СПІЛЬНИХ ТЕХНІЧНИХ КОРИДОРАХ**

Якісний та кількісний аналіз небезпечних чинників, що створюють ризики під час експлуатації газотранспортних систем є невід'ємним і найважливішим етапом у забезпеченні їхньої надійності та ефективності. Очевидно, що виникнення тієї чи іншої позаштатної ситуації є явищем випадковим.

Власне аналізування аварійного ризику починається з експертної оцінки умов і механізмів виникнення аварій на конкретних складових газотранспортного підприємства, а також формування загального уявлення про пріоритетність тих чи інших заходів щодо підвищення надійності. Водночас у розпорядженні експерта мають перебувати, щонайменше, інформаційні матеріали щодо аварій, що траплялися як на самому об'єкті, так і на аналогічних об'єктах, експлуатованих у складних гірничо-геологічних умовах.

#### **5.1. Дослідження взаємного впливу аварійного руйнування трубопроводів**

У процесі експлуатації магістральних газопроводів їхній технічний стан і робочі параметри відхиляються від проектного рівня, що впливає на абсолютні і питомі енерговитрати на транспортування газу. Експлуатаційні чинники, що визначають обсяг необхідних ПЕР, можна розбити на три групи:

- відхилення конфігурації і гідравлічного опору лінійних ділянок від проектного стану;
- відхилення газодинамічних характеристик КС від проектних унаслідок зниження технічного стану ГПА й іншого устаткування;
- непроектне завантаження газопроводів за продуктивністю в основному через обмежувальний вплив «вузьких

мість» чи в результаті нерозрахованого надходження газу з джерел газопостачання.

Очевидно, що перелічені чинники пов'язані з нерозрахованими режимами транспортування газу. Фактично тут порушується проблема зниження енерговитрат на нерозрахованих режимах роботи газопроводів.



**Рисунок 5.1 – Руйнування трубопроводів у спільному технічному коридорі**

Слід зазначити, що існують такі незалежні умови для руйнування газопроводу: досягнення наскрізним дефектом в тілі труби критичного розміру або наскрізне механічне пошкодження елементів лінійної частини магістралі. Водночас є кілька десятків першопричин та початкових умов аварії, головним чином природного характеру. Це пояснюється прямим, суцільним і дуже тісним контактом МГ із природним

середовищем. Розміщення трубопроводів у природні комплекси найчастіше відбувається без достатніх інженерно-екологічних споруд, за жорстких фінансових обмежень на природоохоронні та превентивні заходи.

У результаті в подібних геотехногенних системах активізуються взаємно руйнівні процеси, наявний безпосередній вплив антропогенної складової. Положення ускладнюється тим, що в останні роки в Україні спостерігається активізування небезпечних природних явищ та процесів (зсуви, зрушення, просадки ґрунтів, повені тощо), багато з яких зумовлені непродуманим характером природокористування (наприклад, неконтрольовані вирубки охоронних лісів у Карпатах). Ці явища і процеси прямо або опосередковано пов'язані з порушенням проектного положення трубопроводів і появою в тілі труби напружень, які призводять до порушення їхньої герметичності.

Отже, магістральні газопроводи характеризуються більш високою вразливістю від агресивних впливів природного середовища порівняно з іншими технологічними об'єктами.

Серед інших чинників, що впливають на аварійність газопроводів, слід зазначити:

- старіння основних виробничих фондів, вичерпання нормативних та гарантійних термінів експлуатації значної їхньої частини. Сьогодні вік 58 % українських газопроводів складає від 15 до 50 років, а близько 5,5 тис. км газопроводів (з 37,1 тис. км загальної протяжності) повністю відпрацювали амортизаційні терміни [1–22]. Значна частина газопроводів має зношене ізоляційне покриття у поєднанні з відсутністю можливостей для внутрішньотрубно́ї дефектоскопії;

- вільний доступ сторонніх осіб в охоронні зони магістральних газопроводів. Несанкціоновані земляні та вибухові роботи, халатність стали одними з основних причин механічних пошкоджень трубопроводів. Показовою в цьому відношенні стала аварія на газопроводі «Боярка-Іванків», що відбулася 8 лютого 2015. Під час будівництва кабельної лінії зв'язку «Укртелекому» проектувальники змінили раніше узгоджене Боярським ЛВУМГ місце перетину нею газопроводу. Під час риття траншеї під кабель у непозначеному місці ікло ковша екскаватора наткнулося на газопровід і застрягло в ньому. Не усвідомлюючи небезпеки, виконроб розпо-



рядився висмикнути ікло з труби. У результаті стався вибух з подальшим загорянням газу. Троє людей загинуло, травмувалося 4 осіб;

– складність умов будівництва та обслуговування магістральних газопроводів, особливо у важкодоступних районах, що зумовлюють високу ймовірність дефекту під час проведення БМР, профілактичних робіт та ремонтів;

– неоднорідність природних і соціально-економічних умов на трасі магістральних газопроводів (МГ), а також різне конструктивне і матеріальне оформлення окремих ділянок МГ. Зміна домінуючих чинників впливу на трасі впливає як на інтенсивність аварій, так і на сценарії їхнього виникнення.

У процесі тривалої експлуатації газопроводів через дію внутрішньої і зовнішньої корозії труб, зношення деяких частин лінійних кранів, засувок та вентилів, витікання газу через мікрозазори збільшується. Але з практики експлуатації газопроводів видно, що найбільша кількість виявлених і ліквідованих середніх та великих свищів припадає на перші роки експлуатації. Після їхнього ліквідування кількість втрат газу скорочується.

Відповідно до методики випробування газопроводів на щільність витікання газу з трубопроводів прямо пропорційне площі поверхні газопроводів, тиску газу й обернено пропорційне температурі газу.

$$Q_{BT} = 1113,5 \cdot \frac{D_{сер} \cdot L \cdot P_{сер}}{T_{сер} \cdot Z_{сер}} \tau_{доб}, \quad (5.1)$$

де  $D_{сер}$  – середній діаметр труб, м;  $L$  – довжина газопроводу, км;  $P_{сер}, T_{сер}$  – середні тиск і температура газу за звітний період, МПа і °К;  $Z_{сер}$  – середній коефіцієнт стисливості;  $\tau_{доб}$  – звітний період роботи газопроводу, діб.

Згідно з формулою (5.1) збільшення середньої температури газу призводить до зменшення витікання газу, а зменшення температури в зимовий період – до збільшення втрат газу.

Виробничий процес на об'єктах потребує проведення спеціальних природоохоронних заходів, оскільки під час експлуатації утворюються відходи, що забруднюють довкілля.

ля. В атмосферу викидається велика кількість забруднювачів (табл. 5.1).

**Таблиця 5.1 – Характеристика викидів в атмосферу**

Назва стаціонарних джерел викидів шкідливих речовин	Назва викидів шкідливих речовин	ГДК мг/м <sup>3</sup>	Характеристика джерел викиду		Об'єм газоповітряної суміші на виході із джерела, м <sup>3</sup> /с	Потужність викиду забруднювальних речовин, т/рік
			Висота, м	Діаметр, м		
ГПА-10	NO	0,4	10	2,5	45,76	0,003
	NO <sub>2</sub>	0,085				
	CO <sub>2</sub>	5				
Пилоуловлювач	Природний газ	50	10	0,05	0,78	0,002
Абсорбер	ДЕГ	1,5	5	0,05	0,78	0,063

Величину максимальної приземної концентрації шкідливих речовин  $C_m$  для викиду нагрітої газоповітряної суміші з одиночного (точкового) джерела з круглим устям за несприятливих метеорологічних умов на віддалі  $x_m$ , від джерела, знаходять за формулою

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (5.2)$$

де  $A$  – коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери і визначає умови вертикального та горизонтального розсіювання шкідливих речовин в атмосферному повітрі,  $\frac{c^{2/3} \cdot \text{мг} \cdot (\text{°C})^{1/3}}{2}$ ;  $M$  – кількість шкідливої речовини, що викидається в атмосферу, г/с;  $F$  – безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осідання шкідливих речовин в атмосферному повітрі;  $m$  і  $n$  – безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу газоповітряної суміші від джерела викиду;  $H$  – висота джерела викиду над рівнем землі, м;  $H=5$  м;  $\Delta T$  – різниця між температурою газоповітряної суміші, що викидається  $T_r$  і температурою навколиш-

нього атмосферного повітря  $T_B$ , °C;  $V_I$  – об’єм газоповітряної суміші, м<sup>3</sup>/с, та визначається за формулою

$$V_I = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \omega_0, \quad (5.3)$$

де  $D$  – діаметр джерела викиду,  $D=0,3$  м;  $\omega_0$  – середня швидкість виходу газоповітряної суміші джерела викиду,  $\omega_0 = 15$  м/с.

Коефіцієнт  $A$  вибирають для метеорологічних умов, за яких концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі від джерела викиду досягають максимального значення. Для України  $A=160$ .

Величини  $M$  і  $V_I$  необхідно визначати розрахунком у технологічній частині проєкту або приймати відповідно до чинних для даного виробництва нормативів.

Величину  $\Delta T$  слід визначати, приймаючи температуру навколишнього повітря  $T_B$  за середню температуру зовнішнього повітря в 13 год. найбільш спекотного місяця за розділом СНіП «Будівельна кліматологія і геофізика», а температуру газоповітряної суміші, що викидається в атмосферу  $T_G$  – за чинними для даного виробництва технологічними нормативами.

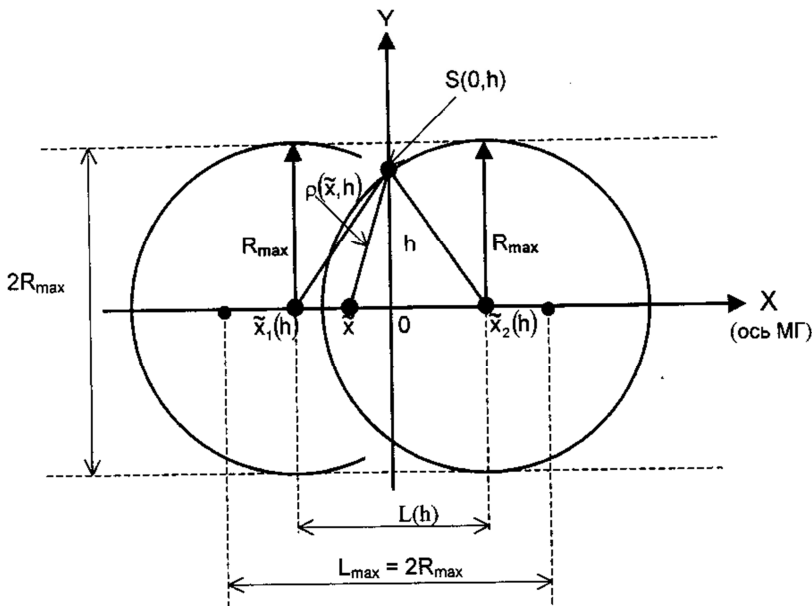
Для підрахунку кількості шкідливих речовин, що викидається в атмосферу, запишемо рівняння

$$Q = F \cdot \omega_0, \quad (5.4)$$

де  $Q$  – об’ємний розхід газу в умовах потоку, м<sup>3</sup>/с;  $F$  – площа поперечного перерізу потоку, м<sup>2</sup>.

Найчастіше поле потенційного ризику виражають у вигляді ізоліній з розмірністю 1/рік. У цьому разі значення ризику в конкретному осередку відносять до центру осередку або будь-якої іншої характерної точки осередку, а ізолінії проводять із певним кроком методом лінійної інтерполяції. Інший спосіб – колірне об’єднання осередків зі значеннями потенційного ризику в заданому інтервалі. Стосовно лінійної частини МГ завдання побудови поля потенційного ризику можна спростити. Якщо в межах виділеної ділянки МГ

частота відмов незмінна, то досить визначити значення ризику по нормалі до МГ в довільній точці МГ, а потім побудувати ізолінії ризику, траси МГ, що повторюють конфігурацію. Очевидно, що у разі аварії із загоранням газу у довільній точці траси газопроводу максимальну за площею зону термічної дії, в межах якої є ненульова ймовірність різних видів термічного ураження, описують колом радіусу  $R_{\max}$  із центром в цій точці (рис. 5.2).



**Рисунок 5.2 – До розрахунку ймовірності ураження людини під час пожежі на газопроводі**

Для реципієнта, що перебуває в довільній точці  $S(0, h)$ , віддаленій по нормалі на відстані  $h$  від газопроводу, ураження ймовірне у разі виникнення аварії з максимальним радіусом зони негативної дії  $R_{\max}$  у будь-якій точці  $\tilde{x}$  ділянки газопроводу з координатами  $\tilde{x}_1(h)$  і  $\tilde{x}_2(h)$ , завдовжки  $L$ :

$$L(h) = 2\sqrt{R_{\max}^2 - h^2}. \quad (5.5)$$

Зі збільшенням  $h$ , тобто з віддаленням точки  $S(0, h)$  від газопроводу, довжина небезпечної ділянки газопроводу зменшується і при  $h = R_{\max}$  вона дорівнює нулю (тобто небезпечна ділянка вироджується в точку). Отже, випадкова величина  $\tilde{x}$  (координата місця розриву із загоранням газу на лінійному джерелі), визначальна можливість термічного ураження в точці  $S(0, h)$ , повинна мати значення в діапазоні:

$$\tilde{x}_1(h) = -\sqrt{R_{\max}^2 - h^2} \leq \tilde{x} \leq \tilde{x}_2(h) = +\sqrt{R_{\max}^2 - h^2}. \quad (5.6)$$

Подібні міркування застосовні і для некругової імовірнісної зони термічного ураження. Оскільки функція  $L(h)$  є шириною цієї зони на відстані  $h$  від осі газопроводу, то апроксимація межі імовірнісної зони ураження (межі 1-відсоткового ураження) функцією  $F(x, h) = 0$  дозволить приблизно визначити координати  $x_1(h)$ ,  $x_2(h)$  небезпечної ділянки газопроводу, а отже і довжину цієї ділянки  $L(h) = x_1(h) - x_2(h)$ .

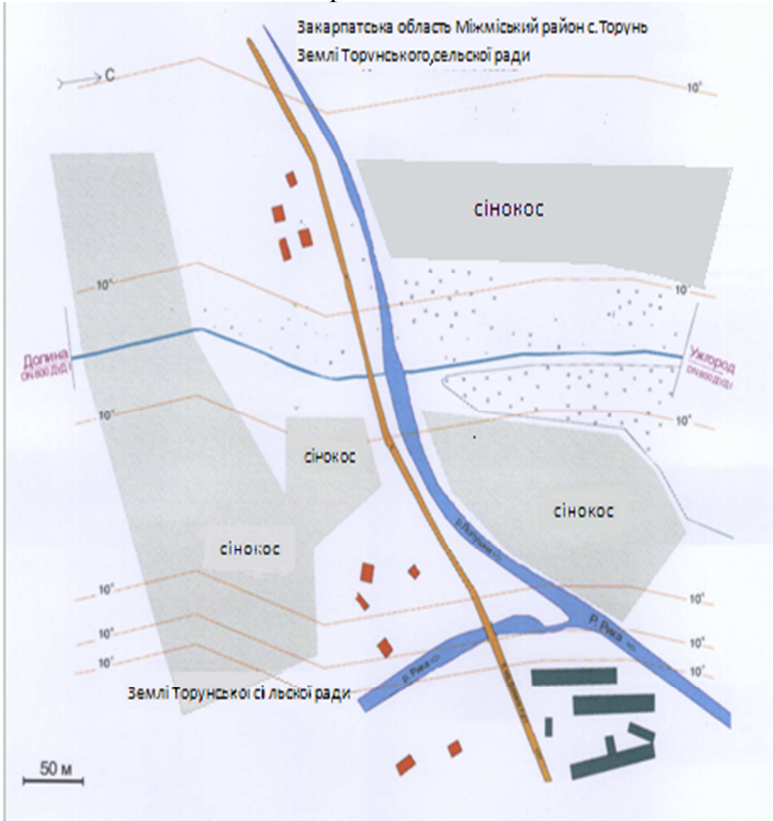
Якщо повернутися до рис. 5.1, то визначивши відстань від точки  $\tilde{x}$  до точки  $S(0, h)$  як  $\rho(\tilde{x}, h) = \sqrt{\tilde{x}^2 + h^2}$ , після попередніх розрахунків теплової дози, отриманої за час експозиції (час виходу із зони небезпеки), для усіх вибраних варіантів поведінки людини за надзвичайної ситуації, ймовірність термічного ураження людини в точці  $S(0, h)$  у разі виникнення аварії із загоранням газу в довільній точці  $\tilde{x}$  небезпечної ділянки можна виразити через інтеграл Гауса [46–61]:

$$P_T[\rho(\tilde{x}, h)] = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\text{Pr}[\rho(\tilde{x}, h)]-5} \exp(-z^2/2) dz. \quad (5.7)$$

Оскільки сама вірогідність висхідної негативної події є функція випадкової величини  $\tilde{x}$  із щільністю розподілу  $\lambda_T(\tilde{x})$  (де  $\lambda_T(\tilde{x})$  – очікувана частота виникнення аварійного розриву газопроводу із загоранням газу на одиниці довжини для даного інтервалу часу), потенційний ризик на відстані  $h$  від газопроводу впродовж даного інтервалу часу дорівнюватиме математичному очікуванню цієї функції

$$R_T(h) = \int_{\tilde{x}_1(h)}^{\tilde{x}_2(h)} \lambda_T(\tilde{x}) \cdot P_T[\rho(\tilde{x}, h)] d\tilde{x}. \quad (5.8)$$

Приклад побудованого поля потенційного ризику для ділянки МГ наведений на рис. 5.3.



**Рисунок 5.3 – Схематичне поле потенційного ризику ділянок магістральних газопроводів**

В умовах технологічних об'єктів (КС, ГРС, АГНКС) просторова організація небезпечних елементів відрізняється великою складністю. Крім того, самі ці елементи відмінні один від одного за технічними характеристиками (трубопроводи різного діаметра і виду укладання, посудини високого

тиску різного виконання і з різним обв'язуванням тощо), що впливають на розміри та форми імовірнісних зон ураження. Для побудови полів потенційного ризику з таких об'єктів зазвичай використовуються спеціальні програмні комплекси.

У методичному плані при побудові полів потенційного ризику для технологічних об'єктів необхідно враховувати таке:

- показники ризику КС і ГРС визначаються «далекобійними» джерелами небезпеки, пов'язаними з «високою стороною» (тобто з магістральним газопроводом або газопроводом-відведенням). Внутрішньомайданчикові газопроводи малих діаметрів і відносно низького тиску (наприклад, до котельних, до резервних газотурбінних електростанцій тощо) з розрахунків можна вилучати. Те ж стосується складів паливо мастильних матеріалів (ПММ), метанолу і одоранту. Крім того, допускається не враховувати принципів можливості виникнення аварій у компресорних цехах або індивідуальних укриттях для ГПА через витіки турбінного мастила або ГСМ. За таких аварій у персоналу зазвичай є достатньо часу (до 3 хвилин) для того, щоб покинути небезпечну зону. Вибухове згорання витоків паливного газу усередині компресорного цеху за наявності в ньому скидних отворів також з великою часткою вірогідності не призведе до загибелі персоналу. Реальна загроза загибелі частини персоналу виникає тільки у разі руйнування будівлі КЦ;

- в умовах відносно «щільної» забудови будівлі і споруди можуть служити перешкодою для струменів газу, що горять, тобто для конкретної точки на майданчику об'єкта може виникнути ефект теплової «тіні»;

- частота відмов окремих видів устаткування (ГПА, сепаратори, пиловловлювачі, АВО газу та ін.) включає і частоту аварій на трубопроводному обв'язуванні цих об'єктів. За такої умови швидкість витікання піч час їхнього аварійного руйнування визначається діаметром патрубку, що відмовив;

- при розривах трубопроводів і апаратів на «високій стороні» КС аварійне перекриття кранів може бути здійснене у кращому разі через 2,0–2,5 хвилини, що більше від критичного часу термічної дії полум'я на людину, яка перебуває на відкритій місцевості (1–2 хвилини). Як найбільш консервативне припущення слід приймати, що у разі прямої

дії струменів газу, що горять, на легкі каркасні будівлі, персонал, який перебуває в них, може загинути;

– за необхідності визначення не лише соціального, але і матеріального збитку, необхідно враховувати сценарії відносно тривалої (до 30 хв і більше) термічної дії пожежі, а також можливість баричних ушкоджень будівель та технологічного устаткування повітряною ударною хвилею;

– за наявності у складі КС двох і більше компресорних цехів інтегральне поле потенційного ризику має будуватися шляхом накладення локальних полів окремих цехів в припущенні, що аварії не можуть відбуватися одночасно на об'єктах двох і більше цехів;

– за наявності у складі ОПО однакових КС (ГРС, АГНКС) допускається будувати поле потенційного ризику тільки для однієї КС (ГРС, АГНКС) із подальшим розрахунком на його основі інших показників ризику по кожній КС (ГРС, АГНКС);

– якщо завдання аналізу аварійного ризику обмежене тільки третіми особами, то суцільне поле потенційного ризику можна не будувати, а обмежитися тільки територіями, де перебувають (можуть перебувати) інші.

Масу газу  $M$  в секції  $МГ$  за відсутності або невеликої кількості відводів (рис. 5.4) визначають за формулою

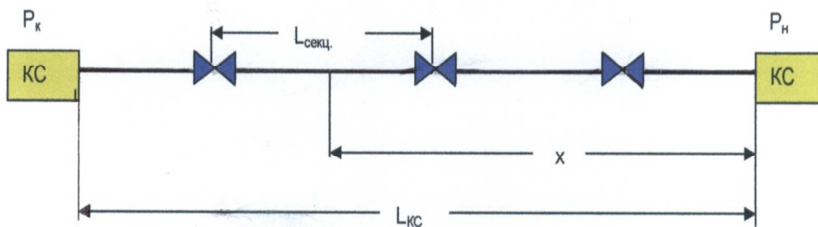
$$M = \sqrt{P_n^2 - \left(\frac{P_n^2 - P_k^2}{L_{KC}} \cdot x\right)} \cdot \frac{D_y^2 \cdot L_{секц}}{T} \cdot 1,51 \cdot 10^{-3}, \quad (5.9)$$

де  $L_{KC}$  – відстань (км) між двома послідовними КС;  $P_n$  – проєктний (абс.) тиск (МПа) на виході попередньої (стосовно секції) КС;  $P_k$  – розрахунковий (абс.) тиск (МПа) на вході подальшої КС;  $x$  – відстань (км) від попередньої КС до середини секції;  $L_{секц}$  – довжина (км) секції газопроводу;  $D_y$  – умовний (внутрішній) діаметр (мм) газопроводу;  $T$  – середня температура (град. К) газу в секції (в точці  $x$ ), спрощено розраховується за формулою

$$T = T_k + (T_n - T_k) \cdot \frac{L_{KC} - x}{L_{KC}}, \quad (5.10)$$



де  $T_n$  – зимова температура (град.К) на виході попередньої (стосовно секції) КС;  $T_k$  – зимова температура (град. К) на вході подальшої КС.



**Рисунок 5.4 – Схема визначення маси газу в секції МГ**

За великої кількості газопроводів-відводів від МГ масу газу (у тоннах) в його секціях слід розраховувати за формулою:

$$M = P_x \cdot \frac{D_y^2 \cdot L_{секц}}{T} \cdot 1,51 \cdot 10^{-3}, \quad (6.11)$$

де  $P_x$  – фактичний (абс.) тиск (МПа) в середині секції.

У ході розрахунку маси газу в газопроводі-відводі можна використовувати формулу (5.9), приймаючи, що:

$L_{КС} = L_{секц}$  – повна довжина відводу, км;

$P_n$  – абсолютний тиск (МПа) у точці підключення відводу до МГ;

$P_k$  – абсолютний тиск (МПа) в кінці відводу (на вході ГРС);

$x$  – половина загальної довжини (км) відводу;

$T$  – середня зимова температура (К) транспортованого газу.

У ході розрахунків не слід забувати перераховувати надлишковий тиск в абсолютне значення, додаючи 0,1 МПа.

Перед побудовою поля потенційного ризику рекомендовано скласти таблицю, що містить результати розрахунків динаміки аварійного витікання та параметри термічного ураження (розміри струменя і зон термічного ураження).

Після побудови поля потенційного ризику можна розпочинати визначення показників колективного, індивідуаль-

ного і соціального ризику, а також ризику нанесення збитків різних видів. У цій частині аналізу використовують інформаційні матеріали, що стосуються:

- чисельності і територіально-тимчасового розподілу персоналу як самого структурного підрозділу, так і сусідніх підприємств, населення або випадкових осіб, які виявилися (можуть виявитися) «прописаними» в межах поля потенційного ризику;

- інтенсивності руху транспортними магістралями, що перетинають МГ або є паралельними у безпосередній близькості від МГ;

- режиму роботи персоналу, сусідніх підприємств, населення, особливостей проведення конкретних видів сільськогосподарських та інших робіт;

- вартості виробничих, оборотних та інших фондів структурних підрозділів, майна третіх осіб.

На принциповій технологічній схемі ЛВУМГ мають бути нанесені всі магістральні газопроводи (рис. 5.5) і відводи від них (із назвами, умовними діаметрами, кілометражем і протяжністю газопроводів), вузли підключення КС, лінійні крани та крани на перемичках, ГРС, найбільш великі підводні переходи і переходи через автодороги I категорії та залізниці.

Дані про посекційний (тобто між лінійними кранами) розподіл газу в межах лінійної частини газопроводів ЛВУМГ можуть бути отримані розрахунковим шляхом.

Втрати газу умовно можна поділити на явні і неявні.

*Явні втрати газу* очевидні та їх можна визначити, заміряти і розрахувати. До них належать:

- втрати газу, що виходить через мікротріщини, раковини, нещільність запірної арматури;

- втрати під час періодичного очищення внутрішньої порожнини газопроводів;

- втрати під час продування конденсатозбірників, пилловловлювачів.

*Неявними втратами газу є:*

- втрати газу в результаті фазових перетворень у газопроводі і утворення пари рідкої фази та гідратів;

- втрати під час експлуатації на КС безрегенеративних газотурбінних установок;

- втрати у разі відхилення ГПА від оптимальних режимів роботи;
- втрати газу через конденсат, що утворився в газопроводі.



**Рисунок 5.5 – Взаємне прокладання двох ниток трубопроводів**

Очищення здійснюється за накопичення різноманітних забруднень у внутрішній порожнині газопроводу. Основна причина наявності у внутрішній порожнині газопроводу забруднень – недостатнє очищення газопроводу після його будівництва, недостатня підготовка газу на установках попередньої підготовки газу. Для зниження втрат газу виділяють такі вимоги до очисних пристроїв:

- забезпечення надійного і безперебійного постачання в період їхнього проходження;
- проходження запірної арматури, відводів, перемичок без ускладнень.

Особливі вимоги ставлять до системи сигналізації проходження очисних пристроїв газопроводом.

Основними втратами газу на потреби КС – є паливний газ. Перед запуском ГПА продувають контур нагнітача газом протягом 20–40с, а потім через свічку скидається в атмосферу. Число запусків агрегатів на рік залежить від показників надійності роботи ГТУ і складає 10–30 разів на рік. Для зменшення втрат газу під час запусків і зупинок необхідно з'єднати єдиним колектором, в який буде продуватися і випускатися газ. Із колектора відпрацьований газ можна використовувати як паливний на агрегатах, а також котельнях для підігріву води.

Дійсне витікання газу із змонтованих газопроводів не перевищує 1,2 % від обсягу перекачаного газу, а середня похибка діафрагмових витратомірів становить не менше ніж 1,5–2 %. Тому виявити і кількісно визначити ці втрати газу за допомогою існуючих методів обліку газу майже неможливо.

Проаналізовано втрати, пов'язані зі стравлюванням і продуванням в процесі підключення відводів, перемичок і різноманітних технологічних дій можна розділити за робочим тиском на дві категорії:

- без тиску або за незначного тиску, що забезпечує безпеку проведення зварних робіт;
- під високим тиском, що викидає з відключеної ділянки велику кількість газу.

В Україні була розроблена технологія врізання відводів під високим тиском. Основна відмінність розробленої технології – повне виключення зварних робіт на діючому газопроводі внаслідок використання спеціального комплексу обладнання. Цей метод врізання відводів, перемичок дозволяє зменшити втрати газу завдяки тому, що не потрібно стравлювати газ в атмосферу, не порушуючи режим роботи газопроводу.

## 5.2. Оптимізування режимів експлуатації трубопроводів, що проходять у спільних технічних коридорах

Сутність оптимізування режиму транспортування заданого обсягу газу магістральним газопроводом зводиться до пошуку такого розподілу навантаження між КС, компресорними цехами на КС і ГПА в цехах, яке б забезпечувало мінімум сумарних енергетичних витрат. Критерієм оптимізування може бути мінімум сумарної витраченої потужності, ГПА чи мінімум витрати паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), до яких належать паливний газ та електроенергія.

Зокрема розглядаємо оптимізування процесів, щодо експлуатації майбутнього газопровода інтерконектора (рис. 5.6, 5.7).



Рисунок 5.6 – Проект газопроводу інтерконектора Польща – Україна

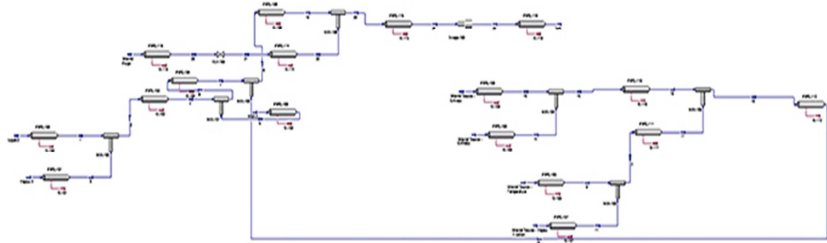
Слід зазначити, що за фіксованих тисків на вході КС<sub>1</sub>  $p_1$  і виході КС<sub>2</sub>  $p_2$  та заданій витраті завантаження цих двох КС

може бути змінена тільки шляхом варіювання тиску на виході КС<sub>1</sub>. За такої умови змінюються ступені стиску і частота обертання ГПА на обох станціях, а також і об'ємна витрата через КС<sub>2</sub>. Однак тиск на виході КС<sub>1</sub> може змінюватися в обмеженому інтервалі значень

$$P \in (p_{max} \div p_{min}),$$

де  $p_{max}$  – максимальний тиск на виході КС<sub>1</sub>, що не може бути більший від гранично допустимого за умовами міцності труб і не може перевищувати тиску, зумовленого розташовуваною потужністю КС<sub>1</sub>, тиском на вході  $p_1$ ; і витратою газу через КС<sub>1</sub>;

$p_{min}$  – такий тиск на вході КС<sub>1</sub>, за якого КС<sub>2</sub> витрачає всю розташовану потужність для підтримання вихідного тиску  $P_2$  на заданому рівні (чи виходить на інше обмеження, наприклад, за максимальною частотою обертання).



**Рисунок 5.7 – Оптимізування режимів роботи трубопроводів в одному технічному коридорі**

Діапазон  $p_{max} \div p_{min}$  тим ширший, чим більший запас потужності на КС. Здебільшого умовою оптимальної роботи магістрального газопроводу є підтримання максимально пропускнуго тиску на виході КС. Тому доцільно поставлене завдання вирішувати, розбивши її на два етапи: на першому етапі визначається, чи є оптимальним базовий режим під-

римки максимального тиску на виході з кожної КС і, оптимальним усе-таки не є, то на другому етапі розв'язується задача пошуку оптимального режиму. Узявши за точку відліку базовий режим із максимальним допустимим тиском на виході КС<sub>1</sub>  $P_1$ , визначимо, якою буде витрата паливного газу зі зниженням цього тиску. Очевидно, що у разі збільшення сумарної витрати палива по обох КС, оптимальним є базовий режим. Навпаки, якщо зі зниженням  $P_1$  сумарна витрата палива виявляє тенденцію до зменшення, то базовий режим не є оптимальним і витрату палива може бути знижено шляхом зміни режиму.

Загальний запропонований алгоритм визначення можливості зниження витрати паливного газу на двох сусідніх КС унаслідок зниження тиску на виході першої з них зводиться до таких дій:

– визначають значення коефіцієнтів  $f_1, f_2, a, k_1, k_2$ , та підраховують значення критерію, порівнюваного з нулем;

– визначають знаки коефіцієнтів  $l_1$  і  $l_2$  (позитивне значення коефіцієнта  $l_1$  означає, що зі зниженням  $P_1$  зростає значення політропічного к. к. д. агрегату КС<sub>1</sub>  $\eta_1$ ; водночас за зниженням  $P_1$  приведена об'ємна продуктивність КС<sub>2</sub> зменшується, зростання  $\eta_2$  відповідає положення робочої точки вихідного режиму на падаючій гілці характеристики к. к. д. і від'ємне значення коефіцієнта  $l_2$ );

– за додатнього значення критерію і положення робочої точки вихідного режиму КС<sub>1</sub> в області зростання політропічного к. к. д., а КС<sub>2</sub>, – у області його зменшення, тобто якщо  $l_1 \geq 0, l_2 \leq 0$ , то роблять однозначний висновок: оптимізування можливе;

– за від'ємного значення критерію і положення точки базового режиму КС<sub>1</sub> в області зменшення політропічного к. к. д., а КС<sub>2</sub> — у області його збільшення, тобто  $l_1 \leq 0, l_2 \geq 0$ , робимо висновок: – оптимізування неможливе;

– у всіх інших випадках необхідно обчислити значення коефіцієнтів  $l_1, l_2, d_1, d_2, b$  (перші чотири коефіцієнти обчислюють за характеристиками нагнітачів відповідно першій і другій КС з урахуванням положення робочих точок вихідного режиму), визначити знак розгорнутого критерію і зробити по ньому висновок про можливість зниження витрат ПЕР.

Отже, під реконструкцією магістрального газопроводу системи газопроводів мають на увазі їхню перебудову [5–

15], спрямовану на досягнення відповідних перспективних потокових і режимних вимог ЄСГ, забезпечення загальної й екологічної безпеки транспортування газу, зниження ресурсоемності та покращення техніко-економічних показників транспортування газу, здійснюване шляхом будівництва нових і розширення діючих об'єктів (компресорні цехи, нитки лінійної частини), заміни морально та фізично застарілого устаткування на сучасне вискооефективне, модернізування діючого устаткування. Локальними об'єктами реконструкції, як правило, є компресорні цехи і лінійні ділянки, що лімітують подачу газу, так звані «вузькі місця».

Більшість зазначених цілей реконструкції зв'язано зі збільшенням продуктивності діючих газопроводів, зниженням енергетичних і експлуатаційних витрат на транспортування газу, підвищенням ступеня використання наявних виробничих потужностей та поліпшенням техніко-економічних показників газопроводів. Підхід до газотранспортної мережі із упровадженням нових технічних рішень, що інтенсифікують технологію транспортування газу.

Об'єкти, обсяги і способи реконструкції газопроводів необхідно обґрунтовувати на базі таких основних концепцій: пріоритет потокових і режимно-технологічних вимог до реконструкції; пріоритет енергозбереження стосовно економії інших ресурсів; типізація пропонованих технічних рішень щодо реконструкції.

Раніше зазначено, що поряд із забезпеченням перспективних газопотоків, метою реконструкції може бути забезпечення загальної й екологічної безпеки, енергозбереження та поліпшення техніко-економічних показників транспорту газу. Однак у будь-якому разі реконструкція має обов'язково задовольняти схему газопотоків. Прикладне значення цієї концепції полягає в тому, що обсяг реконструкції необхідно обирати чітко відповідно до перспективного режиму транспортування газу, причому реконструкція охоплює тільки ті ділянки і КС, що лімітують режим («вузькі місця»). Тим самим не допускаються надлишкові обсяги робіт, що були б неминучі, якщо орієнтуватися тільки на загальний вироблений ресурс устаткування. Вимоги до реконструкції, пов'язані з екологією, і загальною безпекою транспортування газу, необхідно висувати незалежно від рівня необхідних техніко-економічних витрат.



При реконструкції газопроводів їх не можна розглядати як самостійні об'єкти. Системний підхід до реконструкції є значним резервом зниження матеріально-технічних витрат і капітальних вкладень на здійснення реконструкції. Системний підхід виявляється в двох аспектах. З одного боку, мають на увазі реконструкцію мережі газопроводів ЄСГ, як єдиної системи за фіксованої схеми потоків газу. У цьому плані розглядають такі питання:

- розробляють заходи, що унеможливають недоподачу газу, пов'язану з погіршенням технічного стану устаткування;
- розробляють заходи щодо забезпечення надійності і маневреності ЄСГ.

З іншого боку, системний підхід до реконструкції виражається в аналізуванні кожного реконструйованого газопроводу у взаємодії з іншими, прокладеними в тому ж технічному коридорі. Це відповідає сучасному підходу до проектування багатониткових систем з об'єднаним режимом компресорних цехів на кожній КС, укрупненням агрегатної потужності і скороченням кількості резервних ГПА.

Основними ресурсами, використовуваними в транспортуванні газу, є металозатрати, енерговитрати (паливний газ і електроенергія) та трудові ресурси. За сучасної техніко-економічної кон'юнктури пріоритет варто віддавати енергозбереженню. Це положення виконують у такий спосіб. Відомо, що газотранспортну мережу на попередніх етапах розвивали на основі традиційної технології транспортування газу, сформованої в умовах щодо невисокої вартості енергоресурсів і дефіциту металу труб. У результаті сформована технологія транспортування газу може бути охарактеризована як металозберігальна. Разом із тим тенденція подорожчання енергоресурсів у сучасних умовах і на перспективу диктує необхідність переходу на енергозберігальну техніку та технологію. Звідси випливає, що газопроводи необхідно реконструювати на основі сучасних енергозберігальних ГПА і технологічних схем транспортування газу. Такі схеми реалізуються на основі низьконапірної технології транспорту газу з додатковим розвитком лінійної частини (прокладкою лупингів). Варто наголосити, що впровадженню цих технологій сприятиме вивільнення металу труб у зв'язку з очікуваним згортанням будівництва нових газопроводів.

Типізація технічних рішень стосовно реконструкції газопроводів має на увазі формування визначеного набору ефективних пропозицій з реконструкції основних технологічних елементів газотранспортних систем-компресорних цехів і лінійних ділянок. Типові технічні рішення мають ґрунтуватися на прийнятих у галузі напрямках технічного прогресу. З цього погляду реконструкцію газопроводів на базі типових технічних рішень можна розглядати як реалізування єдиної технічної політики галузі в цій сфері. Типізація технічних рішень із реконструкції компресорних цехів, КС та лінійних ділянок необхідна також з погляду взаємодії з галузями-постачальниками устаткування і труб. Номенклатуру устаткування, яку замовляють, має формуватися з урахуванням нового будівництва і реконструкції КС.

За сучасної вихідної техніко-економічної кон'юнктури і, насамперед, у результаті подорожчання паливно-енергетичних ресурсів, оптимальна продуктивність реконструйованих газопроводів характеризується меншими значеннями, ніж, котра була обґрунтована у свій час при їхньому проектуванні (за однакових діаметрів і робочих тисків). Це рішення рівнозначне зниженню оптимальної продуктивності нитки і, відповідно, зниженню енергоємності транспортування газу.

У результаті реконструкції запобігають зниженню продуктивності мережі газопроводів ЕСГ, що виникло б у зв'язку з погіршенням його технічного стану й у результаті недостатніх маневрених властивостей системи.

Забезпечується зниження енергетичних витрат на транспортування газу. Реконструкція газопроводів має передбачати ряд енергозберігальних заходів, що дають економію паливного газу й електроенергії. Слід зазначити, що досягнута економія паливного газу, дозволяє відповідним чином збільшити постачання товарного газу споживачам.

До енергозберігальних заходів належать:

- застосування високоекономічних газотурбінних ГПА нового покоління;
- модернізування діючого парку газотурбінних ГПА для підвищення економічності;
- використання електроприводу (заміна газотурбінних ГПА, що відпрацювали ресурс, на електроприводні);

– застосування енергозберігальних газотранспортних технологій із додатковим розвитком лінійної частини (із прокладанням лупінгів і збільшенням діаметра прокладених труб);

– підвищення тиску в газопроводах після заміни дефектних труб;

– підвищення гідравлічної ефективності лінійних ділянок після їхнього облаштування очисними пристроями;

– застосування засобів ефективного узгодження характеристик ГПА та газопроводу — змінної проточної частини і вхідних регулювальних апаратів відцентрових нагнітачів.

Важливими результатами реконструкції є зменшення екологічної небезпеки газопроводів, підвищення надійності їхньої роботи, а також поліпшення техніко-економічних показників під час транспортування газу.

### **5.3. Підвищення безпеки експлуатації газопроводів, що проходять у спільному технічному коридорі**

У процесі експлуатації систем магістральних газопроводів постають завдання щодо оцінювання ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів і пошуку резервів їхньої економії. Дійсна методика дозволяє вирішувати ці завдання на основі універсального підходу, причому всю газотранспортну систему розглядають як єдине ціле, а не поелементно. Декомпозиція системи здійснюється особливим способом, що дозволяє зберегти найбільш істотні (з енергетичної точки зору) зв'язки між елементами газопроводу і режимами їхньої роботи. У результаті застосування системного підходу стає можливим виявити загальні закономірності зміни витрат ПЕР залежно від окремих параметрів системи, а також визначити елементи газопроводу, що найбільший вплив чинять на загальний рівень енерговитрат. За базу для аналізування і порівняння необхідно брати типовий середній добовий фактичний режим роботи газопроводу, що відповідає вимозі стабільності за відсутності істотних змін схем роботи цехів і КС, за постійного обсягу транспортувань газу і незначних коливаннях тиску на вході і виході компресорних цехів.

Розташовані на території України трубопровідні системи перебувають у складному взаємозв'язку із довкіллям, який, як правило, має негативний характер. Звідси випливає одне з основних завдань: з одного боку, звести до мінімуму техногенну дію, в період будівництва і особливо експлуатації та аварійних ситуацій магістральних газопроводів, з іншого – зменшити негативний вплив природних чинників на надійність та безпеку трубопровідних об'єктів.

Сучасні магістральні газопроводи діаметром до 1420 мм із робочим тиском до 10 МПа і довжиною в тисячі кілометрів є вибухопожежонебезпечними, відносний потенціал вибухонебезпеки перевищує 50. Їхні руйнування пов'язані з великомасштабними екологічними збитками, насамперед через механічні та термічні пошкодження природного ландшафту. Аварійний викид газу на одному магістральному газопроводі може спричинювати пошкодження сусідніх газопроводів внаслідок вибухової хвилі.

Ударна хвиля, маючи великий запас енергії, може руйнувати виробничі та цивільні будівлі, обладнання, техніку, а також загрожувати життю людей та тварин. Для прикладу, при аварії на відстані 60 км від м. Уфа на продуктопроводі «Західний Сибір – Урал – Поволжя» за оцінками фахівців енергія вибуху вуглеводневої суміші становила 3000 т тротилового еквіваленту. У результаті ударною хвилею було повалено ліс на площі 2,5 км<sup>2</sup>, а в радіусі 15 км було частково зруйновані дахи будівель.

У разі руйнування (розгерметизації) газопроводів вибухонебезпечний газ витікає під високим тиском в атмосферу. Зі зниженням тиску в газопроводі спрацьовує відсікальна арматура (автомати закриття кранів), що перекриває аварійну ділянку. Обсяг викиненого в довкілля газу залежить від довжини ділянки, що блокується автоматами, і часу спрацьовування запірної арматури. Дальність поширення хмари вибухонебезпечної суміші в напрямку вітру визначають за емпіричною формулою:

$$l = 25 \sqrt{\frac{M}{w}}, \text{ м} \quad (5.12)$$

де  $M$  – масова секундна витрата газу з пошкодженої ділянки газопроводу, кг/с;  $w$  – швидкість вітру, м/с.

У нормативних документах США формула для визначення радіуса потенційного впливу (РПВ) має такий вигляд:

$$r = 0,69 D \sqrt{p}, \quad (5.13)$$

де  $r$  – радіус потенційного впливу, фут (1 фут = 0,3048 м.);  $p$  – максимальний робочий (експлуатаційний) тиск, фунт/дюйм<sup>2</sup> (1 фунт/дюйм<sup>2</sup> = 6834,76 Па);  $D$  – зовнішній діаметр газопроводу, дюймах (1 дюйм = 0,0254 м).

Єдисон штат Нью-Джерсі, 4/23/94 ТЕТСО вибух газопроводу (36" діаметр труби, робочий тиск 975 фунтів на квадратний дюйм). Прогнозний РПВ становить 775 фути (236,4 м), Фактичний радіус дії був 1000 футів (304,8 м) (рис. 5.8, 5.9). 70 людей травмувалися, 1500 людей були евакуйовані, 9 приміщень були знищені.

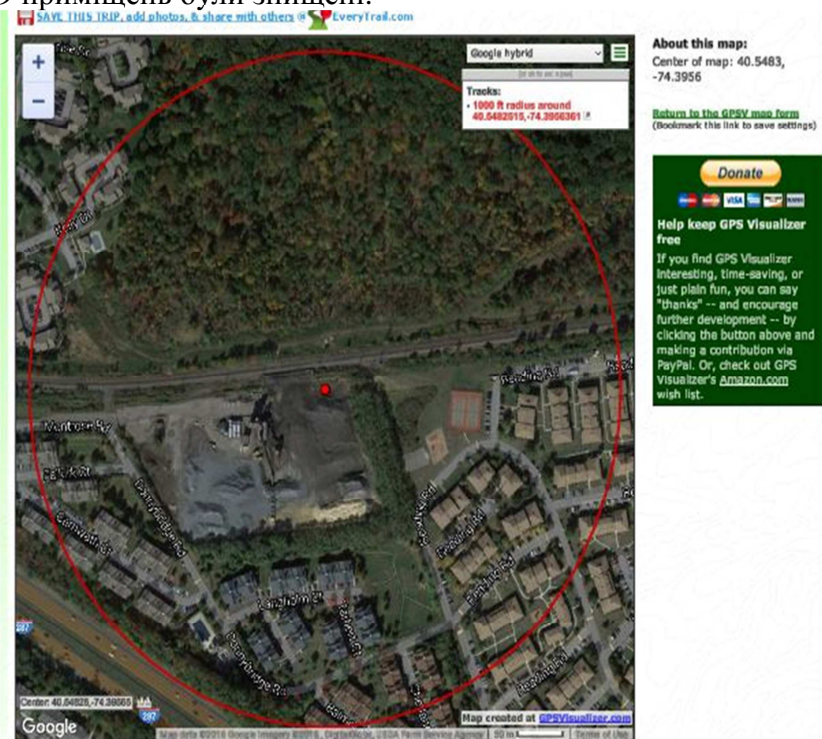


Рисунок 5.8 – Аварія на газопроводі «Едисон» (штат Нью-Джерсі, США, 1994 р.

У роботах [3–18] запропонована формула для оцінювання зони ураження при розриві магістрального газопроводу на повний переріз:

$$r = 99 D \sqrt{p} , \quad (6.14)$$

де  $r$  – радіус потенційного впливу, м;  $p$  – максимальний робочий (експлуатаційний) тиск, МПа;  $D$  – зовнішній діаметр газопроводу, м.

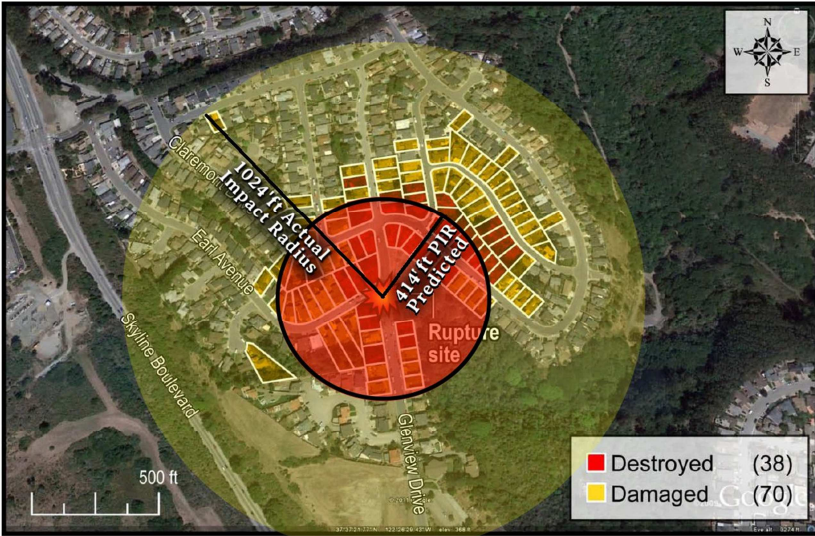
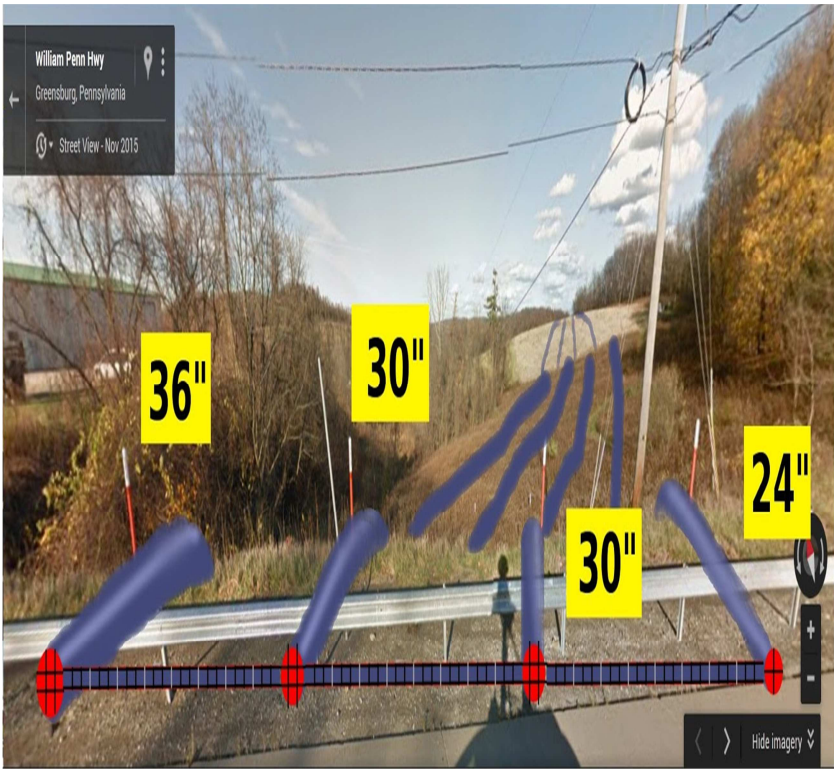


Рисунок 5.9 – Моделювання аварійного вибуху

Застосувавши формулу (5.14) для розрахунку, за наведеними вище даними ми отримали 234,7 м (770 футів). Як видно, незначна погрішність існує.

Для визначення взаємного впливу руйнування трубопроводів в одному технічному коридорі, її змодельовано за допомогою використання програмного забезпечення, зображеного на наведеному нижче рисунку [12–22].

На думку експертів, однією з основних причин є корозія, викликана блукаючими струмами, спричиненими дисбалансом або помилкою в системі катодного захисту труб, що проходять в одному технічному коридорі (рис. 5.10).



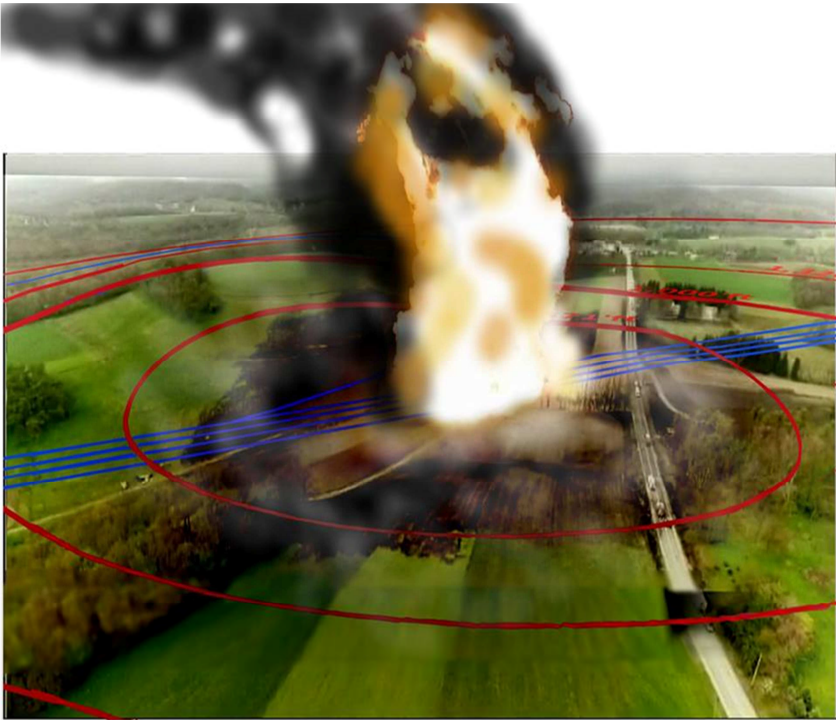
**Рисунок 5.10 – Магістральні трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі**

Підземні газопроводи, розташовані в спільних технічних коридорах, покриті шаром природного ґрунту. Під час вибухів (рис. 5.11) діє надлишковий тиск ударної хвилі, що призводить до руйнування ґрунтового покриття з утворенням воронки. Надлишковий тиск викликає напруження стиску в прилеглому ґрунтовому масиві.

Природні ґрунти належать до матеріалів із малою в'язкістю і характеризуються значно більшою міцністю на стиск, ніж на розтяг, що пояснюється проявом внутрішнього кулонового тертя, яке описується гіпотезою Мора – Кулона. Внутрішнє кулонове тертя сприяє утворенню дотичних напружень, які поверхню деформування (поверхня Кулона) у дограничній стадії відхиляють від осі дії нормальних напру-



жень. Для природного ґрунту поверхня деформування за формою нагадує коноід. У фазі руйнування поверхня деформування стає поверхнею зсуву.



**Рисунок 5.11 – Аварійна ситуація на газопроводі, прокладеному в одному технічному коридорі (радіус потенційного впливу – 800–2500 футів 244–762 м)**

У площині деформування діють осьові і радіальні напруження, пов'язані відповідними залежностями:

$$P_1 = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3), \quad q = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3), \quad (5.15)$$

де  $\sigma_1$ ,  $\sigma_3$  – основні напруження стиску при навантаженні в умовах плоскої деформації ( $\sigma_1$  – напруження від ударної хвилі,  $\sigma_1 = \alpha \cdot P_1$ ,  $\sigma_3$  – тиск шару ґрунту на трубопровід,  $\sigma_3 = \rho \cdot g \cdot h$ );  $P_1$  – середній тиск у разі плоскої деформації (від



ударної хвилі);  $q$  – міра дотичних напружень (від внутрішнього тертя);  $\alpha$  – коефіцієнт опірності ґрунту;  $\rho$  – густина ґрунтового покриву газопроводу,  $\text{кг/м}^3$ ;  $h$  – висота ґрунтового покриву газопроводу, м;  $g$  – прискорення земного тяжіння,  $\text{м/с}^2$ .

Поверхня ковзання відхиляється від горизонталі на кут  $\varphi$  (рис. 5.12), який є мірою внутрішнього тертя в ґрунті і визначається залежністю:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sigma_3}{\sigma_1}. \quad (5.16)$$

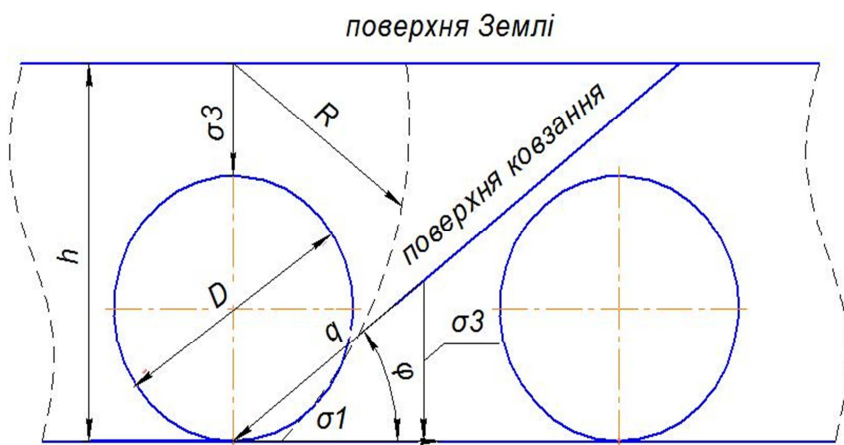


Рисунок 5.12 – Схема дії напружень під час вибуху на підземному газопроводі в технічному коридорі

Вплив реальних умов експлуатації враховує коефіцієнт  $K_p$ , і тоді формули (5.13–5.14), адаптовані до системи одиниць вимірювання СИ, мають вигляд:

$$r = 99 \cdot D \cdot K_p \cdot \sqrt{p}, \quad (5.17)$$

де  $r$  – радіус потенційного впливу, м;  $p$  – максимальний робочий (експлуатаційний) тиск, МПа;  $D$  – зовнішній діаметр газопроводу, м;  $K_p$  – коефіцієнт, що враховує реальні умови експлуатації газопроводів.

Коефіцієнт реальних умов експлуатації ( $K_p$ ) визначають за формулою:

$$K_p = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (5.18)$$

де  $K_1$  – коефіцієнт, що враховує напружений стан поверхнього шару земельної ділянки;  $K_2$  – коефіцієнт, що враховує режим експлуатації трубопроводу;  $K_3$  – коефіцієнт, що враховує технічний стан трубопроводу.

Коефіцієнт напруженого стану ( $K_1$ ) враховує властивості поверхнього шару ґрунтового масиву в місці прокладання газопроводу. РПВ, визначений за формулою (5.17) вимірюється в площині ковзання, а реальна величина його діє на поверхні Землі.

Цю різницю враховує коефіцієнт  $K_1$ , який визначають за формулою:

$$K_1 = \cos \varphi. \quad (5.19)$$

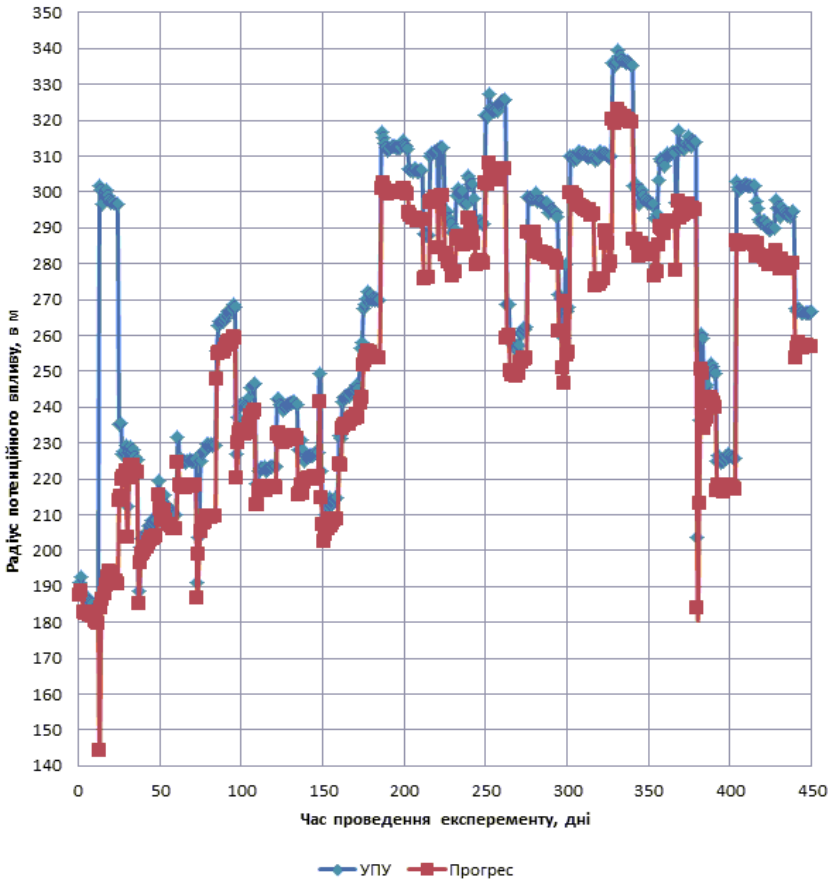
Для нових газопроводів, експлуатованих за частот, менших ніж 0,3 Гц, коефіцієнт  $K_2=1$ , за частот більших ніж 0,3 Гц, цей коефіцієнт  $K_2=1,05$ . Тривало експлуатовані трубопроводи за частоти понад 0,3 Гц  $K_2=1,1$ , за частоти меншої ніж 0,3 Гц,  $K_2=1,05$ . Якщо після проведення внутрішньотрубно́ї діагностики трубопроводу немає дефектів, накопичених від втоми та корозії, то коефіцієнт, що враховує технічний стан трубопроводу, дорівнює одиниці ( $K_3=1$ ). Якщо дефекти виявлені, то вони можуть розвиватися за втомних режимів, тоді  $K_3>1$  та залежить від їхньої кількості та розмірів. ( $K_{3max}=1,2$ ).

Для забезпечення експлуатації та зменшення втрат під час аварій необхідно чітко встановлювати та визначати ділянку потенційно небезпечного впливу. Проаналізуємо та розрахуємо зону потенційного впливу для газопроводів, що проходять паралельно, зокрема «Уренгой – Помари – Ужгород» та «Прогрес» (рис. 5.13–5.15).

Звичайне горіння може перейти у вибух через швидкість поширення полум'я у разі його поширенні по рельєфу і в лісових масивах.

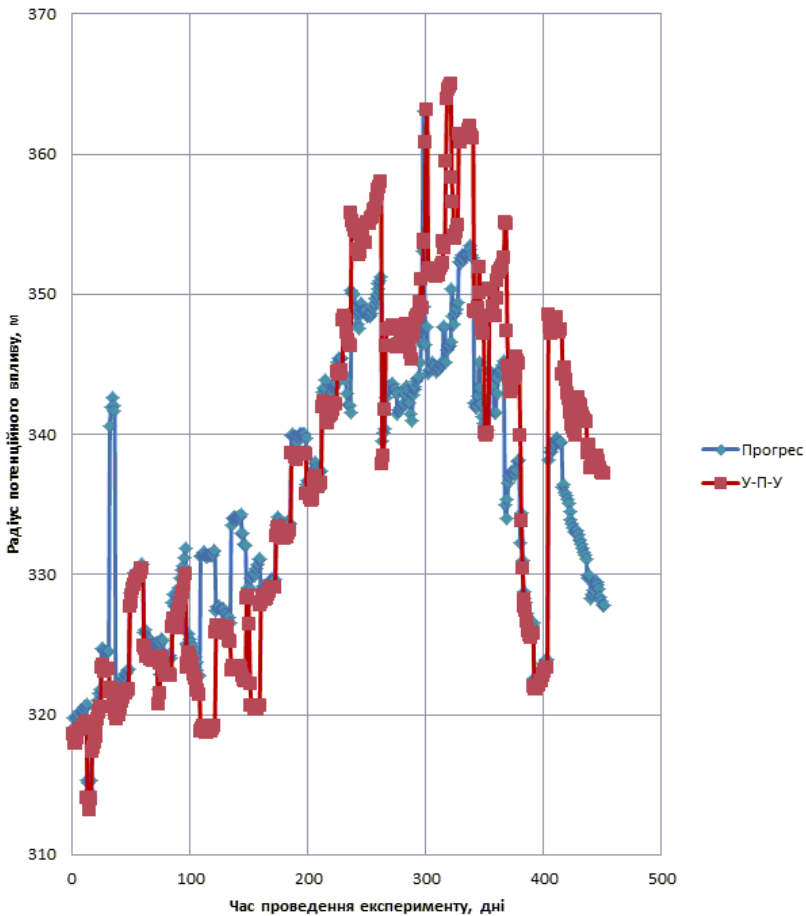
Крім того, при гільйотинному розриві газопроводу великого тиску спостерігається розлітання шматків металу та фрагментів труб, оскільки під час руйнування трубопроводу енергія розширення газу витрачається на деформування тру-

би, її руйнування, утворення первинних та вторинних осколків.



**Рисунок 5.13 – Радіус потенційного впливу, в метрах, що відбувається внаслідок зміни режиму транспортування газу (за формулою (5.12))**

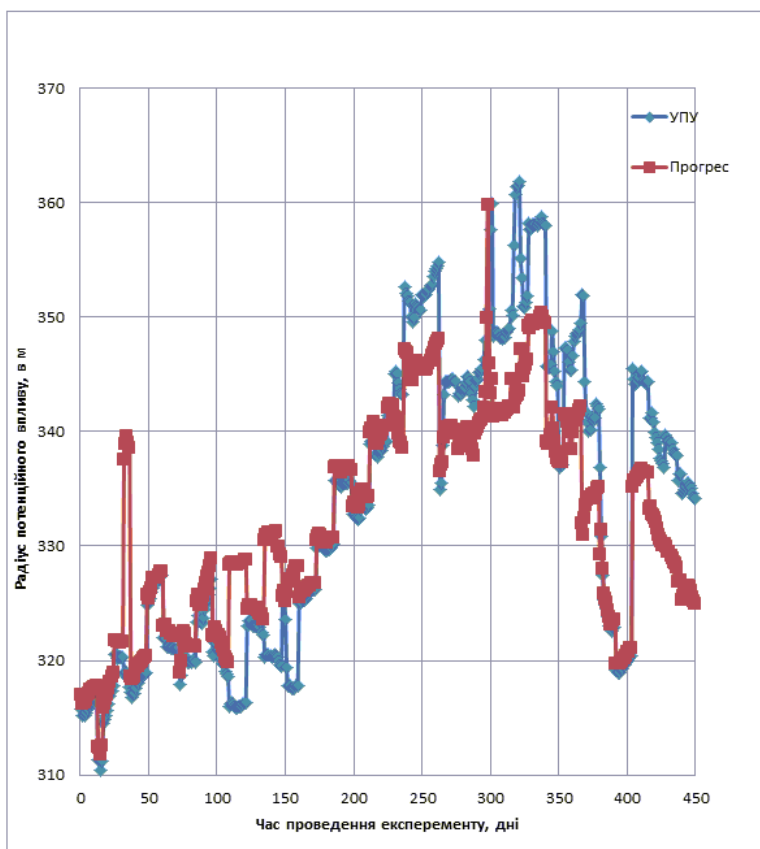
У виконавчу документацію магістрального нафтопроводу необхідно своєчасно вносити зміни щодо будівництва об'єктів в охоронній зоні, перетинів нафтопроводу трубопроводами і комунікаціями іншого призначення та конструктивні зміни об'єктів лінійної частини трубопроводу.



**Рисунок 5.14 – Радіус потенційного впливу, в метрах, що відбувається внаслідок зміни режиму транспортування газу (за формулою (5.17),  $K_p=1,1$ )**

Надземні газопроводи – це переходи через природні та штучні перешкоди, що перебувають у спільному технічному коридорі та становлять більшу небезпеку щодо ураження сусідніх газопроводів у разі вибуху на одному з них. Крім того, вони становлять підвищену небезпеку щодо реалізування диверсій та терористичних актів, ймовірність яких зростає підчас гібридної війни. Для узгоджених дій між ор-

ганізаціями, чиї трубопроводи проходять в одному технічному коридорі, розроблені правила, що визначають взаємини між ними.



**Рисунок 6.15 – Радіус потенційного впливу, в метрах, що відбувається в наслідок зміни режиму транспортування газу (за формулою (5.17),  $K_p = 0,5$ )**

На основі виконаних комплексних теоретичних та експериментальних досліджень вирішено важливу науково-технічне завдання із забезпечення безаварійної експлуатації магістральних газопроводів у зсувонебезпечних гірських умовах шляхом розроблення нових підходів до оцінювання

технічного стану потенційно небезпечних ділянок. Для підвищення надійності експлуатації надземних магістральних газопроводів у спільних технічних коридорах необхідно підвищити їхню стійкість щодо вибухів, а також зменшити ймовірність ураження сусідніх газопроводів у разі вибуху на одному з них. Відомо, що саме ефективно протидіє спонтанному зростанню тріщини в стінці газопроводу, – це зміцнення його зовнішньої поверхні композиційними полімерними матеріалами (КПМ). За локального пошкодження стінки і розгерметизації газопроводу зміцненого КПМ відбувається вихід газу, який і при зовнішньому загоранні не супроводжується внутрішньо-трубним вибухом. Якщо такий потужний вогняний струмінь напрчмлений у бік сусіднього газопроводу, то велика ймовірність його пошкодження. У такому разі для ефективного захисту сусідніх газопроводів необхідно встановлювати, в проміжку між ними, екрануючі інженерні споруди, у ролі яких можуть бути спеціально споруджені проміжні резервні байпаси.

### Список використаних джерел п'ятого розділу

1. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions. *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 8. P. 22–26.
2. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taraevskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline. *Metallurgical and mining industry*. 2016. № 3. P. 33–36.
3. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O. S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions. *Metallurgical and mining industry*. 2015. № 8. P. 516–520.
4. API 510. Pressure Vessel Inspection Code. American Petroleum Institute, Washington, DC. 1999.
5. API Standard 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline, 2001.
6. API 581. Risk-Based Inspection. Base Re-source Document. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2003.

7. API 597. Recommended Practice for Fitness for Service. American Petroleum Institute, Washington, DC, 2003.

8. API 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline. American Petroleum Institute, Washington, DC, 2002.

9. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов. *Нафтогазова галузь України*, 2014. № 6. С. 27–30.

10. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації. *Нафтогазова галузь України*, 2014. № 6. С. 43–46.

11. Про об'єкти підвищеної небезпеки : Закон України. Київ, 2002.

12. Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки : Постанова КМУ від 11 липня 2002 р. № 956. *Офіційний вісник України*.

13. Порядок встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору : Постанова КМУ від 1 березня 1999 р. № 303. *Офіційний вісник України*.

14. Про внесення зміни до Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору : Постанова КМУ від 31 грудня 2004 р. № 1790. *Офіційний вісник України*.

15. Про затвердження методики оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру» (зі змінами, внесеними відповідно до Постанови КМУ № 862 від 04.06.2003) : Постанова КМУ від 15 лютого 2002 р. № 175. *Офіційний вісник України*.

16. Про затвердження Порядку і правил проведення обов'язкового страхування цивільної відповідальності суб'єктів господарювання за шкоду, яка може бути заподіяна пожежами та аваріями на об'єктах підвищеної небезпеки. Включаючи пожежовибухонебезпечні об'єкти та об'єкти, господарська діяльність на яких може призвести до аварій екологічного і санітарно-епідеміологічного характеру : Постанова КМУ від 16 листопада 2002 р. № 1788. *Офіційний вісник України*.

17. Методика визначення ризиків та їх прийнятих рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки. Київ : Основа, 2003. 192 с.
18. Грудз В. Я., Тутко Т. Ф. Пускові динамічні параметри газу на дільниці магістрального газопроводу. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: транспорт і зберігання нафти і газу.* 2001. № 38. С. 45–61.
19. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties. *Metallurgical and mining industry*, 2013. № 3. P. 68–73.
20. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами. *Нафтогазова галузь України.* 2013. № 6. С. 33–37.
21. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects. *Metallurgical and mining industry*, 2013. № 12. P. 61–67.
22. Тараєвський О. С. Аспекти моніторингу працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2012. № 4(45). С. 43–47.
23. Говдяк Р. М., Угляренко В. П., Чабанович Л. Б., Шелковський Б. І. Стан і основні напрямки підвищення вибухопожежобезпеки на газотранспортних підприємствах України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2005. № 4(17). С. 117–125.
24. Говдяк Р. М. Проблемы и пути повышения экологической безопасности компрессорных станций газопроводов. *Экотехнологии и ресурсосбережение.* 2004. № 6. С. 44–50.
25. Говдяк Р. М., Бігун В. А., Поляченко Ю. М. Нові технічні рішення щодо електроживлення лінійних споживачів магістральних трубопроводів. *Нафтова і газова промисловість.* 2004. № 2 С. 33–34.
26. Говдяк Р. М., Демченко Ю. В. Сучасні основи організації технологічного зв'язку на магістральних газопроводах. *Нафтова і газова промисловість.* 2004. № 3 С. 31–33.
27. Говдяк Р. М., Давидов Д. М., Міщенко В. П. Новые технологии производства и потребления сжиженного природного газа в Украине. *Экотехнологии и ресурсосбережение.* 2004. № 4. С. 63–67.



28. Говдяк Р. М., Міщенко В. П., Давидов Д. М. Поставки скрапленого природного газу – важливий чинник диверсифікації джерел газопостачання України. *Нафтова і газова промисловість*, 2003. № 1. С. 27–32.
29. Говдяк Р. М., Домашенко О. О., Давидов Д. М. Проектування і будівництво газопроводів в зонах вічної мерзлоти. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 1(6). С. 121–123.
30. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3(40). С. 27–32.
31. Тараєвський О. С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3(36). С. 43–47.
32. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив тривалості експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2010. Спецвипуск № 8. С. 655–660.
33. Тараєвський О. С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 3(8). С. 26–29.
34. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2008. № 1 (17). С. 76–79.
35. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2008. Спецвипуск № 7. С. 791–797.
36. Крижанівський Є. І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 2(27). С. 97–100.
37. Грудз В. Я., Костів В. В., Тараєвський О. С., та ін. Технічна діагностика газотранспортних систем. Івано-Франківськ : Лілея НВ, 2012. 511 с.
38. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу. *Нафтогазова енергетика – 2017:*

матеріали міжнар. наук.-техн. конф. Івано-Франківськ, 2017. С. 353–354.

39. Крижанівський Є. І., Кузьменко Е. Д., Тараєвський О. С., Багрій С. М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. *ЕКОГЕОФОРУМ- 2017*. Актуальні проблеми та іновачії : матеріали міжнар. наук.-практ.. конф. Івано-Франківськ, 2017. С. 287–288.

40. Тараєвський О. С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трасовых условиях. *Трубопроводный транспорт – 2016* : матеріали XI междунар. учебно-научно-практич. конф. Уфа : Изд-во УГНТУ, 2016. С. 383–385.

41. Тараєвський О. С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промышленных трубопроводов. *Трубопроводный транспорт – 2015* : матеріали X междунар. учебно-научно-практич. конф., Уфа : Изд-во УГНТУ, 2015. С. 200–202.

42. Тараєвський О. С. Особливості руйнування несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи* : матеріали міжнар. науково-техн. конф. Івано-Франківськ, 2014. С. 215–216.

43. Тараєвський О. С., Тараєвський С. Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов : *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта* : матеріали VIII Междунар. науч.-техн. конф. Новополюцк, ПГУ, 2014. С. 30–32.

44. Тараєвський О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта* : матеріали VII междунар. науч.-техн. конф. Новополюцк : ПГУ, 2011. С. 181–182.

45. Тараєвський О. С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ. *Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі* : матеріали науково-практичної конференції. Івано-Франківськ, видавництво ІФНТУНГ, 2010. С. 47–49.

46. Tarayevski O. S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation. *Technical sessions on welding* : XVIII Conferences, Madrid, Spain, 2010. P. 28–32.

47. Тараєвський О. С., Тараєвський С. Й. Методика дослідження показників надійності магістральних газопроводів. *Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи* : міжнар. наук-техн. конф. Івано-Франківськ, 2009. С. 136–137.

48. Тараєвський О. С. Структура енергетичних втрат у газовому потоці та вибір математичної моделі. *Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії* : матеріали міжнар. наук.-техн. конф. молодих вчених. Івано-Франківськ, 2008. С. 18–19.

49. Почтенный Е. К. Кинетика усталости машиностроительных конструкций. Минск : УП «Арти-Фекс», 2002. 186 с.

50. Бойко В. И., Коваль Ю. И. Анализ неразрушающих методов оценки усталостного повреждения металлов. Киев, 1982. 36 с. (Препринт АН УССР. Ин-т пробл. Прочности).

51. Трощенко В. Т., Бойко В. И. Датчик усталостного повреждения и обоснование его использования. Сообщение 1,2. Проблемы прочности. 1985. № 1. С. 2–14.

52. Почтенный Е. К., Ивасив В. М. Способ ограничения случайных разрушений с помощью индикаторов усталости. *Известие академии наук БССР*. Минск, 1981.

53. Айнбиднер А. Б., Камерштейн А. Г. Расчёт магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Киев : Недра, 1982. 341 с.

54. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. Киев : Недра, 1982. 384 с.

55. Галиуллин З. Т., Карпов С. В., Королев М. И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. *Диагностика – 99* : материалы Девятой международной деловой встречи, г. Сочи, апрель 1999 г. Москва : ИРЦ Газпром, 1999. С. 11–23.

56. Забела К. А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. Москва : Недра, 1986. 170 с.

57. Зайнуллин Р. С. Определение остаточного ресурса труб с трещиноподобными дефектами при коррозионном износе. Уфа : Уфимский нефтяной институт. С. 12–15.

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С.

**ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ  
ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ  
ТРУБОПРОВІДІВ  
НА ПОРУШЕНИХ ТЕРИТОРІЯХ**

Видавництво Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна  
тел. (03422) 547266, факс (03422) 547139,  
<http://nung.edu.ua>, e-mail: [admin@nung.edu.ua](mailto:admin@nung.edu.ua)  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців  
ІФ № 18 від 12.03.2002 р.

---

Підписано до друку \_\_\_\_\_ р. Формат 60x84<sup>1</sup>/<sub>6</sub> Папір офсетний  
Ум. друк. арк. 13,31 Тираж 300 прим. Замовл. №